

اصول کلی عملیات دریافت، نگهداشت و توزیع فرآورده‌های نفتی

آشنایی با فرآورده‌های نفتی و فرایندهای پالایشگاهی



تالیف و تدوین: محمد رضا یگانه

نگهداشت و توزیع فرآورده‌های نفتی
اصول کلی عملیات دریافت،

آشنایی با فرآورده‌های نفتی و فرایندهای پالایشگاهی



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، کیفیت‌گرائی همواره
کانون توجه این تحولات بوده است. این موضوع را می‌توان در
تغییرات خروجی فرایندهای تحول یافته برای دستیابی به
فرآورده‌های مطلوب‌تر جستجو نمود.





جداول

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 فرآورده های نفتی
جلد اول: آشنایی با فرآورده های نفتی و فرایندهای پالایشگاهی
تألیف و تدوین: محمدرضا یگانه
طراحی و صفحه آرایی: موسسه طرح خوب (پرویز مقدم)
تأیید محتوایی: کمیته انتشارات امور آموزش
تیراژ: ۵۰۰ نسخه
نشر: اداره نشر روابط عمومی

تقدیم به

آنانکه دل در گرو خدمت به میهن عزیز ایران نهادند

مقدمه

شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده های نفتی ایران، به عنوان یکی از صنایع بزرگ و تاثیرگذار درگستره صنعت نفت کشور، مسئولیت خطیر پالایش نفت خام و گردش چرخه تأمین، انتقال و توزیع انواع فرآورده های نفتی را بر عهده دارد. این شرکت در اسفندماه ۱۳۷۰ براساس سیاست تفکیک فعالیت های بالادستی و پایین دستی، به عنوان یکی از چهار شرکت اصلی وزارت نفت تأسیس 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 تدارك 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 هر گونه 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 به عنوان 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 به عنوان 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 خودروهای 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، به عنوان تکانه دوم، استراتژی‌های صنعت پالایش نفت را بکلی متحول نموده است. به هر حال نفت این ماده ارزشمند در عصر آتی جایگاهی فراتر از جایگاه قبلی یافته و به عنوان زیرساخت تکنولوژی و نه فقط به عنوان 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

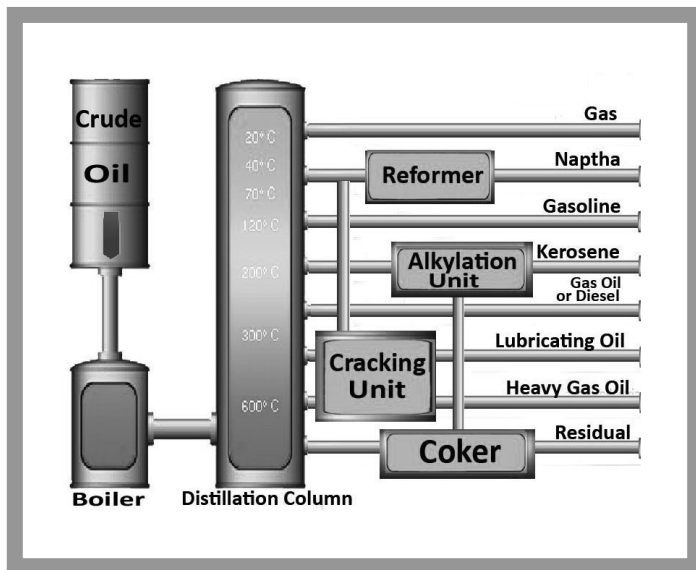
■ فصل اول

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 بوتیلیتی
۹۰	واحد اختلاط

	■ فصل دوم
۹۳	فرآورده‌های پالایش شده و ویژگی آنها
۹۵	گاز مایع شده
۹۸	انواع بنزین به لحاظ کیفیت و تعداد کتان
۹۸	بنزین نرمال
۱۰۳	بنزین مطابق با استاندارد یورو
۱۰۶	بنزین موتور با 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	قییر تقطیری
	■ 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 و حتی 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 لوئیزیانای 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 پالایشگاه های طراحی شده در این خصوص گردیده است. منطقه خاورمیانه بواسطه وجود نفت همواره دستخوش تحولات منطقه ای بوده و جنگ های 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 بی اندازه استفاده می شود.

نحوه پیدایش نفت دقیقاً مشخص نیست، اما ترکیب کربورهای فلزی با آب و واکنش های 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 اتم های 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 می کند. بطور کلی مواد سازنده نفت شامل: هیدروکربورها، ترکیبات اکسیژنه، سولفور، ازته و مواد معدنی می باشد.

تعداد ترکیبات مولکولی نفت خام وابسته به سن زمین شناسی آن، عمق تشکیل آن، منشا آن و موقعیت جغرافیایی آن متغیر می باشد. 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 پالایشگاه های طراحی شده اختصاصی نموده است. لذا در طراحی هر پالایشگاه، طیفی از خوراک احتمالی و انعطاف پذیری آن با تغییرات احتمالی خوراک ورودی مورد بررسی و تاثیر در طراحی واقع می گردد.

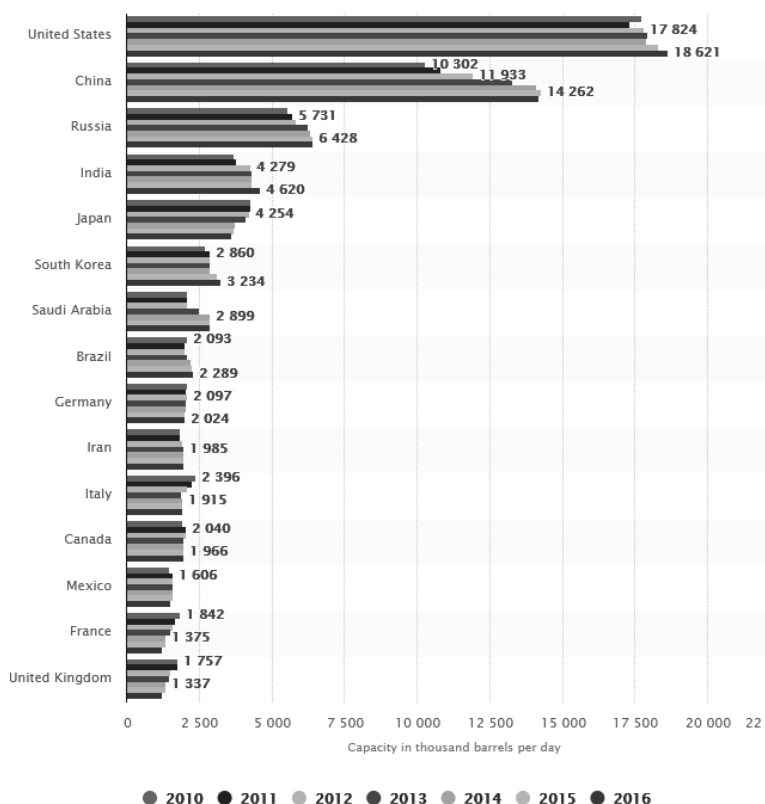
تاریخچه پالایشگاه‌ها

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. بدلیل 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 پالایشگاه‌های ایران تا انتشار این کتاب شامل موارد زیر می‌باشند:

- 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 هزار بشکه در روز

• پالایشگاه نفت شازند ۲۵۰ هزار بشکه در روز

طرح های پالایشگاهی دیگری چون پالایشگاه خوزستان با ظرفیت حدود ۱۸۰ هزار بشکه در روز و پالایشگاه پارس با ظرفیت حدود ۱۲۰ هزار بشکه در روز و پالایشگاه آناهیتا با ظرفیت حدود ۱۵۰ هزار بشکه در روز و پالایشگاه شهریار با ظرفیت ۱۵۰ هزار بشکه در روز و ... به این ظرفیت ها خواهند پیوست. آمار و اطلاعات فوق جنبه آشنائی با ظرفیت های بالقوه داشته و جهت تصمیم گیران این حوزه درخصوص روندشناسی و برنامه ریزی افزایش و کاهش ظرفیت تولید می بایست ضمن استفاده از اطلاعات موجود ظرفیت سنجی را توأم با آینده پژوهی در پیشرفت های تکنولوژی و سیاست های بین المللی صورت بخشد.

پالایشگاه های نفت بسته به نوع خوراکی که بر مبنای آن طراحی شده اند دارای درجات پیچیدگی های متفاوتی هستند که بر اساس آن، میزان و نوع محصولات متفاوت و با سطوح مختلف کیفی و تخصصی تولید می کنند. میزان سرمایه گذاری 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 سرمایه گذاری نیاز خواهد داشت. هر پالایشگاه، دارای طرح های تولید خاص خود است که بر اساس تجهیزات فراهم شده، هزینه های عملیاتی و میزان تقاضا برای فرآورده ها مشخص می شوند. طرح تولید بهینه برای هر پالایشگاه، بر اساس ملاحظات اقتصادی مشخص می شود و عملیات دو پالایشگاه هرگز کاملاً مشابه یکدیگر نیستند. در حالیکه مصرف کننده عادی تصور می کند که شمار فرآورده های نفتی نظیر بنزین، سوخت جت، نفت سفید و غیره محدود است، ولی بررسی هایی که مؤسسه نفت آمریکا (API) American Petroleum Institute در مورد پالایشگاه های نفت و صنایع پتروشیمی انجام داده است، نشان می دهد که بیش از ۲۰۰۰ فرآورده نفتی با مشخصات منحصر بفرد می توان از نفت تولید نمود.

پالایش نفت خام

Refining Crude Oil

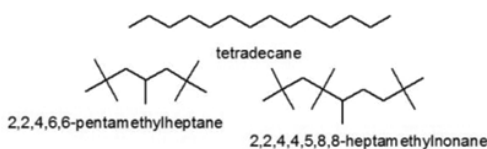
مواد خام و خوراک عمده پالایشگاه‌ها را نفت خام (Crude oil) تشکیل می‌دهد. هرچند در پاره‌ای موارد از نفت‌های سنتزی حاصل از سایر منابع، نظیر گیلسونایت یا قیر طبیعی (Gilsonite) و ماسه‌های قیری، نیز به عنوان خوراک قابل پالایش نیز استفاده می‌شود، اما همچنان مهم‌ترین خوراک پالایشگاه‌های نفت، نفت خام و میعانات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

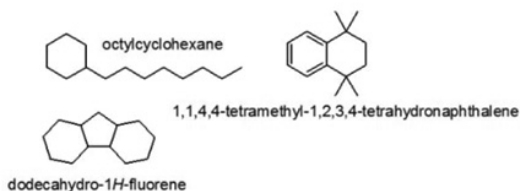
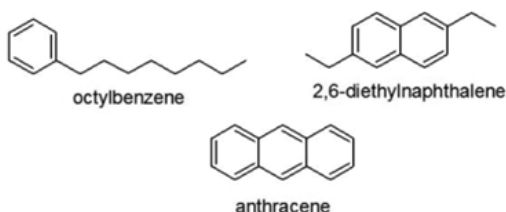
نفت خام، شامل ترکیب پیچیده‌ای از انواع هیدروکربن‌هایی است که فواصل آنها از نظر نقطه جوش دارای گستره‌ای وسیع است. هیدروکربن‌ها (Hydrocarbon)، مولکول‌هایی با طول‌های متفاوتند که از هیدروژن (H) و کربن (C) تشکیل یافته‌اند.

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. فراوانی 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)**

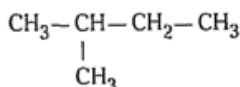
پارافین ها (ترکیبات زنجیری اشباع شده) یا آلکان های موجود در نفت شامل زنجیری از اتم های کربن هستند که به جز ساده ترین مولکول آلکان یعنی متان با فرمول CH_4 ، مابقی هر یک صفر تا ۳ هیدروژن دارند. هر اتم کربن در این دسته با چهار اتم دیگر پیوند شده که اتم های پیوند شده می توانند کربن یا هیدروژن باشند. فرمول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

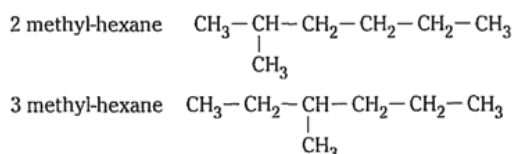


نقاط جوش این ترکیبات با افزایش تعداد اتم های کربن افزایش می یابد. افزایش یک اتم کربن موجب افزایش 25°C در نقطه جوش می شود. افزایش کربن های بعدی افزایش کمتری در نقطه جوش ایجاد خواهد کرد. دانسیته با وزن مولکولی افزایش می یابد به عنوان نمونه دانسیته نرمال پنتان 0.626 kg/L است

که ۵ اتم کربن دارد و دانسیته pentacosane که ۲۵ اتم کربن دارد ۰/۷۹۱ kg/L است، با این حال دانسیته آلکان ها همیشه کمتر از ۱ kg/L می باشد. در حالاتی يك يا تعداد بیشتری اتم هیدروژن می تواند با يك اتم کربن يا زنجیری از هیدروکربن جانشین شود که بدین ترتیب isoparaffins یا isoalkanes به دست می آید. مانند: ایزوپنتان



همچنین شاخه دار شدن در موقعیتهای متفاوت از يك زنجیر با تعداد اتم های یکسان می تواند رخ دهد که در این حالت ترکیبات حاصل ایزومر (Isomers) نامیده می شود. مانند دو ترکیب زیر:

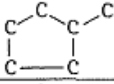
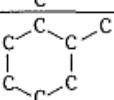


ایزوپارافین ها دارای نقاط جوش (Boiling Points) پایین تری نسبت به نرمال پارافین ها با همان تعداد اتم هستند. همان گونه که در جدول زیر دیده می شود، شاخه دار شدن به شدت نقطه جوش را کاهش می دهد. در این خصوص در بخش نگهداری فرآورده های نفتی مطالب بیشتری ارائه گردیده است.

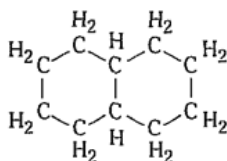
	Overall formula	Structural* formula	Molecular weight	Boiling point, °C (1 atm)	Specific gravity d_4^{15} (liquid)
Methane	CH ₄	C	16.0	-161.5	0.260
Ethane	C ₂ H ₆	C—C	30.1	-88.6	0.377
Propane	C ₃ H ₈	C—C—C	44.1	-42.1	0.508
n-Butane	C ₄ H ₁₀	C—C—C—C	58.1	-0.5	0.585
Isobutane	C ₄ H ₁₀	$\begin{array}{c}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

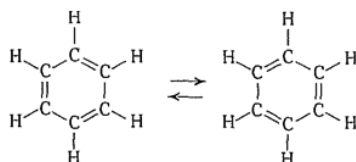


آروماتیک‌ها (Aromatics)

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.

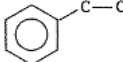
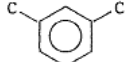
الگوی پایه معمول برای همه آروماتیکها حلقه بنزن است که با فرمول ککوله (Kekule's formula) به صورت زیر نشان داده می شود:



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

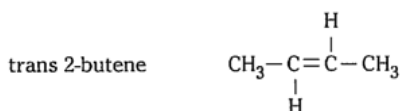
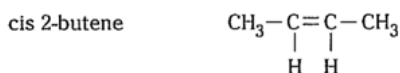
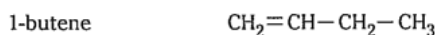


در ساختار بالا اتم هیدروژنی که به هراتم کربن در ساختار شش ضلعی متصل می باشد، طبق قرارداد نشان داده نمی شود. بدین ترتیب فرمول عمومی این ترکیب $C_n H_{n-6}$ می باشد.

	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
o-xylene	C_8H_{10}		106.2	144.4	0.884
m-xylene	C_8H_{10}		106.2	139.1	0.868
p-xylene	C_8H_{10}		106.2	138.4	0.865

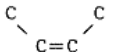
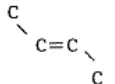
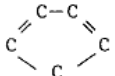
الفین ها یا آلکین ها (Olefins)

گروه الفین ها یا آلکین 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 حالاتی گفته می شود 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 برش های مستقیم ناشی از تقطیر نفت خام (Straight run) وجود نداشته و یا به مقادیر ناچیز یافت می شود با این حال این ترکیبات در برخی فرآورده های پالایشی به ویژه در اجزایی که از فرآورده های تبدیلی (Conversion) بر روی برش های سنگین حاصل می شوند یافت می شوند. فرآورده های تبدیلی یا حرارتی (thermal) بوده و یا کاتالیزوری (catalytic) هستند. چند ترکیب نخست ترکیبات الفینی از جمله اتیلن، پروپیلن و بوتن ها 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_2H_4	$C=C$	28.0	-103.7	
Propylene	C_3H_6	$C-C=C$	42.1	-47.7	0.523
1-Butene	C_4H_8	$C=C-C-C$	56.1	-6.3	0.601
Cis 2-butene	C_4H_8		56.1	+3.7	0.627
Trans 2-butene	C_4H_8		56.1	0.8	0.610
Isobutene	C_4H_8	$C-C=C$ C	56.1	-6.9	0.601
1-Pentene	C_5H_{10}	$C=C-C-C-C$	70.1	+30.0	0.646
1,3-Butadiene	C_4H_6	$C=C-C=C$	54.1	-4.4	0.627
Isoprene	C_5H_8	$C=C-C=C$ C	68.1	34.1	0.686
Cyclopentadiene	C_5H_6		66.0	40.0	

علاوه بر هیدروکربن های مورد هدف و ارزش بنیان فوق، ترکیبات ناخالص و هزینه محور موجود در نفت خام نیز به اشکال زیر در این ماده مشاهده می شوند که بسته به نوع و مقادیر پاره ای از آنها درجات پیچیدگی پالایشگاه های 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 نیتروژن دار: ازت (N) می‌تواند به یکی از صورت‌های زیر در ترکیب نفت خام وجود داشته باشد:

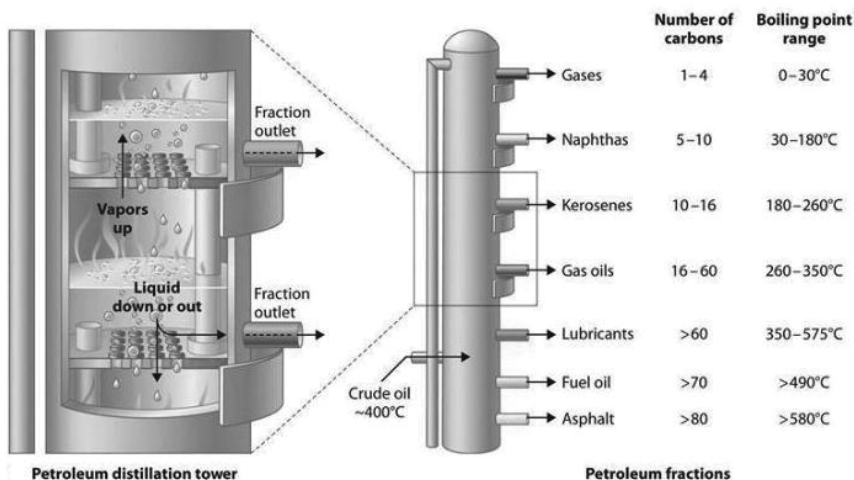
- کینولونین Quinoline با فرمول C_9H_7N
- پیریدین Pyridine با فرمول C_5H_5N
- کاربازول Carbazole با فرمول $C_{12}H_9N$
- پیرول Pyrrole با فرمول C_4H_5N

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 فرایند تقطیر سبب جدایش آنها از یکدیگر می‌شود. جهت درک بهتر موضوع در شکل زیر محدوده‌های قابل حصول در فرایند تقطیر را می‌توان مشاهده نمود. مرحله بعد از تفکیک استفاده از روش‌های فیزیکی و شیمیایی و فرآیندهای شامل واکنش‌های تخصصی برای این خالص‌سازی 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 خالص‌سازی، 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. هریک 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.

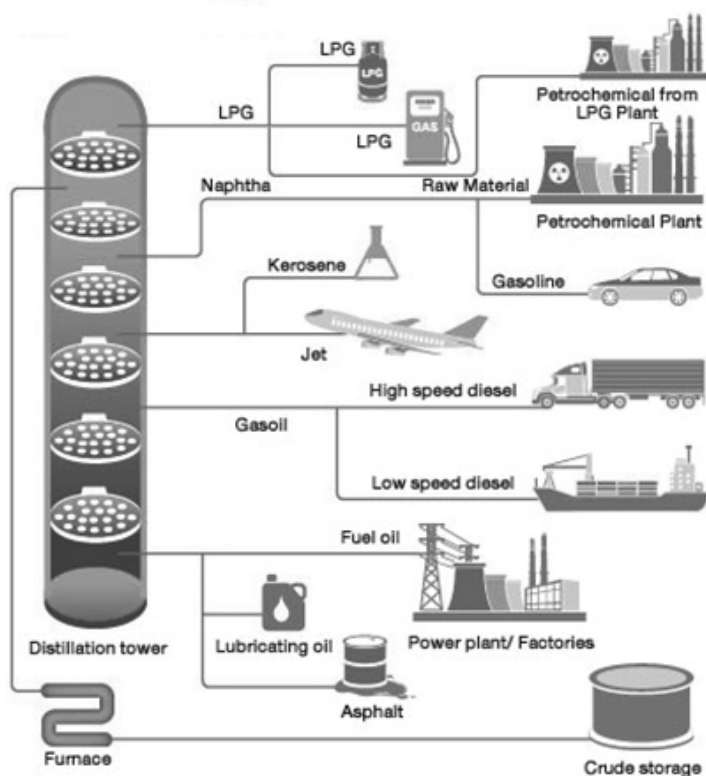
از طرفی فعالان حوزه بازار کلان فرآورده‌های نفتی این تقسیم‌بندی را براساس محصولات قابل توزیع به مصرف‌کنندگان و یا محصولات قابل فراورش‌های مجدد صورت بخشیده‌اند. از دیدگاه تقسیم‌بندی تجاری، محصولات یک پالایشگاه از جنبه قابلیت ارائه به سطوح مختلف بازار، اغلب سه طیف فرآورده که می‌تواند جزء هر دسته از فرآورده‌های 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 به عنوان مواد اولیه در صنعت پتروشیمی مورد استفاده قرار می‌گیرند مانند نفتا)
- مصرف‌کننده‌های نهائی فرآورده‌های نفتی نیز سبب گردیده‌اند دسته‌بندی کاربردی‌تر زیر جهت هر سه طیف فرآورده‌های حاصل از پالایش نفت خام بیان‌شده 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 تجاری 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 به عنوان نفتا جهت خوراک مجتمع‌های پتروشیمی بکار می‌روند.
- ترکیبات مایع با خاصیت حلالی، که به عنوان 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:

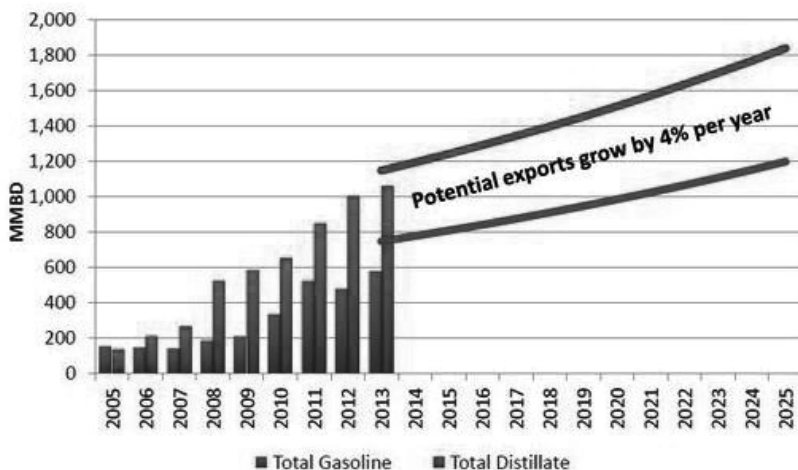


به لحاظ طراحی، معمولاً تعداد فرآورده‌هایی که طراحی پالایشگاه را جهت می‌دهند محدودتر از دسته بندی‌های قبلی می‌باشد. عمدتاً فرایندهای اصلی پالایش را با توجه به فرآورده‌هایی که سطوح تولیدی بالایی دارند (مانند بنزین، سوخت جت، سوخت دیزل) طراحی می‌کنند.

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:

- خوراك 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

Refineries Advances

نوع فرایندهای مورد استفاده در يك پالایشگاه به‌منظور فراورش 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.

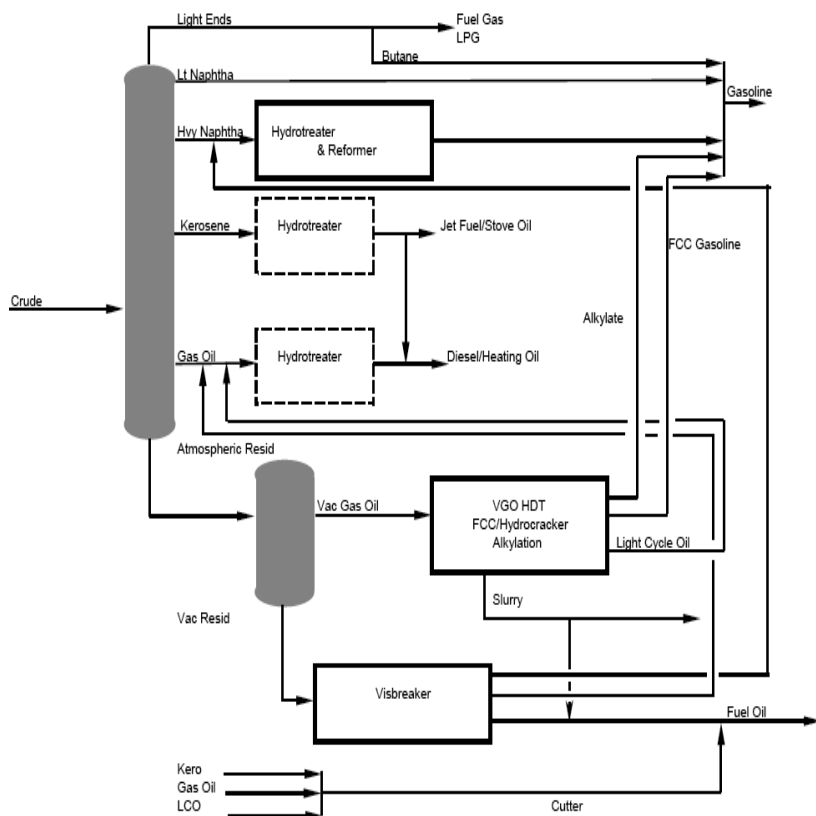
منظور از فرایندهای ثانویه در یک پالایشگاه، فرایندهایی هستند که روی محصولات سنگین حاصل از ستون‌های تقطیر مانند نفت کوره و نفتا صورت می‌پذیرند تا منجر به تولید محصولات سبک‌تر و با ارزش‌تر شوند.

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 فرایندهای ویژه‌ای جهت ارتقاء مواد باقی مانده سنگین تولیدی می‌شود. بدین منظور از فرایندهای زیر می‌توان جهت ارتقاء ته‌ماند استفاده نمود:

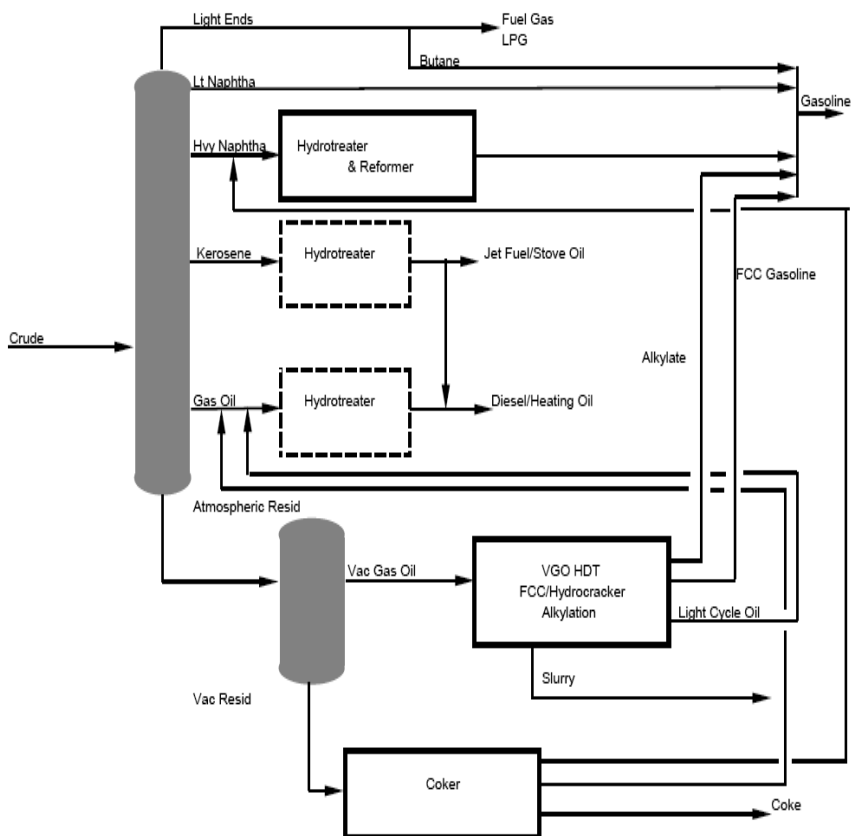
- ارتقاء فرایندهای نهائی جهت تولید انواع قیر
- ارتقاء فرایندهای نهائی برای تولید روغن
- تولید كك نفتی از ته‌ماند
- آسفالت زدائی و ارتقاء ته‌ماند با محصولات سنگین بدون آسفالت
- کاهش گرانیوی یا ویسکوبریکر جهت تولید محصولات سبک‌تر و پر مصرف‌تر
- شکست کاتالیستی مواد باقی مانده (RFCC)
- و

جهت نمونه در شکل زیر بخشی از پالایشگاهی که دارای واحد کاهش گرانیوی (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 ویسکوزیته در جهت تولید بیشتر بنزین در این پالایشگاه نیز تاثیر گذاری داشته است. همچنین در شکل زیر پالایشگاهی با طراحی واحد کک سازی در جهت تولید بیشتر بنزین و نفت گاز و کک به جای ترکیبات سنگین و نفت کوره 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 تریتمنت 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 فازمایع 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 فرآورده های نفتی که دارای مولکول هائی 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 می گیرند تعیین نموده و کاربرد آنها بیشتر به عنوان سوخت های موتور درون سوز جرقه ای است .

• بنزین مستقیم (Straight Run gasoline)

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

• نفتا (Naphta)

منظور برش های فراری هستند که در محدوده سنگین تر از گاز مایع و سبک تر از بنزین قرار می گیرند. در حقیقت نفتا عنوانی کلی برای حلال های نفتی است . اصطلاح (Petroleum Ether) نیز به آن داده می شود .

• گازوئیل یا نفت گاز (Gasoil)

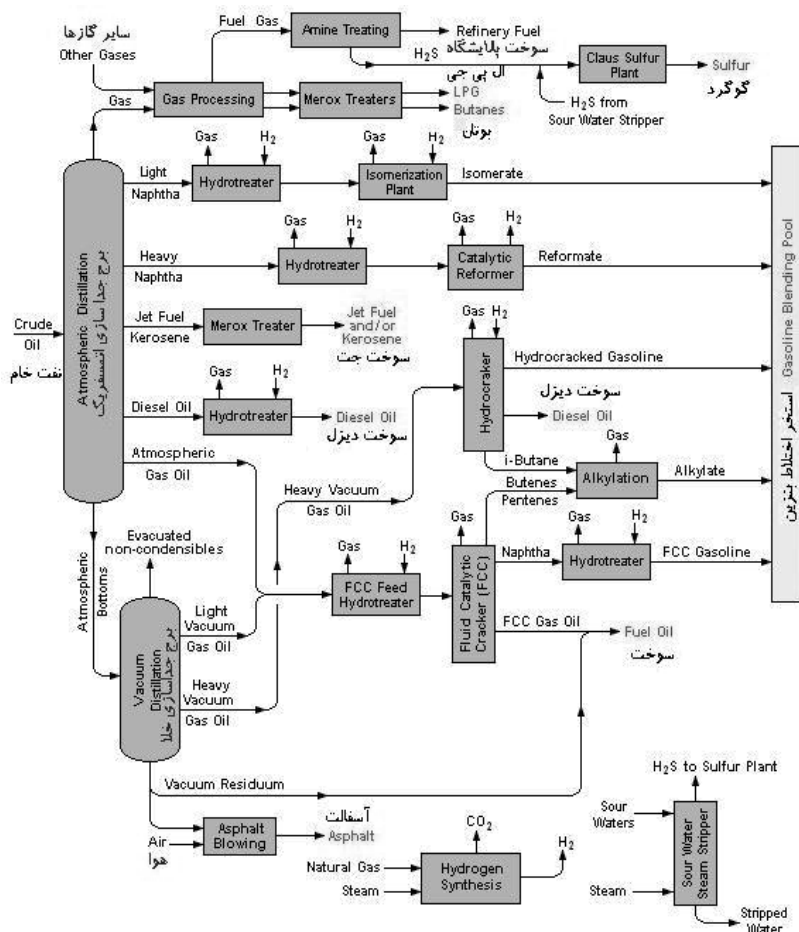
منظور برش هایی است دارای مولکول های حاوی ۱۴ تا ۲۰ اتم کربن که در محدوده سنگین تر از نفت سفید و سبک تر از روغن های روان ساز مورد استفاده قرار می گیرند. کاربرد این برش از فرآورده های نفتی عمدتاً استفاده از محتوای انرژی آن در تولید حرارت و انرژی لازم برای جابجائی در بخش انواع حمل و نقل است.

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

این طیف از فرآورده های نفتی برش هایی هستند سنگین تر از سوخت دیزل (نفت گاز) که به عنوان سوخت در کوره های حرارتی بکار می روند.

• پسی مانده (Residue)

منظور از پسماند، برش هایی هستند که از نفت کوره سنگین تر هستند. این ترکیبات دارای وزن مولکولی بالا و سرشار از هیدروکربن های گوگرددار و بلند زنجیره است. این برش ها با عملیات تنظیم دمای باتوم برج و عملیات تکمیلی انواع قیر و فرآورده های سنگین را بنیان گذاری می نمایند.



ابتدا جهت دسته بندی بهتر موضوعات و ایجاد نظم ذهنی در مسیر فرایندهای پالایشگاه های نفت، واحدهای فرایندی را از آغاز مسیر ورود نفت خام به پالایشگاه ضمن نگاهی کوتاه بر هدف اصلی ایجاد آن واحدها در فرایند کلی پالایشگاه از نظر می گذرانیم.

قبل از ورود خوراك به پالایشگاه، حذف آب و محتوای نمك و سایر موادی که توام با استخراج نفت خام، همراه شده اند در واحدهائی جهت آماده نمودن خوراك اقدامی ضروری است. این واحدها به عنوان واحدهای آماده سازی، می توانند به صورت توام و یا همجوار با واحدهای تفکیکی پالایشگاه احداث شوند. پس ورود نفت از واحدهای آماده سازی به پالایشگاه، در واحد نمك زدایی (Desalter Unit) طی يك سری عملیات شستشو، و قبل از آنكه نفت خام به واحد جداسازی اتمسفریک منتقل شود باقیمانده محلول نمك از نفت جدا می شود. نفت نمك زدائی شده خوراك 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 برش های مختلف که شامل طیفی از گازهای سبک تا پس ماند سنگین این برج می باشد، تقطیر می شود. واحد جداسازی تحت خلا (Vacuum Distillation Unit)، مواد سنگین و ته مانده واحد جداسازی اتمسفریک را با کاهش دادن نقطه جوش آنها به مقدار بیشتری از هم جدا می نماید. 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 می بخشند. تا این بخش از فرایند پالایشگاه، جداسازی های اصلی صورت پذیرفته است.

واحد هیدروتریتورفتا (Naphta Hydrotreater Unit) نیز، جهت عاری سازی نفتا از گوگرد با هیدروژن یعنی نفتای حاصل از برج های تقطیر را با استفاده از گاز هیدروژن گوگرد زدایی می نماید.

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 می نمایند. یکی از تولیدات جانبی واحد اصلاح کاتالیستی، هیدروژن ناشی

از الحاق هیدروکربن ها به یکدیگر است که در واکنش های واحدهای هیدروتزیتور و هیدروکراکر مورد استفاده قرار می گیرد.

واحد هیدروتزیتور تقطیرات (Distillate Hydrotreater) واحدی است که در آن سوخت دیزل تقطیر یافته گوگردزدایی می شود. فرآیند هیدروتزیتور به حذف ناخالصی های گوگرد و نیتروژن سوخت ها و نفتای تقطیر شده کمک می نماید. واحد شکافت کاتالیستی سیالی (Fluid Catalytic Cracking Unit) واحدی است که برش های سنگین تر برج تقطیر را به برش های سبک تر و با ارزش تر ارتقای دهد.

در واحد آیزوماکس یا هیدروکراکر (Hydrocracker Unit) با استفاده از گاز هیدروژن، برش های سنگین تر را به برش های سبک تر با ارزش بیشتر تبدیل می کنند. در واحد اصلاح مرکس (Mercox Treater)، در برخی موارد ویژه، همانند اصلاح سوخت جت، گاز مایع، بنزین و نفت گاز با کیفیت یورو، ضمن اکسیداسیون مرکاپتان ها (ترکیبات دارای گوگرد) گوگردزدایی این برش ها تا حد PPM صورت می گیرد.

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

در واحد دیمیزاسیون (Dimerization Unit) نیز، ترکیبات الفینی به اجزای مخلوط بنزین با اکتان بالا تبدیل می شود، بعنوان مثال تبدیل بوتن ها به ایزواکتان و سپس تبدیل به ایزواکتان با فرآیند هیدروژناسیون طی یک واکنش دیمیزاسیون صورت می پذیرد.

واحد ایزومریزاسیون (Isomerization Unit)، مولکول های هیدروکربنی خطی را به مولکول های حلقوی که دارای اکتان بالاتری هستند تبدیل می کند و محصول آن جهت اختلاط به واحد بنزین سازی هدایت می شود.

واحد غلظت شکن یا ویسبریکر (Visbreaker unit) نیز ضمن عملیات کراکینگ یا شکست هیدروکربنی ته مانده برج تحت خلاء و تقطیر نمودن آن، موجب تولید فرآورده های سبک تر مانند بنزین می گردد.

واحد تغییر بخار (Steam Reforming Unit)، هیدروژن مورد نیاز برای واکنش‌های واحدهای هیدروکراکر (تبدیل ترکیبات سنگین به ترکیبات سبک‌تر) و هیدروتریتور (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.

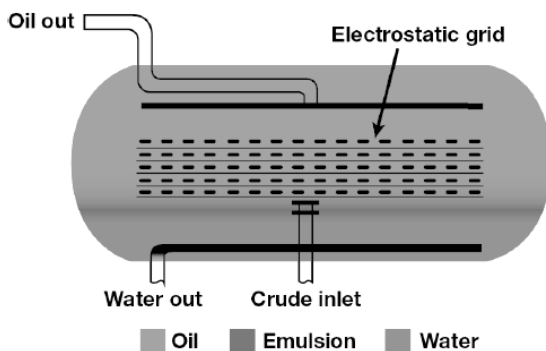
تا اینجا سعی گردید ابتدا فرآورده‌های نفتی حاصل از فعالیت واحدهای پالایشگاهی را بطور خلاصه تعریف و سپس اهم فرایندهای پالایشگاهی که این فرآورده‌ها را تولید و قابل مصرف می‌کنند، معرفی شوند.

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

واحد نمک زدایی

Desalter Unit

در بدو ورود نفت خام به پالایشگاه، معمولاً نفت خام علیرغم نمک زدائی صورت گرفته در مبادی ارسال یا همان بهره برداری از چاه های نفت، همراه با مقادیر زیادی نمک های محلول در آب به صورت عمدتاً امولسیون است. واحد نمک زدائی 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 می شود. علاوه بر نمک و آب، دیگر مواد زائد موجود در نفت، مانند گل ولای، و ترکیبات فلزی و غیر فلزی و بویژه مواد معدنی دیگر نیز می بایست از نفت خام جدا شوند. زیرا این مواد در سطوح انتقال حرارت تجهیزات پالایشگاه می توانند باعث خوردگی و خرابی دستگاه ها شوند. شکل زیر شمائی از تکنیک های مورد استفاده در این خصوص را نشان می دهد.



این شکل نشان دهنده وجود یک توری (Grid) الکترواستاتیک است که در مسیر جریان نفت خام قرار گرفته و موجب جداسازی فاز آب از نفت خام می گردد. به طور کلی برای جداسازی آب نمک از نفت خام یکی از ۷ روش نامبرده در ذیل استفاده می شود. این روش ها عبارتند از: روش ثقلی، روش اضافه کردن آب شیرین به نام آب شستشو، روش حرارتی، استفاده از مواد شیمیایی تعلیق شکن، روش مکانیکی، روش الکتریکی و روش ترکیبی. واضح است که روش های ثقلی و

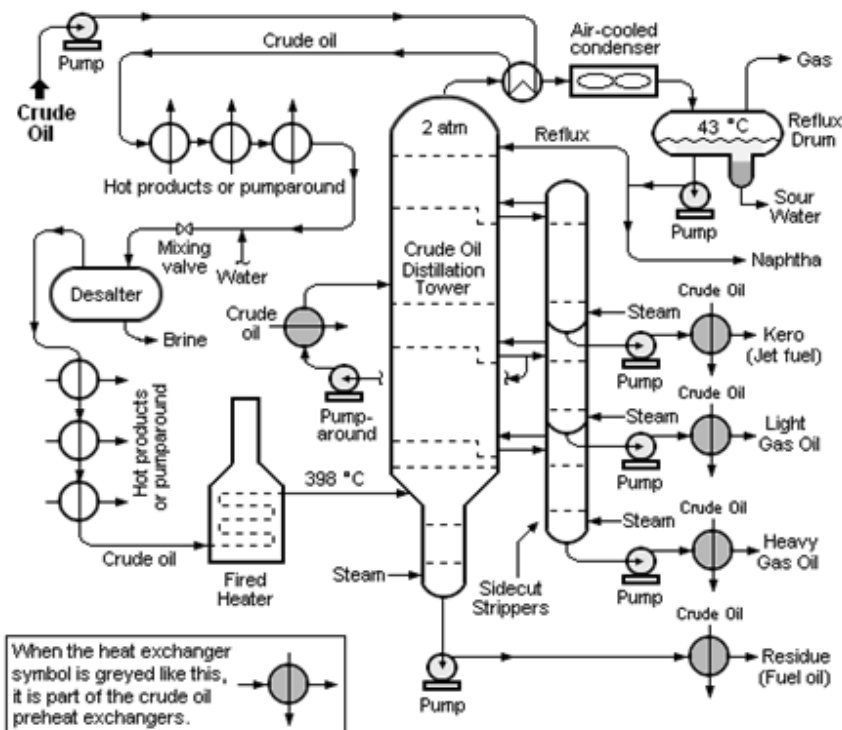
حرارتی، نسبت به روش‌های دیگر هزینه کمتری دارند. با توجه به ویژگی‌هایی که نفت‌های خام در هر منطقه دارند، برای جداسازی نمک از نفت خام مجموعه‌ای از روش‌های فوق را به کار می‌گیرند که روش ترکیبی اشاره به این موضوع دارد. در این بخش جهت ایجاد آشنائی اولیه، دوروش ثقیلی و حرارتی شرح داده می‌شود. جداسازی آب نمک از نفت خام با روش ثقیلی 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 ثقیلی می‌شود و از طریق مسیرهای طراحی شده جهت جداسازی و خارج‌سازی آب تفکیک شده از فاز نفت خارج می‌شود. دوروش 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 فزاز 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 - 160°C است. گرم کردن نفت با استفاده از کوره‌های مستقیم یا کوره‌های غیرمستقیم و یا با پیش‌گرمکن‌های غیرمستقیم انجام می‌گیرد.

واحد جداسازی اتمسفریک

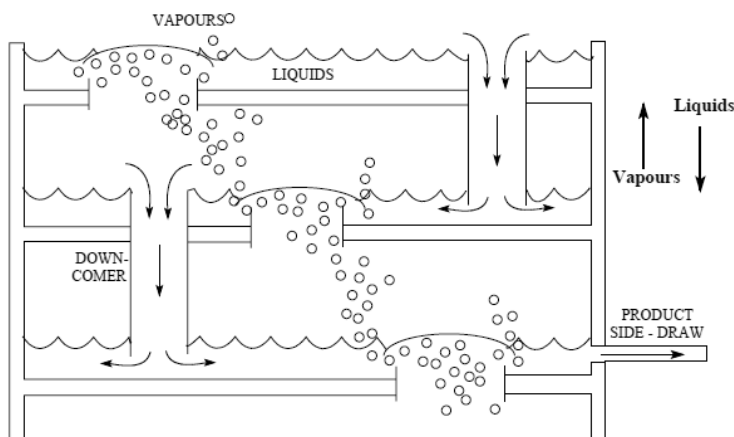
Atmospheric Distillation Unit

بطور کلی بخش های جداسازی يك پالایشگاه شامل سه بخش اساسی تقطیر اتمسفریک، تقطیر تحت خلاء و بخش تفکیک برش بنزین است. واحد جداسازی یا تفکیک در پالایشگاه به عنوان اصلی ترین بخش پالایشگاه وظیفه تفکیک نفت خام را به محصولات قابل مصرف برعهده دارد. واحد جداسازی اتمسفریک بعنوان اولین بخش جداسازی، پس از نمک زدائی از نفت خام، نفت خام را با استفاده از حرارت دهی و تفکیک بر اساس نقطه جوش در فشار اتمسفر به برش های مختلف تقطیر و تفکیک می نماید. لذا اهم محصولات قابل استفاده به طور مستقیم، از این برج استخراج می شوند و به همین دلیل مواد حاصل از این عملیات می توانند در شرایط معمولی (مخازن اتمسفریک هم دما با محیط) حمل و نقل و نگهداری شوند.

بطور خلاصه فرآیند این واحد بدین گونه است که در واحد جداسازی اتمسفریک پالایشگاه های نفت، خوراک عاری از نمک با استفاده از گرمای بازیافتی از واحدهای فرایندی در مبدل های حرارتی جهت استفاده حداکثری از انرژی موجود در واحدها پیش گرم می شود. پس از آن خوراک به درون گرمکن خوراک خام (کوره مانند) فرستاده می شود که این گرمکن، برج جداکننده عمودی به نام برج تقطیر را در دمایی معادل ۳۴۰ - ۴۰۰ درجه سلسیوس تغذیه می کند (دماهایی بالاتر از مقدار مذکور ممکن است باعث شکسته شدن پاره ای از مولکول ها شود). در این برج غیر از سنگین ترین مولکول ها همه مولکول ها تبخیر می شوند. 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 سینی های افقی برای جداسازی و جمع آوری مایعات است. فرایند واحد تقطیر اتمسفریک را می توان با نگاهی بر تجهیزات موجود در مسیر فرایندی نمودار زیر مشاهده نمود.

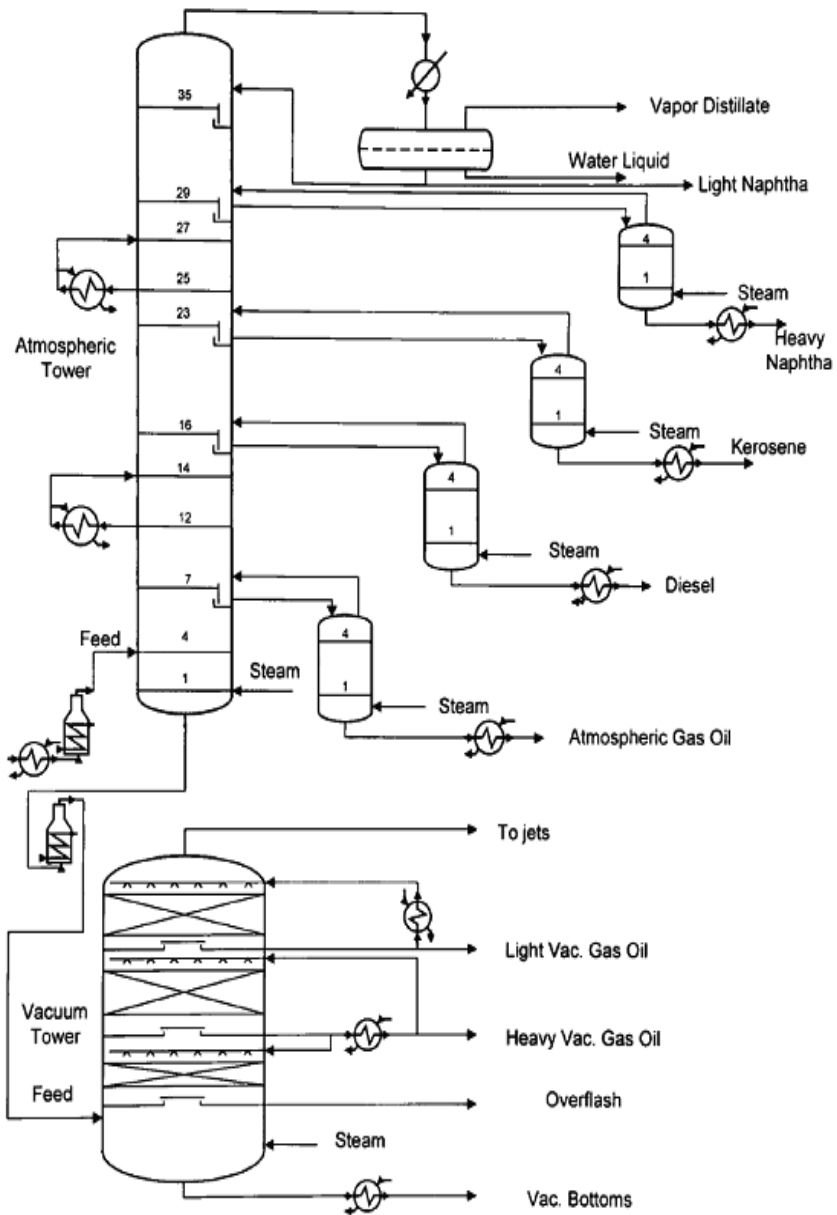


در برج اتمسفریک مکانیزم تقطیر بدین گونه است که در هر سینی، بخار از پایین وارد می شود و حباب های بخار از درون مایع عبور می کنند که در نتیجه آن مقداری از بخار در دمای سینی مزبور چگالیده می شود. درون این برج براساس مفاهیم انتقال جرم و حرارت، تقطیر و تفکیک صورت می پذیرد. مفاهیم فوق را می توان در شکل زیر 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 برش های خالص، در برج تقطیر اتمسفریک، فرایند تبخیر، تقطیر چندین مرتبه تکرار می شود تا مواد با خلوص مورد نظر به دست آید. در نهایت از طریق مسیرهای لوله کشی جانبی در برخی از سینی های خاص فرآورده های با کیفیت کنترل شده مورد نظر از برج بیرون کشیده شده و به سوی فرآیندهائی جهت پایدار سازی هدایت می شوند. همانگونه که در شکل فوق نیز نشان داده شده است، تولیدات واحد تقطیر اتمسفریک طیف وسیعی از بخارات تقطیر نشده در بالای برج تا سوخت های سنگین در پایین برج را شامل می شود.

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

- گازمایع شده، بنزین های 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 می شوند که در بخش های بعد شرح داده خواهد شد.

واحد جداسازی تحت خلاء

Vacuum Distillation Unit

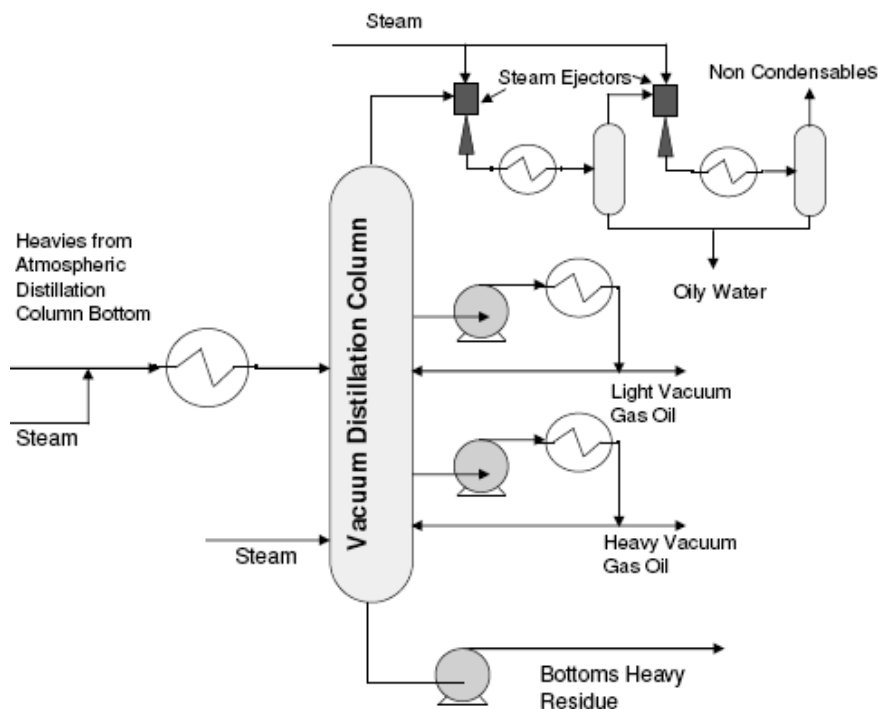
در واحد جداسازی تحت خلاء، باقیمانده پائین برج اتمسفریک یا همان مواد سنگین ته ماند برج واحد جداسازی اتمسفریک با استفاده از کاهش فشار و در پی آن کاهش نقطه جوش در برج تحت خلاء (Vacuum Distillation Tower) یا به اختصار برج VDT، به مقدار بیشتری از یگدیگر جدا می گردند. دربخش مربوط به برج اتمسفریک مطرح گردید سنگین ترین 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 می شود. این برش، سنگین بوده و قابل مصرف به عنوان سوخت یا فرآورده دیگری نیست. بدین منظور این ته ماند را دوباره تا حدود ۴۵۰ الی ۴۶۰ درجه سانتیگراد گرم کرده و پس از خروج از کوره گرمکن وارد برج تقطیر در خلا نموده و برش های جدیدی را از آن جدا می کنند.

بواسطه اینکه برج خلاء تحت فشار مطلق حدود ۱۵ تا ۴۰ تا میلی متر جیوه کار می کند، 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 فرایند آنچنان بالا نباشد که موجب تجزیه مولکول ها شود.

در این عملیات، ابتدا همزمان با تزریق باقیمانده برج تقطیر اتمسفری به کوره لوله ای بخار آب نیز به خوراک تزریق می شود که هدف آن افزایش سرعت جریان در لوله های کوره، به منظور کاهش تشکیل کک در لوله ها و کاهش فشار جزیی هیدروکربن ها جهت ممانعت از واکنش های 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 به طور مداوم جهت کنترل دمای سینی و خالص سازی 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

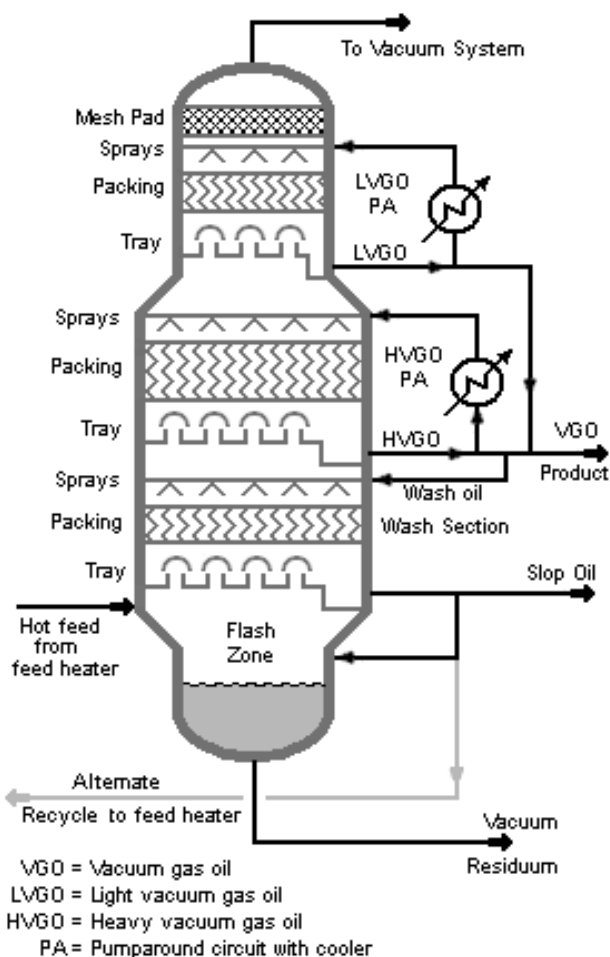
صنایع مختلف است. برش های ته مانده واحد تقطیر در خلا با مواد اندکی سبک تر حاصله در این بخش مخلوط شده و مازوت و قیر و روغن پایه تولید می کنند. آسفالت و مازوت بعد از فرستاده شدن به واحد کاهش ویسکوزیته (گرانروی) در صنایع مختلف مصرف می گردند. به طور کلی محصولات برج تقطیر در خلا از بالا به پایین عبارتند از:

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 می توان 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 ته مانده برج (Vacuum Residuuum) می باشد.

این شکل همچنین چگونگی قرارگرفتن پرکن ها (Packing) و نازل های پاشش (Spray) و توری ها (Mesh) و سینی (Tray) های این برج را جهت درک بهتر موضوع تقطیر نشان می دهد. با توجه به پایین بودن فشار در برج تقطیر در خلا، حجم بخارهای تولید شده به ازای هر بشکه خوراک بیشتر از حجم آنها در ستون تقطیر اتمسفری است و به همین دلیل قطر برج های تحت خلا بیشتر از برج های اتمسفری است. زیرا با کاهش فشار بر روی گاز حجم آن افزایش خواهد یافت. تعداد سینی های ستون تقطیر در خلا بسیار کمتر از برج اتمسفریک است و تعدد برش های اخذ شده 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 درپالایشگاه های نفت سبب بهبود و توسعه واحدهای گوگردزدائی گردیده است:

- کاهش عمر مفید کاتالیزوهای واحدهای فرآیندی
- کاهش کیفیت فرآورده های پایانی در اثر تغییر رنگ و ایجاد بوی نامطلوب
- کاهش عمر مفید روغن های روان کننده
- آلودگی اتمسفر (هوا) در نتیجه تشکیل SO_p و SO_p ناشی از سوختن سوخت های نفتی
- آرام سوزی فرآورده های نفتی بواسطه وجود گوگرد
- خوردگی تجهیزات مصرف کننده سوخت
- و

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

- گوگرد خالص آزاد
- مرکاپتان ها و تیول ها ($R-SH$)

• سولفید هیدروژن

• سولفیدها

• دی سولفیدها (R-S-S-R)

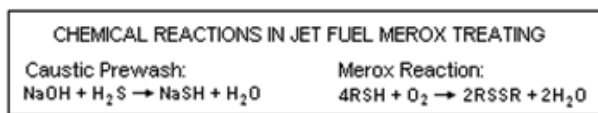
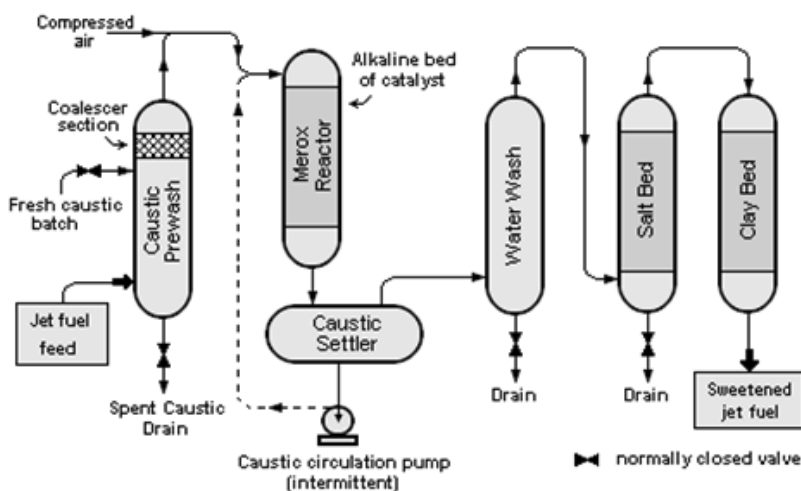
قسمت اعظم H_2S در موقع تقطیر نفت در درجات حرارت $330^{\circ}C$ تا $400^{\circ}C$ درجه فارنهایت از نفت خارج می شود و بخش باقی مانده گوگرد را به طرز بسیار زیادی مرکاپتان ها تشکیل می دهند. ویژگی اصلی برش های حاوی مرکاپتان وجود گوگرد در زنجیره هیدروکربنی است.

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

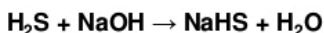
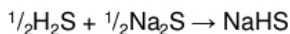
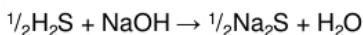
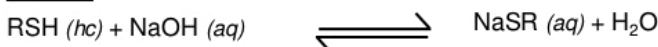
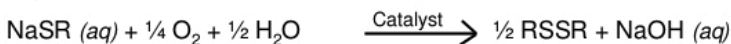
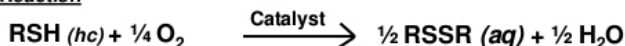
- DMD :Demercaptanization of distillate
- DMC :Demercaptanization of condensate
- Merox Treater

فرایندهای 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 ۵ 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 فرایندهای پالایشگاهی را به شدت تحت تاثیر قرار داده است.

فرایند دوم برای پاره ای از فرآورده های حساس و شامل محدودیت های زیست محیطی، گوگرد زدائی به روش تصفیه مراکس است. این فرآیند در برخی موارد ویژه، برای اکسیداسیون مرکاپتان ها (ترکیبات هیدروکربنی عمدتاً بنزین گوگرددار R-SH) به بنزین فاقد گوگرد و با ارزش و همچنین اصلاح نفت سفید و سوخت جت و یا حذف سولفید هیدروژن، مرکاپتان ها و سایر ترکیبات گوگرددار از گاز مایع (LPG) نیز استفاده می شود. نمودار زیر کاربرد این فرآیند را برای سوخت جت نشان می دهد.

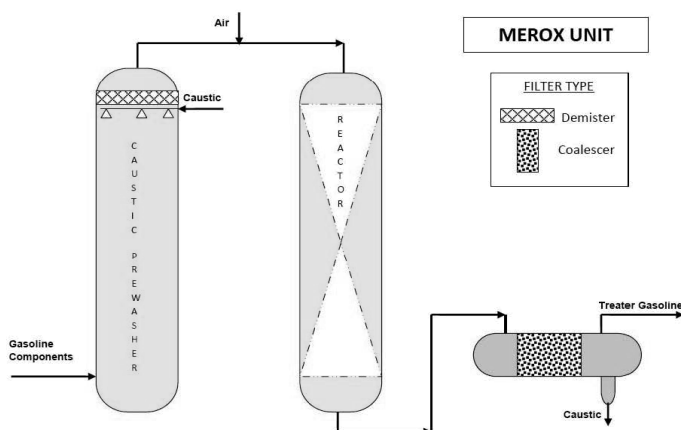


در این فرآیند، اکسیداسیون ترکیبات گوگرددار به ترکیبات آلی تحت واکنش های کاتالیستی Merox صورت می پذیرد. واکنش های آماده سازی با کاستیک و در پی آن انجام واکنش مراکس بصورت زیر می باشند.

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 مرکاپتان‌دار 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 این 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.



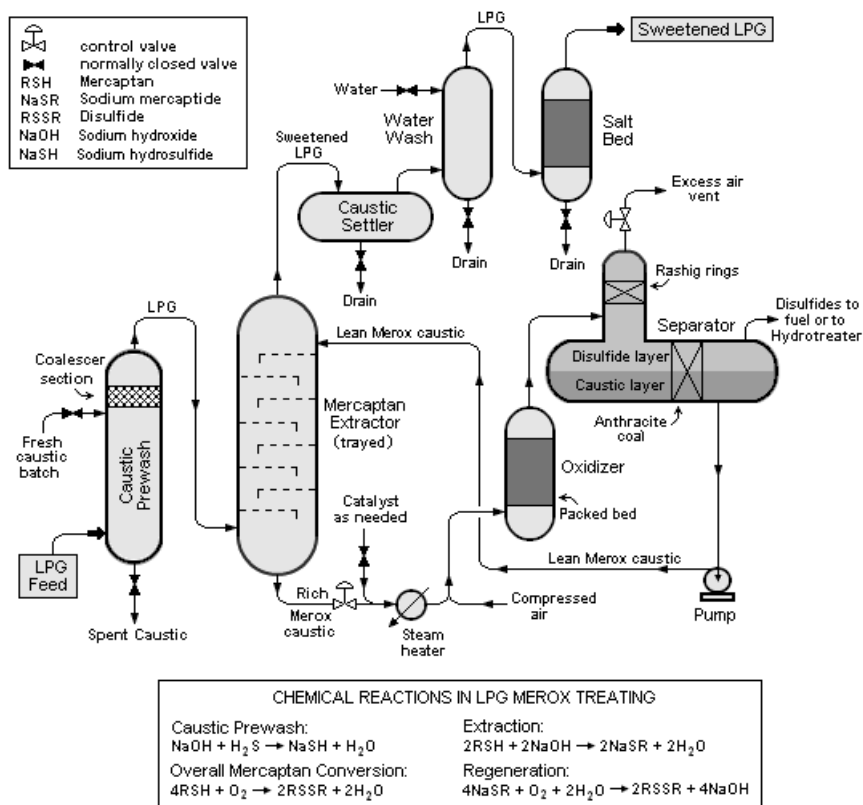
ظرف تماس بنزین و کاستیک به منظور اکسیداسیون، از تکه های حلقوی از جنسی شبیه کربن که به راشینگ رینگ (Rashing Ring) موسوم هستند، پر شده است که این قطعات جهت زیاد کردن سطح تماس مواد، برای انجام واکنشهای گروه دوم به کار می روند.

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

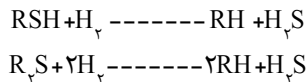


واکنش کاستیک با سولفید هیدروژن در بخش پیش شستشو و واکنش مرکاپتان‌ها با کاستیک در بخش استخراج و واکنش کلی مرکاپتان‌ها با اکسیژن و تولید دی‌سولفیدها را می‌توان مجموعه‌ای از واکنش‌های اختصاصی گوگردزائی از گاز مایع دراین واحد یا همان روش مراکس دانست.

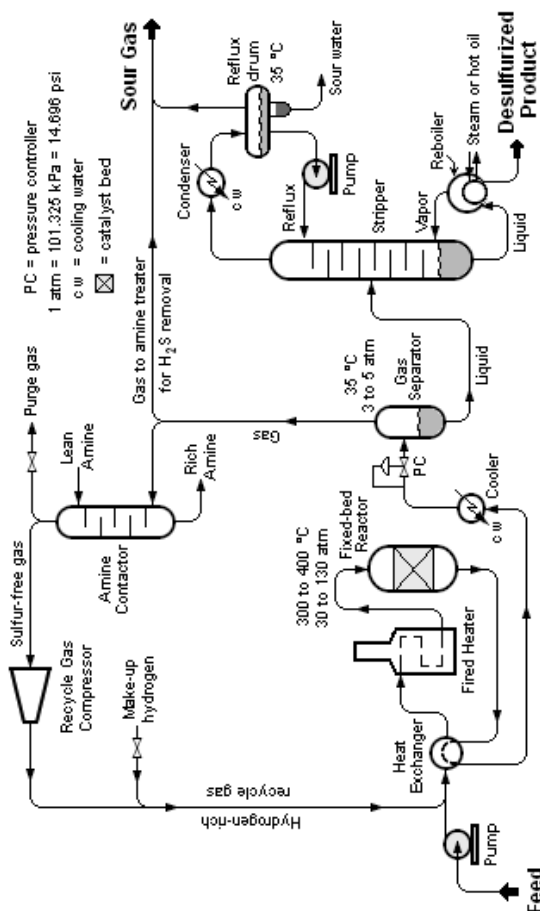
واحد تصفیه هیدروژنی نفتا

Naphtha Hydrotreater Unit (NHT)

از جمله موادی که در فرمول بندی نهائی بنزین مورد استفاده واقع می گردد برش هائی از نفتای سبک و سنگین (Naphtha) می باشد. نفتای سنگین به دسته ای از هیدروکربن ها با فراریت و اشتعال پذیری بالا اطلاق می گردد که در تقطیر نفت خام بین گازهای سبک مانند ال پی جی و نفت سفید قرار داشته و حاصل می گردد. نفتای استحصال شده از نفت خام حاصل از عملیات برج های تقطیر دارای گوگرد بوده و درجه آرام سوزی پایینی دارد لذا می بایست 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.



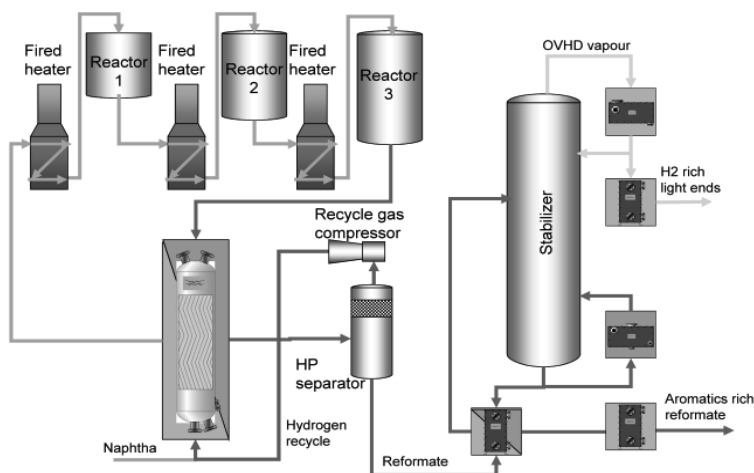
محصول اصلی این واحد نفتای بدون گوگرد است که جهت افزایش اکتان و تولید ریفرمیت به قسمت تبدیل کاتالیستی ارسال می شود. شکل زیر فرآیند کلی گوگردزدائی از انواع فرآورده های نفتی مانند نفتای سنگین، نفتای سبک، سوخت دیزل یا نفتگاز نفت سفید و سوخت جت را نشان می دهد. فاز Sour gas و Sour water بعنوان فاز گوگرد تفکیک 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 سرویس دهی می نماید.



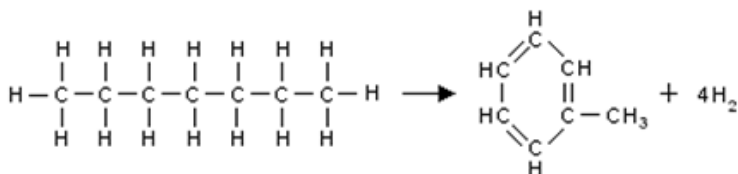
بطور کلی درواحد هیدروتریتور یا تصفیه نفتا با استفاده از ترکیب نمودن هیدروژن با محتوای گوگرد در مجاورت کاتالیزور، از نفتای سنگین حاصل از برج تقطیر گوگردزدایی می‌شود. همانگونه که بیان گردید خروجی نفتای بدون گوگرد به منظور افزایش عدد اکتان به واحد تبدیل کاتالیستی ارسال می‌شود. همین فرآیند برای جریان نفتای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

واحد تبدیل کاتالیستی نفتا

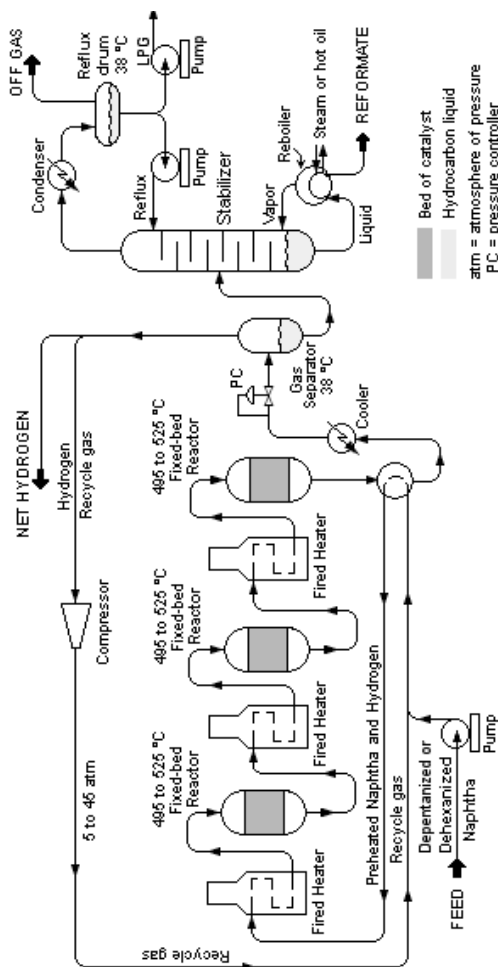
Naphtha Catalytic Reforming Unit



خوراک این واحد نفتای سنگین گوگردزدائی شده ارسالی از واحد هیدروتریتور 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.

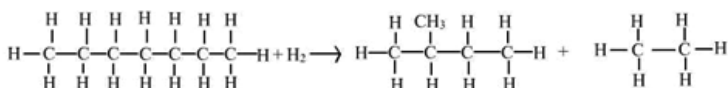


از لحاظ سنتیک واکنش، این واحد دارای کاتالیستی ویژه است که برای تبدیل طیفی از نفتا به محصولات بهینه با اکتان بالا استفاده می شود. در این واحد ضمن حذف اتم هیدروژن از ساختار آلکان های سنگین، بنزینی با اکتان بهبود یافته تر تولید می شود. یکی از تولیدات جانبی واحد اصلاح کاتالیستی، گاز هیدروژن است که در واحدهای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

واحد ایزومریزاسیون

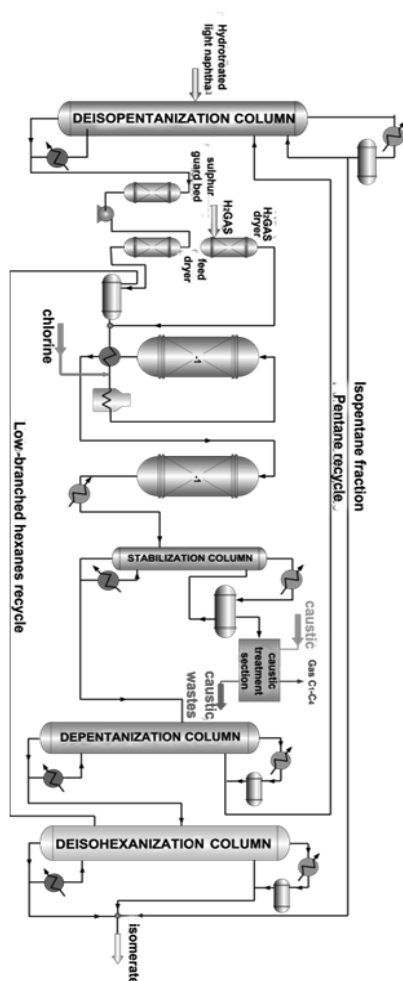
Isomerization Unit

خوراک این واحد نفتای سبک رسیده از واحد هیدروتريتور 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) با 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 فرایند 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 سبز 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

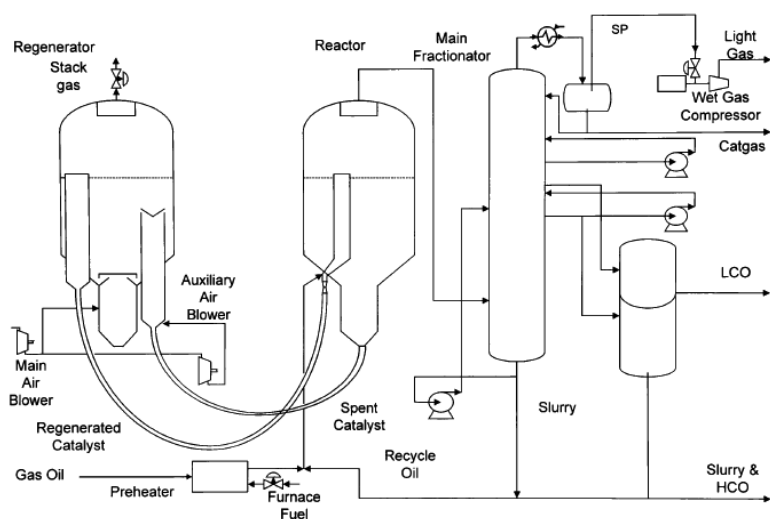
FCC (Fluid Catalytic Cracking Unit)

خوراک این واحد برش‌هایی شامل نفتگاز باتوم برج اتمسفریک و نفتگاز و برش‌های سبک بالای برج تحت خلاء می‌باشد. این واحد برش‌های سنگین‌تر برج تقطیر در خلاء 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:

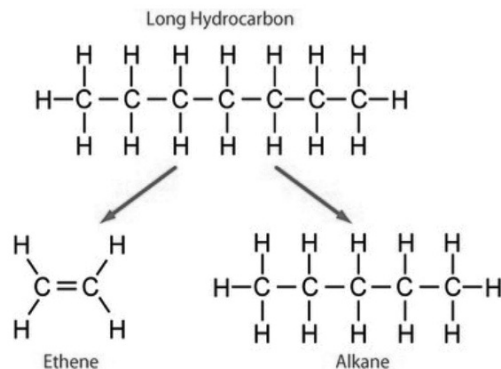
۱- بخش واکنش - احیاء و گازهای حاصل از احتراق

۲- بخش تفکیک اصلی

۳- بخش غنی‌سازی 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.

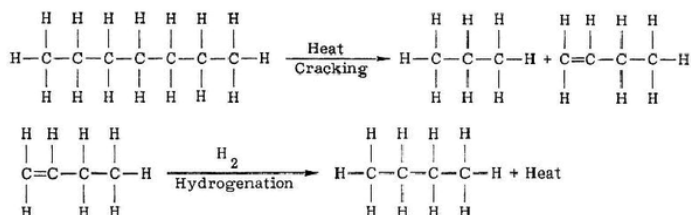


بوتن های تولیدی این واحد تحت عنوان رافینیت خوراک واحد آلکیلاسیون شده تا در تولید ایزواکتن ها مشارکت نموده و تولید آلکیلات جهت اختلاط با بنزین نماید. نفتای سبک این واحد پس از تصفیه هیدروژنی به عنوان بنزین تولیدی FCC و دارای مشخصات استاندارد یورو ۴ می تواند به بازار عرضه شده و با در اختلاط بنزین شرکت نماید. 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

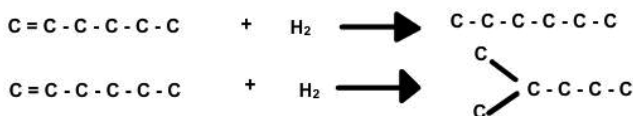
Hydrocracking Unit

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.

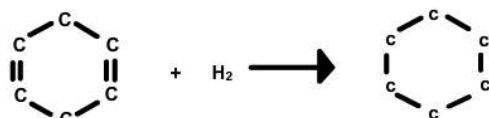


البته در این واحد، واکنش‌های سولفورزدائی (ترکیب گوگرد با هیدروژن و تولید H_2S)، نیتروژن زدائی (هیدروژنه شدن مواد نیتروژن دار و تبدیل ازن آنها به آمونیاک و خارج نمودن آن بوسیله آب)، اکسیژن زدائی (ضمن هیدروژنه نمودن بنیان OH در مواد و تولید آب و هیدروکربن)، هالوژن زدائی (هیدروژنه کردن مواد آلی هالوژن دار)،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

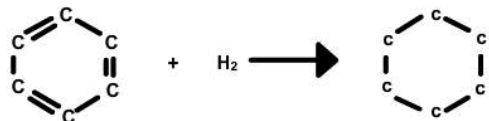
Olefin Saturation (Linear)



Olefin Saturation (Cyclic)

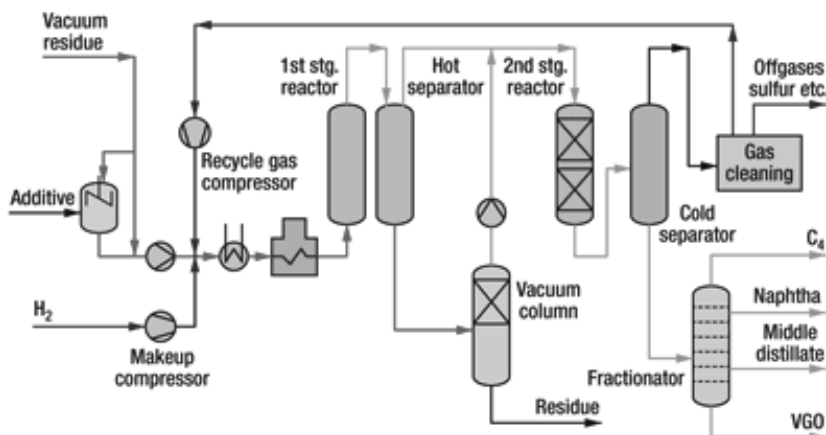


Aromatic Saturation

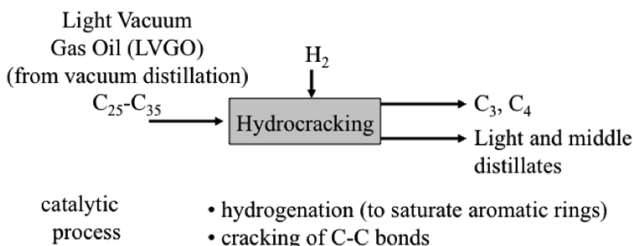


محصولات اصلی این واحد شامل گازهای سبک، گازمایع، بنزین هیدروکراکین، سوخت دیزل یا نفت گاز مرغوب و ایزوبوتان می باشد که ایزوبوتان یاد شده بعنوان خوراک واحد آلکیلاسیون جهت تولید بنزین آلکیلات مورد

استفاده قرار می گیرد. در یک پالایشگاه، ایجاد این واحد منجر به تولید کمتر سوخت های سنگین مانند انواع نفتکوره خواهد شد. شکل زیر نمودار فرآیندی این واحد را نشان می دهد.



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 ارزش تر یاد شده در فوق تبدیل می کند. این توضیح در بلوک نشان داده شده در ذیل قابل مشاهده است.

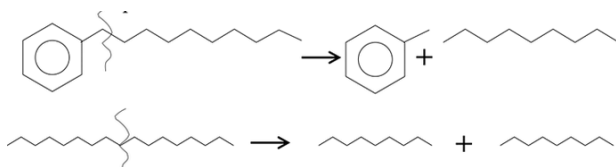


برای کشورهایی که نیاز به تولید نفت کوره ندارند، واحد هیدروکراکر از اهمیت زیادی برخوردار است؛ زیرا علاوه بر تهیه محصولات نفتی مورد نیاز، مقدار زیادی از حجم نفت کوره تولیدی را کاهش می دهد.

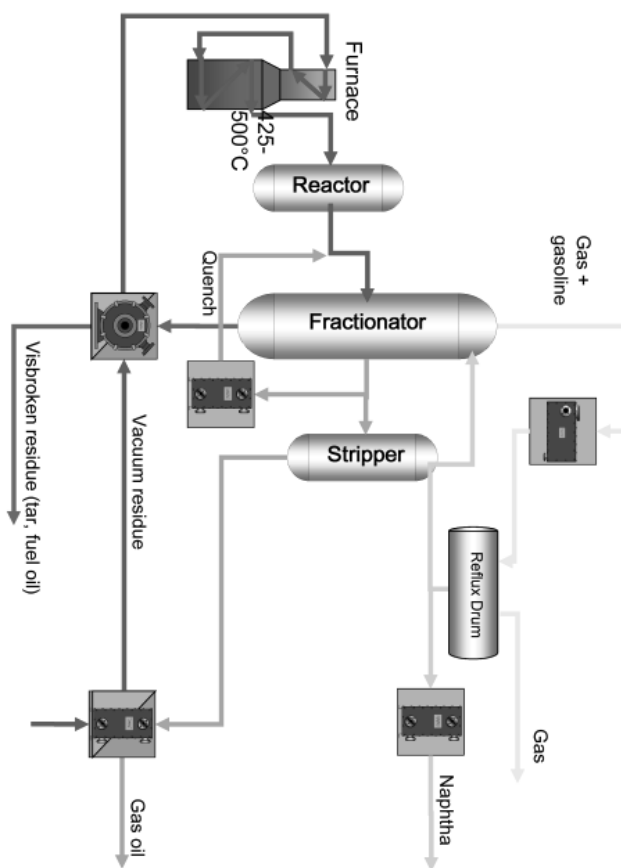
واحد غلظت شکن

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.



خوراك این واحد عمدتاً شامل برش های روغنی و سنگین تر برج تقطیر در خلاء و یا نفت گاز 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 نفت گاز و برش های روغنی برای ساخت روغن می باشند. به دلیل افزایش هیدروژن به هیدروکربن های خوراك، 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.

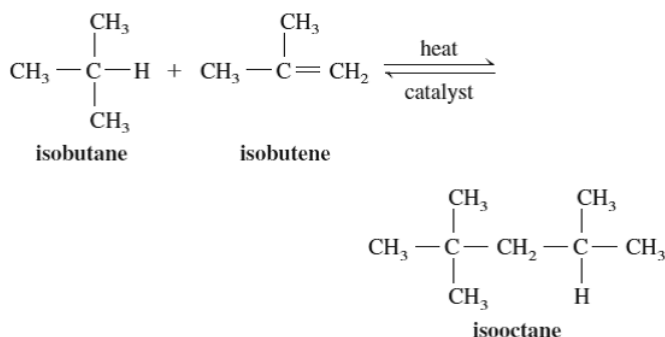


بطور کلی ته مانده برج تقطیر در خلاء، خوراک واحد کاهش گرانی (Visbreaker) است. در این واحد طی فرایند شکست حرارتی، مولکول های سنگین موجود در ته مانده خلأ شکسته شده و به محصول تازه که دارای گرانی پایینی تر است تبدیل می شود. این فرایند به کاهش مصرف محصولات میان تقطیر برای تنظیم گرانی نفت کوره کمک می کند. سایر محصولات این واحد، بنزین نامرغوب و گازهای سوختنی است که به مصرف سوخت پالایشگاه می رسند.

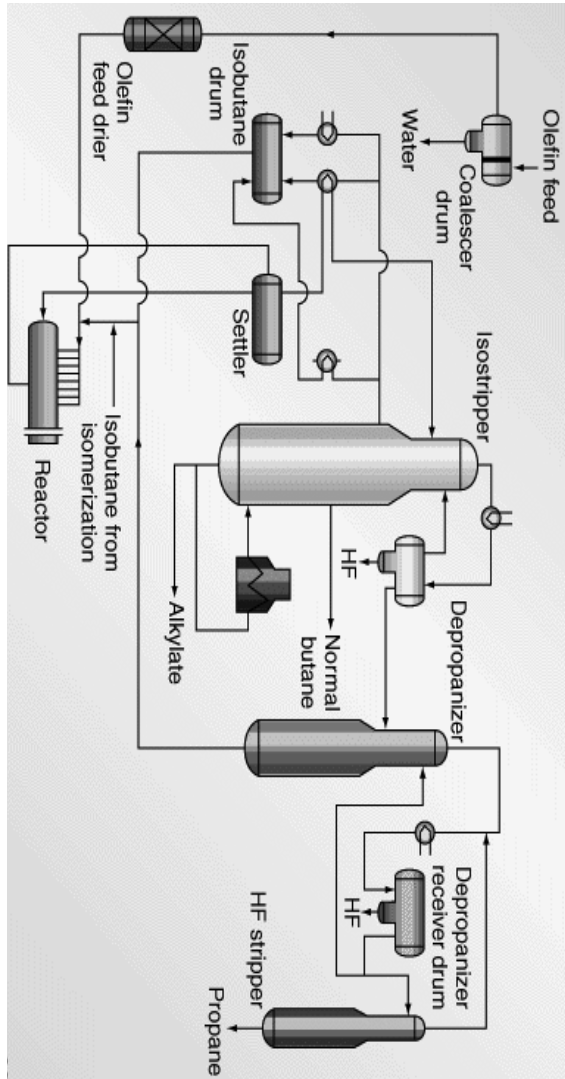
واحد آلکیلاسیون

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.



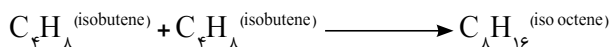
به طور معمول خوراك این واحد از واحدهای کاتالیستی بستر سیال تامین می‌گردد. آلکیلات (Alkylate) محصول این فرآیند بوده و در تولید بنزین‌های اکتان بالا مصرف می‌گردد.

واحد دیمریزاسیون

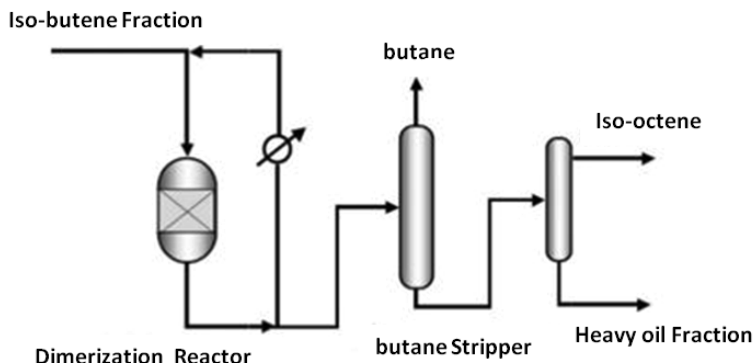
Dimerization Unit

یک مولکول دایمر، مولکولی است که از دو قطعه مانند هم بوجود آمده باشد. هریک 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.



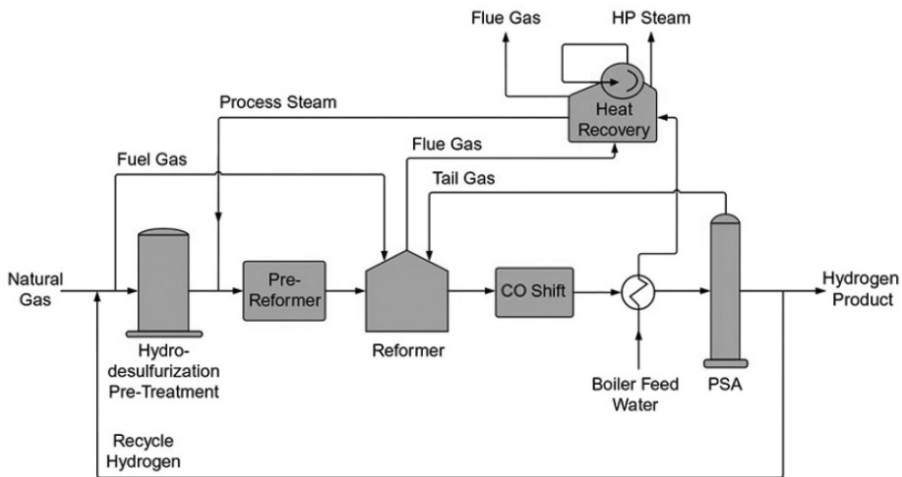
در این واحد الفین‌ها را با تکنیک دایمرکردن، به اجزای مخلوط بنزین با اکتان بالاتر تبدیل می‌نمایند. شکل زیر نمودار فرآیندی اصلی این واحد را نشان می‌دهد.



واحد تبدیل بخار

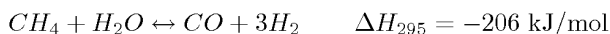
Reforming Steam Unit

این واحد، هیدروژن مورد نیاز برای واحدهای هیدروکراکر (آیزوماکس) و هیدروتريتور را تامین می‌کند. هیدروژن به عنوان جایگزین پیوندهای شکسته شده، به منظور تولید ترکیبات سبک می‌شود. تولید هیدروژن توسط واکنش هائی در حضور بخار آب ضمن تفکیک هیدروژن های موجود در خوراک های مختلف هیدروکربنی صورت می پذیرد. بیشتر واحدهای تولید هیدروژن، انعطاف پذیری استفاده از چندین خوراک هیدروکربنی مختلف را دارند. شکل زیر نمودار خلاصه این فرآیند را نشان می‌دهد.

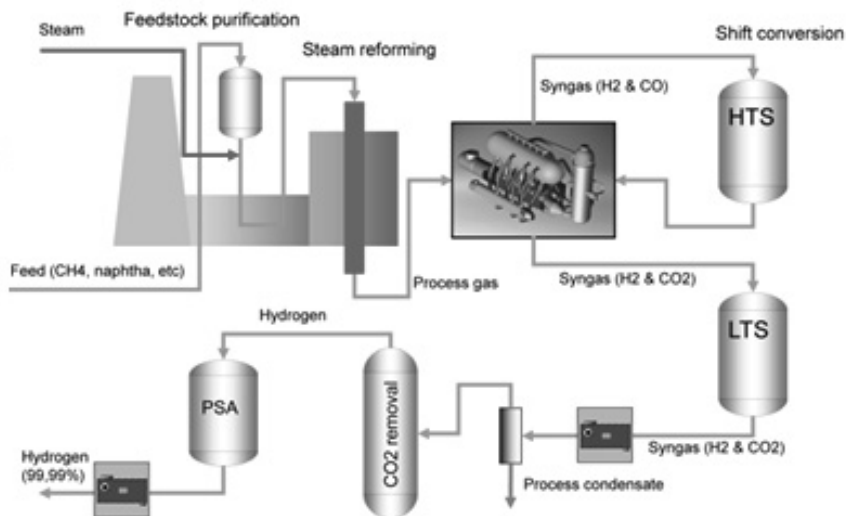


همانگونه که در شکل فوق دیده می‌شود سیستم خالص سازی PSA (Pressure Swing Adsorption) جهت افزایش درجه خلوص هیدروژن نیز در این واحد در نظر گرفته شده است. عمده محصول هیدروژن تولیدی این واحد برای استفاده در واکنش های هیدروکراکینگ به واحد آیزوماکس فرستاده می‌شود. به همین دلیل بالا بردن درجه خلوص هیدروژن اهمیت 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 يك خوراك هیدروکربنی پالایشگاهی (شامل گازهای متان و نفتا و ...) نشان می‌دهد.



واحد گاز مایع

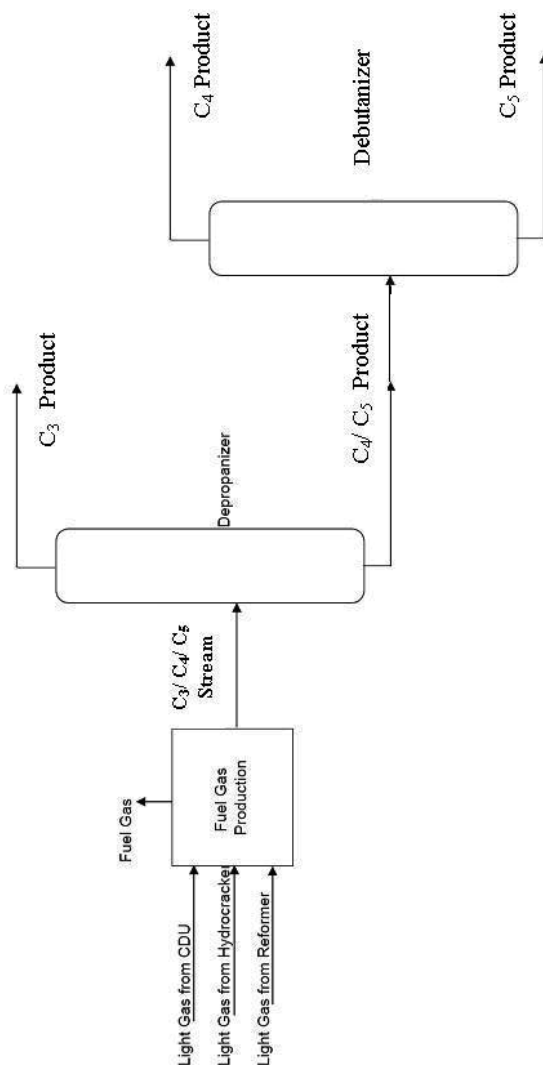
(Liquefied Petroleum Gas) LPG

واحد گاز مایع (LPG Recovery) جهت تفکیک گازهای سبکی طراحی شده است که از مجموعه واحدهای پالایشی یک پالایشگاه تولید می شود، 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 کوره های پالایشگاه می رسند. در مرحله دوم گازهای پروپان و بوتان و پنتان جداسازی و به طور جداگانه به مخازن کروی گاز مایع ارسال می شوند. 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 می گردد. این گاز در دمای ۲۱ درجه سانتیگراد و فشار حداکثر ۸ کیلوگرم بر سانتیمتر مربع به مایع تبدیل می شود 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 می شود.

در این واحد سه برج:

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

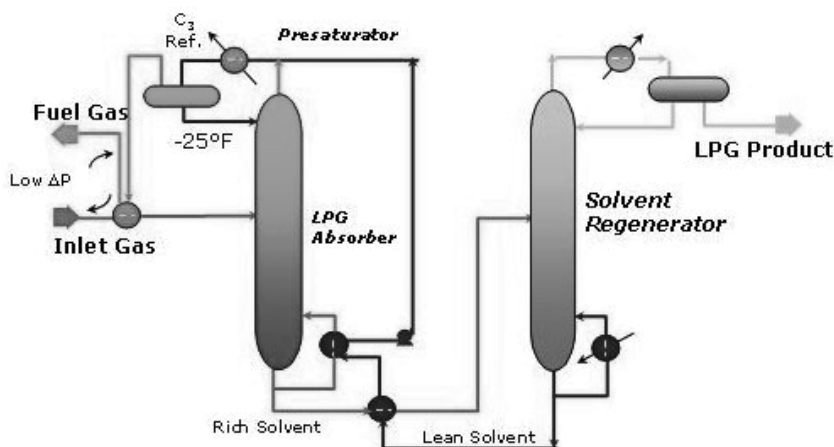
وجود دارد که در هر یک از این ستون های تقطیر نسبت به جداسازی برش ها بر اساس نقطه جوش اقدام می گردد. خوراک این واحد شامل ترکیبات یک تا ۵ کربنه شامل ارسالی ها از واحدهای تقطیر، تبدیل کاتالیستی و آیزوماکس بوده که به واسطه وجود برج های فوق ترکیبات اتان، پروپان، بوتان و پنتان از یکدیگر جدا می شوند. شکل زیر نمودار فرآیندی این واحد را نشان می دهد.



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 هیدروکربن های سه و چهارکربنه پروپان و بوتان جهت مصارف بخش های مختلف صنعتی و حمل و نقل ذخیره و توزیع می شوند.

واحدهای گاز مایع با انجام فشرده سازی، ضمن تنظیم فصلی ترکیب درصد گاز مایع، موجب تولید گاز مایع جهت مصارف مختلف می شود. زیرا گاز مایع شامل طیفی از هیدروکربن های بسیار سبکی است که در ضمن عملیات پالایش نفت خام، از مواد سبک بالاسری برج های تقطیر به دست می آیند. 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 فشرده سازی آن با سیستم های ساده قابل حصول است.

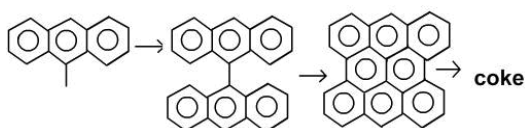


گازهای بالاسری برج اتان زدا به لحاظ داشتن H_2S جهت شیرین سازی به واحد آمین ارسال و پروپان و بوتان تشکیل دهنده این گاز با آمین مجاور شده، شسته می شود تا H_2S آن حذف شود. شستشوی با سود کاستیک (Caustic) نیز موجب تنظیم PH جریان گازها خواهد گردید. شکل فوق نمونه ای از فرآیند جداسازی گازهای سبک از گازمایع را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

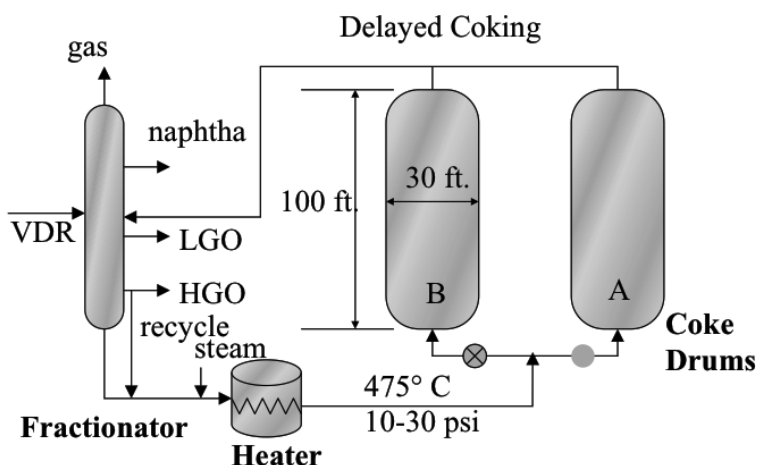
واحد کک سازی

Coking Unit

باقیمانده نفت خام برج تقطیر در خلاء (Vacuum Residuuum) یا VDR در واحد کک سازی به کمک گرما شکسته می شود و در نتیجه جداسازی مواد سبک تر شامل گازهای سبک، بنزین و نفت گاز، کک نیز تولید می شود.



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

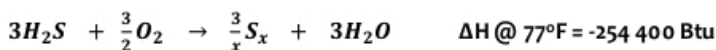


در کک تولیدی، مواد فزّار و همچنین موادی با نقطه جوش بالا وجود دارد. برای جداسازی مواد فزّار از کک نفتی، باید آن را در دمای ۴۷۵ درجه سانتیگراد تکلیس کرد که این عمل در واحد کک سازی صورت می پذیرد. فرآیند ککینگ به سه روش ککینگ تاخیری (Delayed coking)، ککر سیال (Fluid coker) و

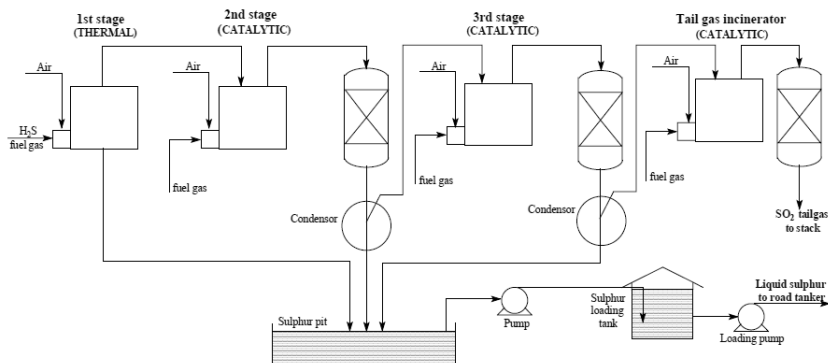
واحد بازیافت گوگرد

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، نگهداشت 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 برج های خنک کننده جهت خنک سازی آب مورد نیاز جهت خنک نمودن تجهیزات در مسیر جریانات فرآیندی، واحد سختی گیری و آماده سازی آب جهت بخش های تولید بخار و تولید هیدروژن، واحد تولید بخار، واحد جمع آوری و تصفیه فاضلاب را به عنوان واحدهای یوتیلیتی در نظر می گیرند. 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 نمونه ای از یک برج خنک کننده، با سیکل گردش سیال خنک کننده (آب) را نشان می دهد. به عبارت دیگر، تعدادی از فرایندها در پالایشگاه ها مستقیماً در تولید سوخت های هیدروکربنی شرکت ندارند، بلکه نقش پشتیبانی ایفا می کنند. 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 می رسد.



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

برای خنک کردن دستگاه های دوار و کولرها و مبدل های آبی را تأمین می کند از برج های بتونی نوع القائی (مانند تصویر زیر) تشکیل شده است. خوراک این واحد آب خام، آب برگشتی از کولرها و دستگاه های دوار واحدهای فرایندی و آب های خروجی از فیلترهای واحد بازیافت است.



واحدهای تصفیه و بازیافت آبهای آلوده، عملیات تصفیه پساب ناشی از فرایندهای پالایشی را انجام می دهد. آب تصفیه شده در این واحد جهت جبران تلفات آب در برج های آب خنک کننده به واحد آب خنک کننده هدایت می شود. مواد نفتی جدا شده نیز به مخازن سوخت ارسال می شود. واحد تصفیه آب خروجی از نمک زداهای واحدهای تقطیر را بازیافت می کند و آب بازیافت شده و مواد نفتی جدا شده از آن مجدداً به مصرف می رسد. تصویر زیر پاره ای از تجهیزات این واحد را نشان می دهد.

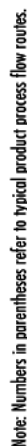


واحد اختلاط

Blending Unit

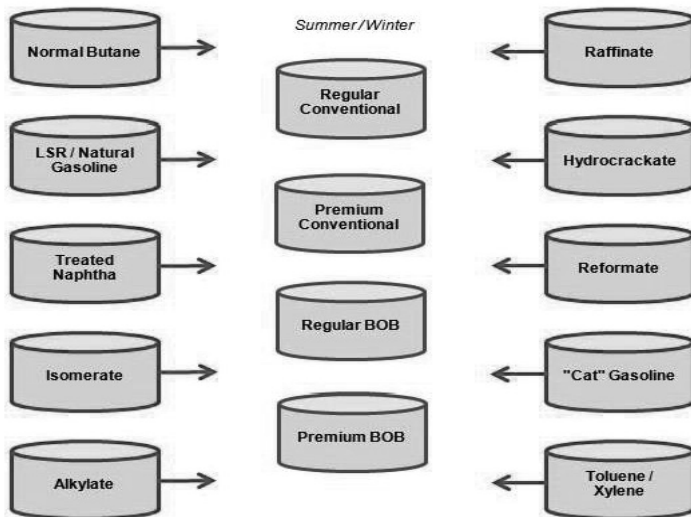
هدف از اختلاط فرآورده‌ها، تخصیص اجزای اختلاطی قابل دسترس و فراهم‌شده برای دستیابی به شرایط و مشخصات فراوده مورد تقاضا با کمترین هزینه جهت تولید فرآورده‌های فزاینده‌ای است که سود کلی یک پالایشگاه را ماکزیمم نماید. کار اصلی واحد اختلاط، برنامه‌ریزی تولید فرآورده‌های مختلف، اختلاط و انتقال مواد نفتی، ذخیره‌سازی 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.



Source: OSHA 1996.

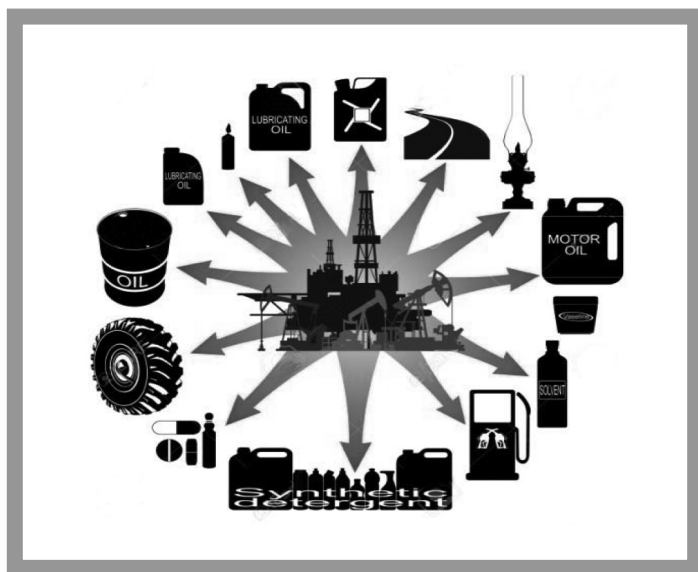
در شکل فوق جریان های محصول به شماره های ۱۰ و ۱۲ و ۱۳ و ۱۴ و ۳ و ۱۵ و ۱۸ و ۲۲ در تولید انواع بنزین هوایی و اتومبیل و حلال ها ضمن انجام عملیات اختلاط (mixing) نقش اساسی دارند. سایر محصولات نهائی حاصل از اختلاط در این شکل نشان داده شده است. شکل زیر نیز انواع فرآورده های قابل اختلاط در تهیه بنزین را نشان می دهد.



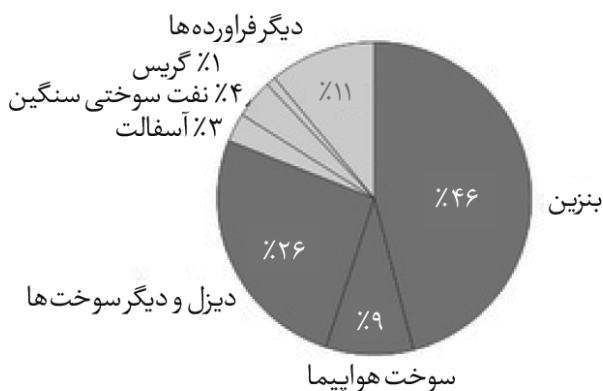
همانگونه که الگوی اختلاط فوق نشان می دهد، انواع برش های مختلف تولیدی توسط واحدهای گوناگون برای فصول سرد و گرم سال فرمول بندی شده و بنزین مناسب هر فصل را برای ایجاد بهترین شرایط کاربرد تولید می نمایند. محصولات ریفرمیت و هیدروکراکیت و رافینیت و بنزین کاتالیستی و ... بسته به محصولات موجود در هر پالایشگاه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

فصل دوم

فرآورده‌های پالایش شده و ویژگی آنها



خوراک یک پالایشگاه در طراحی اولیه آن می تواند شامل طیفی از انواع نفت خام سبک، سنگین و میعانات گازی قابل دسترس باشد. بسته به میزان قابل دسترس بودن هریک از این ورودی ها، خروجی های یک پالایشگاه می تواند طیفی از گاز مایع، بنزین موتور، حلال ها، بنزین جت و هواپیمای مسافربری، نفت سفید، نفت گاز، نفت کوره، امولسیون های قیر، قیر، روغن های متنوع و ... را شامل شود. شکل زیر ترکیب درصد نوعی از نفت خام را نشان می دهد.



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

فرآورده های پالایشگاهی

گاز مایع شده

LPG (Liquified Petroleum Gas)



گاز مایع شامل طیفی از هیدروکربن های بسیار سبکی است که در حین عملیات پالایش نفت خام از مواد سبک بالاسری برج های تقطیر به دست می آیند. 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 می پذیرد. تصویر فوق نمونه ای از چیدمان و تاسیسات و تجهیزات لازم جهت نگهداری گاز مایع را نشان می دهد.

این فرآورده به عنوان سوخت در وسایل گازسوز خانگی، سوخت جایگزین در خودروها، خوراک و مواد اولیه در صنایع پتروشیمی، و سوخت در صنایع مختلف استفاده می شود.

مشخصات فیزیکی شیمیایی گاز مایع:

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

اجزاء	فشاربخار K pa	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 خوردندگی
 - نداشتن آب حتی مقدار ناچیز
 - ناچیز بودن گوگرد و ترکیبات گوگردی
 - عدم وجود سولفید هیدروژن
 - مرکاپتان آن حداکثر ۰٫۲۳ گرم بر مترمکعب باشد.
 - میزان اتان C_3 آن حداکثر ۰٫۲ درصد حجمی باشد.
 - میزان پنتان C_5 آن حداکثر ۰٫۲ درصد حجمی باشد.
- میزان هیدروکربن های 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 يك محصول نهایی در اکثر پالایشگاه ها (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 آزمایش های استاندارد:

جدول زیر روش های استاندارد آزمایش گاز مایع جهت قابلیت مصرف در کاربردهای تعریف شده را نشان می دهد.

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، فرآورده 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 پالایشگاه های نفت و از اختلاط برش های نزدیک به هم تولید می شود. بنزین معمولی عمدتاً مخلوطی است از پارافین ها (آلکان) و سیکلو آلکان ها (نفتن) و الفین ها (آلکن)، آروماتیک ها. بنزین عمدتاً به عنوان سوخت موتورهای هواپیما و اتومبیل و سوخت موتورهای درون سوز مورد استفاده فراوان دارد.

فرآورده های مختلفی در واحدها و پالایشگاه های مختلف در شرایط کنترل شده ای با هم آمیخته شده و بنزین را با خواص مختلف ایجاد می کند. عدد اکتان این فرآورده برای مصارف معمولی تا مطلوب معمولاً بین ۸۷ تا ۸۸ تنظیم می گردد.

نقش فرایندهای مهم تولید بنزین عبارتند از:

- تاثیر فرایند رفرمات کاتالیستی (Catalytic Reformation) فرایندی اصلاح کننده بنزین با استفاده از کاتالیزور ضمن افزایش عدد اکتان شامل افزودن مقدار آروماتیک و کاهش مقدار آلکن هاست.
- تاثیر فرایند هیدروکراک (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 آلکان های دارای زنجیره های شاخه دار در بنزین است.

• تاثیر فرایند ایزومریزاسیون (Isomerization)

در فرایند ایزومر کردن بنزین، زنجیره هیدروکربن ها در مجاورت کاتالیست در دما و فشار مناسب از حالت خطی به شاخه دار تبدیل می شود؛ در حقیقت از طریق این فرایند عدد اکتان برش های سبک بنزین (نفتای سبک) به میزان قابل توجهی افزایش می یابد؛ فرایند ایزومر کردن همچنین با فرایندهای دیگری که هدف آن گوگردزدائی کامل است همراه شده و بنزین تولید شده به عنوان محصولی نهایی، فرآورده ای با رعایت محدودیت های مقدار گوگرد و بنزن است.

مشخصه های مهم و آزمایش های استاندارد برای کیفیت بنزین

فشار بخار بنزین (Vapour Pressur)

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

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

درجه آرام سوزی بنزین (Octane Number)

عدد اکتان یک سوخت معیاری برای قضاوت در مورد خواص ضد کوبشی (Anti Knock) آن است و میزان آرام سوزی و تولید مناسب مقدار انرژی به دست آمده را نشان می دهد. با توجه به اینکه بنزین یک نوع مخلوط هیدروکربنی سبک است وقتی در موتورهای درون سوز با فشردگی فیزیکی بالا استفاده می شود خیلی زود شعله ور شده و پیش افروزش یا پیش انفجار می شود که این انفجار در صورتیکه کنترل نشود موجب آسیب رساندن به موتور از طریق ضربه زدن به تجهیزات آن می شود. آلکان های زنجیری در مقایسه با آلکان های شاخه دار کوبش بیشتری در موتور ایجاد می کنند.

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

کاربرد افزودنی های سرب (تترااتیل سرب) که سبب جلوگیری از ضدکوبش بنزین می شدند همزمان با کشف اثر زیان آور سرب بر سلامت و محیط و همچنین ناسازگاری آن با مبدل های کاتالیزوری در همه اتومبیل ها در دهه ۱۹۸۰ رو به نقصان گذاشت. اکنون بیشتر کشورها تولید سوخت سرب دار را متوقف کرده و افزودنی های مختلف افزاینده اکتان جایگزین ترکیبات سرب شده اند. مواد هیدروکربنی آروماتیک و خانواده های اتر و الکل جهت بالابردن درجه آرام سوزی بنزین به آن اضافه می گردند. MTBE (متیل ترشیری بوتیل اتر) یک ماده اکسیژنیت است که تا حد اکثر غلظت ۱۴۰۰ قسمت در بیلیون حجمی و سایر اترها و الکل های نوع اول مانند متانول و ایزوبوتیلن نیز جزء افزودنی های 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 آلاینده های اروپا، میزان بیشینه مجاز برای انتشار گازهای آلاینده ناشی از خودروهای نو که در کشورهای اتحادیه اروپا فروخته می شوند را تعریف می کند. این استاندارد، انتشار اکسیدهای نیتروژن، هیدروکربن ها، هیدروکربن های بدون متان، مونوکسید کربن و ذرات معلق را در بر می گیرد. برای گونه های مختلف خودرو استاندارد های گوناگونی در نظر گرفته می شود. بنزین تحت استاندارد یورو، با استفاده از راکتورهای جدید ضمن گوگردزدائی از بنزین در حد بسیار بالا، فرآیندهایی چون شاخه دار کردن (ایزومری) برش های کم اکتان بنزین را نیز سبب گردیده و بدین طریق، بنزین با مشخصات آلاینده گی کمتری را پس از احتراق تولید می نمایند.

در جدول زیر استانداردهای آلاینده گی برای خودروهای سواری فهرست شده اند. این معیارها برای سایر خودروهای تجاری نیز تعریف و در مراجع مربوطه درج و قابل دسترس عموم قرار دارند. این سطح از استانداردها، مقررات سخت گیرانه ای برای تولید و توزیع انواع سوخت تبیین نموده و شرط ورود به اتحادیه های 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 سوخت هاست. بعنوان مثال معیارهای آلاینده گی 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 هراستاندارد به ضمیمه ۷ مراجعه نمائید. 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 استاندارد‌های یاد شده است.

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

بنزین			
پارامتر	واحد	حدود	
		حداقل	حداکثر
عدد اکتان تحقیقی		۹۵	—
عدداکتان 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

آروماتیک ها	% 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
عدد ستان		۵۱٫۰	—
وزن مخصوص در ۱۵ درجه سانتیگراد	kg/m ^۳	—	۸۴۵٫۰
بازیافت ۹۵ درصد تقطیر	°C	—	۳۶۰٫۰
هیدروکربن های آروماتیک پلی سایکلیک	% m/m	—	۸٫۰
محتوای گوگرد	mg/kg	—	۱۰٫۰
استرهای اسید چرب متیل	% v/v	—	۷٫۰ ^۳

بنزین موتور با اکتان بالا (اصطلاحاً سوپر)

Permium Gasoline

ترکیبات تشکیل دهنده این سوخت، عمدتاً از هیدروکربن های سبک مایع ($C_4 - C_{10}$) است که دامنه تقطیری از ۳۸ تا ۲۰۵ درجه سانتی گراد را در بر می گیرد. از ویژگی های 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 اکتان زا، سطح مطلوبی از اکتان را ایجاد می نمایند. تفاوت عمده این بنزین با بنزین یورو را می توان در میزان ترکیبات گوگردی و نوع ترکیبات همراه آنها دانست. همچنین از مواد افزودنی ترکیبات اکسیژنه در آن استفاده می شود و به عنوان سوخت در انواع موتورهای بنزینی درون سوز به مصرف می رسد. مشخصات لازم برای بنزین سوپر در جدول زیر خلاصه شده است.

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

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 پتروشیمیائی 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.

حلال‌ها

Solvents

حلال‌های نفتی مایعاتی متشکل از هیدروکربن‌های پارافینی و آروماتیکی در زنجیره‌های سازندگان خود هستند. این حلال‌ها عموماً از ترکیبات سبک تقطیری تشکیل یافته‌اند که در رده‌بندی برش‌ها از بنزین، سنگین‌تر و از نفت سفید، سبک‌ترند. این حلال‌ها با توجه به رفتارهای فیزیکی و شیمیایی شان به انواع گوناگونی تقسیم می‌شوند.

دسته اول حلال‌های پارافین بالا اخذ شده از سینی‌های برج به شماره‌های ۴۰۴، ۴۰۶ و ۴۱۰ می‌باشند. حلال‌هایی است که از هیدروکربن‌های پارافینی با تعداد $C_8 - C_{10}$ تشکیل شده‌اند. مشخصات فیزیکی – شیمیایی 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.
SulphurTotal (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، به‌عنوان حلال خشک‌کن رنگ‌ها، به‌عنوان حلال در چاپ پارچه، به‌عنوان 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 معمولاً 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 JP ۴ لازم است بررسی شوند:

آزمایش تعیین فشار بخار (Vapour Pressure)

فشار بخار، فراریت (Volatility) يك فرآورده را نشان می دهد 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 يك ظرف به دیواره ظرف وارد می سازند، به عبارت دیگر نیرویی است که باید بر مایع وارد آید تا از بخار شدن بیشتر آن جلوگیری کند. فشار بخار فرآورده های نفتی نه تنها با دما تغییر می کند، بلکه با ترکیب نسبی مواد سازنده آن (موادی که نقطه جوش آنها کمتر از ۱۰۰ درجه فارنهایت باشد) نیز تاثیر می پذیرد. 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 می کند. 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)

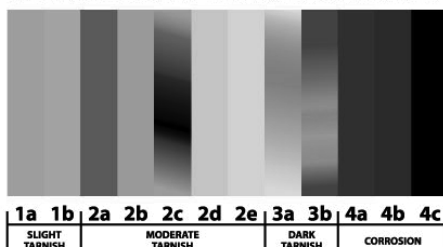
حداقل دمایی است که سوخت می تواند علیرغم جدا شدن هیدروکربن های جامد شده مورد استفاده قرار گیرد. این فاکتور برای سوخت هواپیما حداکثر منفی ۵۸ درجه سانتی گراد است. نقطه انجماد شامل سرد کردن سوخت به آهستگی، تا حصول کریستال کدر و اندازه گیری دمایی است که کلیه کریستال ها در اثر گرم کردن مجدد سوخت ناپدید می گردند. جدا شدن سوخت به صورت جامد باعث گرفتگی در مسیر سوخت و فیلترها می شود.

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 – D۱۳۰ 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 / ۱۰۰ml 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 سبک	نفتای سبک	نفت آیزوماکس	سوخت جت
IBP	۹۵-۹۰	۴۵-۴۰	۱۶۰-۱۵۰	—
FBP	۱۷۰-۱۶۰	۱۲۵-۱۰۵	۲۵۰-۲۴۰	MAX. ۲۷۰
SP.GR	۷۶-۰,۷۵	۷۰-۰,۶۸	۸۱-۰,۸۰	۸۰۲-۰,۷۵۱

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 D۸۶ " " " " " " "	----- Report ۲۰۵max Report Report ۳۰۰max ۱,۵ max ۱,۵ max	----- °C °C °C °C °C درصد vol درصد vol	تقطیر I.B.P ۱۰ درصد Recovered ۵۰ درصد Recovered ۹۰ درصد Recovered End point Residue Loss
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		۱۰۰mg/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 سانتی متر مکعب است. این سوخت از فرآورده های 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 می گیرد. رنگ طبیعی این فرآورده بی رنگ بوده و با توجه به تصفیه های ویژه ای که بر روی آن انجام می گیرد، فاقد هر گونه بوی تند و نامطبوع است. موارد مهم در خصوص قابلیت مصرف نفت سفید به شرح زیر می باشند.

دانسیته نفت سفید (Specific Gravity)

دانسیته یا وزن مخصوص نفت سفید (Specific Gravity) حداکثر ۰.۸۲۰۰ می تواند باشد.

رنگ نفت سفید (Color)

حداقل میزان مجاز رنگ در نفت سفید طبق استاندارد (ASTM D-۱۵۶) ۲۵ است که توسط دستگاه کرومومتربارنگ سنج سیبولت (Saybolt) اندازه گیری می شود و تعیین کننده رنگ و شفافیت برش نفت سفید است. در اکثر کشورها، از رنگدانه های آلی آبی رنگ برای تشخیص سریعتر این فرآورده در بازار مصرف استفاده می گردد.

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 می دهد.

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 ^۳	دانسیته (max) @ ۱۵°C
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 مرکاپتان (max)

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

نفتگاز

Gasoil



نفتگاز، فرآورده ای پرکاربرد در بخش صنعت است که در طی عملیات تقطیر نفت خام، پس از برش نفت سفید به دست می آید. محدوده هیدروکربن های آن بین C_{14} - C_{25} و حتی C_{25} با دامنه نقطه جوش $385-250$ درجه سانتی گراد است. این برش از فرآورده های میان تقطیرپالایشگاه است و به گونه ای مورد تصفیه شیمیائی و فیزیکی قرار می گیرد که ترکیبات هیدروکربنی متشکله، دارای عملکرد مناسبی در مشعل ها و موتورهای احتراق داخلی باشد. رنگ طبیعی این فرآورده زرد کهربایی است. نفت گاز یا گازوئیل به عنوان سوخت موتورهای دیزلی و تاسیسات حرارتی به کار می رود.

نفت گاز عمدتاً از سه گروه پارافینیک، نفتنیک و آروماتیک تشکیل گردیده و دارای حداقل نقطه اشتعال 54 درجه سانتی گراد و ماکزیمم نقطه ریزش صفر درجه سانتی گراد است. دانسیته آن دردمای 15.6 درجه سانتی گراد 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 ماشین های مورد استفاده در کشاورزی و همچنین به عنوان منبع نیرو در برخی توربین ها و نیروگاه ها 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 نفتی 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 ۳۷٫۸ درجه سانتی‌گراد، بین ۵٫۵ - ۲ سانتی استوک پذیرفته شده است.

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

- تا ۲۵ درجه سانتی‌گراد، کمتر از ۶۵ درصد

• تا ۳۵۰ 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 تجاری 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 خاکستر پس از احتراق نفت‌گاز ((Ash (max)

میزان خاکستر نشان دهنده املح 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 "طرف 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:

$$FP = IP - ۱۰۰$$

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 گوگردزدایی 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 زمانی که 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 هیدروکربن های سنگین نفت خام که دارای ترکیبات گوگردی، اکسیژنه و فلزات هستند تشکیل می شود. این فرآورده به دلیل سنگینی ناشی از این ترکیبات به آسانی نمی سوزد. روش هایی چون طراحی مشعل های مناسب، استفاده از بخار آب، هوای فشرده و پخش مکانیکی به صورت ذرات ریز، امکان سوختن این فرآورده در کوره ها را ممکن می سازد. این محصول در ایران از بازمانده تقطیر نفت خام در برج های تقطیر در فشار اتمسفر، تقطیر در خلاء و واحد کاهش گرانی به دست می آید.

از زاویه دید مصرف، نفت کوره سوختی است که جهت بویلرهای سنگین و موتورهای تولید قدرت و مشعل های با ظرفیت حرارتی بالا استفاده می شود. از گذشته در سوخت کشتی ها، قطارها، نیروگاه های 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 می شود.

مشخصات آزمایشگاهی و قابلیت مصرف نفت کوره

وزن مخصوص نفت کوره (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 نفت کوره (Viscosity)

گرانروی نفت کوره، فاکتور بسیار مهمی است که به نوع و چگونگی فرآورده بستگی دارد. گرانروی به کمک استانداردهایی چون Redwood, Kinnematic انجام می گیرد. واحد اندازه گیری آن سانتی استوک است. قابلیت مصرف نفت کوره در دماهای مختلف

و عدم مواجهه با مشکلات انعقاد و گرفتگی مسیرهای سوخت ازجمله 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 می سازد و با نزدیک شدن شعله ای به آن مشتعل می شود. با کنترل نقطه اشتعال می توان از انفجار محصول در هنگام انبارکردن یا در نقل و انتقال جلوگیری کرد. حداقل نقطه اشتعال نفت کوره 150°F است.

نقطه ریزش نفتکوره (Pour Point)

پائین ترین دمایی است که در آن دما فرآورده نفتی حالت روان بودن خود را حفظ نماید. محدوده نقطه ریزش نفت کوره در پالایشگاه ها با توجه به منطقه آب و هوایی متفاوت است. نقطه ریزش از جمله مواردی است که مانند گرانیوی ارتباط 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 دستگاه ها 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 ... می باشند. وانادیم و سدیم از همه مهم ترند، زیرا سبب خوردگی دیواره لوله های دیگ های بخار می گردند. تعیین مقدار این فلزات توسط دستگاه Atomic Absorbtion با دقت بسیار بالا انجام می گیرد.

باقیمانده کربن پس از سوختن نفتکوره (Carbon Residue)

آزمایش کربن باقیمانده به دو روش کندراسون و Ramsbottom انجام می گیرد. بدین صورت که وزن معینی از نمونه در ظروف مخصوص شیشه ای (bulb) ریخته، به مدت ۲۰ دقیقه در کوره مخصوص در دمای 550 درجه سانتی گراد سوزانده می شود. درصد باقیمانده کربن نسبت به مقدار نمونه اولیه جواب موردنظر است. ماکزیمم 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 دوروش 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 از آب) 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 درصد حجمی 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 g/cm^3 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 g/cm^3 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 ۲۰۰۰ در 100°F و چگالی 0.970 g/cm^3 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 شیمیایی 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
SulphurTotal (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 برجهای 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 هایی که در سیستم سوخت آنها، سوخت سنگین پیشنهاد شده است

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

روش آزمایش	حدود	واحد	آنالیز
Astm D1۲۹۶	۹۹۸	kg /m ^۳	Density @ ۱۵ ° C (Approx)
Astm D۴۴۵	۷۲	c.st	Viscosity kinematic @ ۱۰۰ ° C (max)
Astm D۹۷	۳۸	° C	Pour point (max)
Astm D۹۳	۶۵	° C	Flash point (min)
Astm D1۵۵۲	۳٫۵	درصدwt	SulphurTotal (max)
Astm D1۸۹	۱۵	درصدwt	Carbon Residue Conradson (max)
Astm D۴۸۲	۰٫۱۵	درصدwt	massدرصدAsh (max)
Astm D1۷۹۶	۱٫۰	درصدvol	Water & sediment (max)
Astm D۴۸۶۸	۴۰٫۷	MJ /kg	Calorific value higher (min)
-----	۱۵۰	wt/ppm	Vanadium (Approx)
-----	۴۰	wt/ppm	Nickel (Approx)
-----	۱۵	wt/ppm	Sodium (Approx)

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) ماده ای هیدروکربنی است که بواسطه حصول از تقطیر نفت خام این نوع قیر را قیر تقطیری نیز می نامند. قیر نفتی طی دو مرحله از تقطیر نفت خام حاصل می گردد. در مرحله اول تحت فشار اتمسفریک از باتوم برج یاد شده (Bitumen) و در مرحله دوم در پی فرایند حذف ترکیبات سنگین (Asphaltene) نفت گاز و نفت سفید که در شرایط خلاء صورت می پذیرد. منشاء نفت خام بکار رفته در تقطیر تاثیر قابل توجهی روی خواص قیر استحصالی دارد. که به صورت کلونیدی تجمع یافته و به رنگ سیاه تا قهوه ای تیره که در سولفید کربن و تتراکلرید کربن کاملاً حل می شود. قیر در دمای محیط، جامد است. اما با افزایش دما، به حالت خمیری در می آید و پس از آن مایع می شود. کاربرد مهم قیر به علت وجود دو خاصیت مهم این ماده است؛

- نفوذناپذیری در برابر آب
- چسبندگی

کاربرد قیر

قیر معمولاً در دو حوزه راه سازی و عایق کاری به کار می رود. حدوداً ۹۰ درصد از قیر تولیدی، در حوزه راه سازی مورد استفاده قرار می گیرد 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 مسلح کننده 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 همچنین 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 میلی متر 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 (Rapid Curing (RC)

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

بسته به اندازه حل کننده آنها نامگذاری شده اند.

RC RC۱ RC۲ RC۳ RC۴ RC۵

قیرهای محلول کندگیر (MC) Medium Curing

این قیرها از حل کردن قیر خالص در نفت چراغ (Kerosene) ساخته می شوند که بسته به اندازه حل کننده آن ها نامگذاری شده اند:

MC MC۱ MC۲ MC۳ MC۴ MC۵

قیرهای محلول دیرگیر (RC) Slow Curing

این قیرها از حل کردن قیر خالص در روغن های معدنی که دیر می پرند مانند نفت گاز (Gasoil) یا نفت کوره (Fuel Oil) ساخته می شوند که بسته به اندازه حل کننده آن ها نامگذاری شده اند:

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 می آید. در این فرایند، هوای داغ با دمای ۲۰۰ تا ۳۰۰ درجه سانتی گراد توسط لوله های سوراخ دار به محفظه حاوی قیردمیده 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 (پلیمریزاسیون) اتفاق می افتد. 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 ورق های پوشش بام، باتری اتومبیل و اندودکاری مورد استفاده قرار می گیرد. علامت اختصاری قیردمیده R می باشد. مثلاً قیر ۸۰/۲۵ به معنای قیردمیده با درجه نرمی ۸۰ و درجه نفوذ ۲۵ می باشد.

مشخصات و آزمایشات قیر دمیده

درجه نفوذ (penetration)

آزمایش درجه نفوذ برای تعیین سختی قیر مورد استفاده قرار می گیرد. در این آزمایش از یک سوزن استاندارد تحت اثر بار ۱۰۰ گرمی در مدت ۵ ثانیه به داخل قیر در دمای ۲۵ درجه نفوذ می کند. مقدار نفوذ برحسب دهم میلی متر درجه نفوذ نامیده می شود. هر چه درجه نفوذ کم تر باشد قیر سخت تر است. قابلیت نفوذ قیر یا همان آزمایش درجه نفوذ مرسوم ترین آزمایش برای اندازه گیری قوام قیر است. قابلیت نفوذ قیر را براساس مقدار نفوذ یک سوزن استاندارد در دمای ۲۵ درجه سانتی گراد در داخل قیر تعریف می کنند. این سوزن تحت اثر نیرویی معادل ۱۰۰ گرم است. مقدار نفوذ این سوزن استاندارد را بعد از پنج ثانیه اندازه می گیرند و آن را به عنوان قابلیت نفوذ تعریف می کنند. قیرهای نرم تر قابلیت نفوذ بیشتر دارند.

گرانروی (Viscosity)

هر چه گرانروی قیر بیش تر باشد خواص جامد بیش تری از خود نشان می دهد. واضح است در دماهای بالاتر گرانروی کم تر است. این مشخصه قیر با دستگاه سیبولت و یا به روش سینماتیکی اندازه گیری می شود.

درجه اشتعال (Flash point)

درجه اشتعال دمایی است که اگر قیر به آن دما برسد، گازهای متصاعد از آن با نزدیک شدن شعله، مشتعل می شوند و در سطح آن شعله به وجود می آید. حداکثر دمایی که می توان قیر را در کارگاه گرم کرد به درجه اشتعال محدود می باشد. با توجه به این که قیرهای خالص، قطران و مخلوط آن ها آتشگیر می باشند و کار کردن با آنها در درجه حرارت های بالا به علت آتشگیری خطرناک می باشد لذا با روش آزمایش نقطه اشتعال و سوختن قیر را تعیین می کنند.

افت وزنی قیر (Loosing Heating)

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

از روغن ها و ترکیبات نفتی آن می باشد که به آزمایش لعاب نازک نیز معروف است و از خواص مهم قیر است. افت وزنی قیر در اُون در دمای ۱۶۳ درجه سانتی گراد و در مدت ۵ ساعت (شرایط تقریبی پخت آسفالت) اندازه گیری می شود. هرچه قیر نرم تر باشد یعنی درجه نفوذ آن بیشتر باشد افت وزنی آن نیز بیشتر است. به عنوان 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 سنگ ها و قابلیت شکل پذیری و نفوذ ناپذیری است. هرچه قیر شکل پذیر تر باشد چسبنده تر است و بالعکس. اگر نمونه ای 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. هرچه قیر سخت تر باشد شکننده تر باشد خاصیت انگمی آن کمتر است.

درجه خلوص یا اندازه گیری حلالیت (Solubility)

همانطور که بیان گردید تترا کلرور کربن و سولفور کربن حلال قیر می باشند. بنابراین اگر نمونه ای از قیر را در هر یک از این مواد حل کنیم، ناخالصی های آن باقی می ماند و از آن جا درجه خلوص قیر را می توانیم 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 می آید. هرچه درجه نرمی قیر بیش تر باشد، حساسیت کمتری نسبت به تغییرات دما دارد. درجه نرمی قیرهای معمولی حدود ۶۰ تا ۷۰ می باشد نقطه نرمی را بر اساس روش ساچمه و حلقه بدست می آورند. 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)

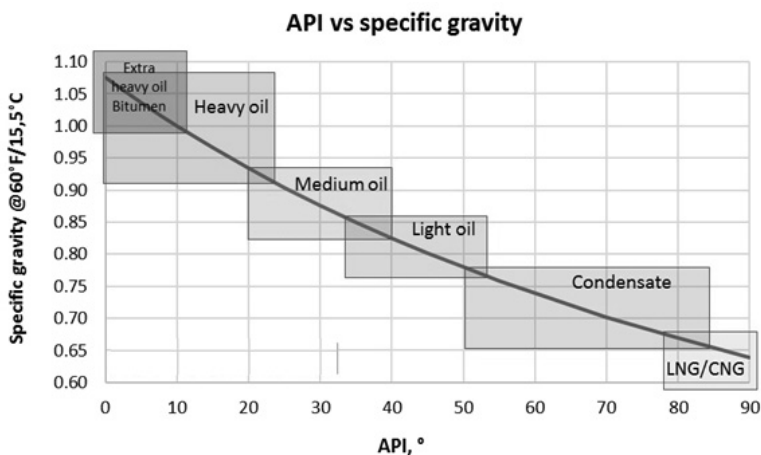
ارزش حرارتی (Heating Value) یک سوخت، مقدار حرارت آزاد شده ضمن احتراق واحد جرم سوخت مورد نظر تحت شرایط خاص دما و فشار می باشد. با کاهش API فرآورده نفتی، وزن مخصوص یا سنگینی فرآورده زیاد می شود و در ترکیبات گاز طبیعی به حداکثر API و حداقل وزن مخصوص خواهد رسید. رابطه API با وزن مخصوص بصورت زیر تعریف گردیده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



همانگونه که در نمودار فوق دیده می شود، ترکیبات قیری باروغن های 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 می باشند. هرچه به سمت کاربردهای سوختی و انرژی زائی فرآورده های نفتی پیش برویم، API های بزرگتر دارای مصرف ساده تر و با تکنولوژی احتراق پذیری بصورت کامل مواجه خواهند بود.

از سوی دیگر درجه API به عنوان يك معیار جهانی برای سنجش مرغوبیت نفت (خام) است. هر چه API بیشتر باشد فرایندهای ثانویه تبدیلات کمتر لازم بوده و 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.

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 سبک ترین طیف نفت خام را در West Texas آمریکا و سنگین ترین طیف ترکیبات نفتی را در Wilmington آمریکا می توان مشاهده نمود. استراتژی های صنعت هر کشور تعیین کننده نیاز آن به API نفت خام مورد نیاز جهت پالایش و دسترسی به فرآورده های 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 انرژی های قابل حصول توسط استانداردها و مراجع معتبر ارائه گردیده است. در صورتیکه با دقت بالائی نسبت به اندازه گیری وزن مخصوص و یا API اقدام گردد، با استفاده از جداول استاندارد موجود می توان ارزش حرارتی سوخت مورد نظر را با دقت بسیار بالائی محاسبه نمود. در پاره ای از موارد می توان 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 بیشتی داشته و تاثیر شرایط محیط و غلظت های موثر در واکنش در آنها به سهولت قابل تعیین و تشخیص نیست. هرچند که نتایج نزدیک به واقعیتی را بعضاً می توان از آنها کسب نمود. اهمیت محاسبات بازده سوخت مصرفی سبب تعیین جداول و معادلاتی در هندبوک های مختلف و مرتبط با این موضوع گردیده است که کاربرد آنها تا حدود بسیار قانع کننده ای می تواند منجر به شناخت سطح بازده سوخت مصرف شده باشد.

ارزش حرارتی بالا و پایین هیدروکربن های 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 می شود، ارزش حرارتی خالص (Net) با کسر حرارت لازم برای تبخیر آب از کل حرارت آزاد شده در فرآیند احتراق محاسبه

می شود.

لازم به ذکر است که در محاسبه راندمان تجهیزاتی مانند بویلر و کوره، معمولاً ارزش حرارتی خالص به کار می رود. ارزش حرارتی گازها با مشخص بودن درصد مولی (حجمی) ترکیبات گاز (آنالیز گاز)، پارامترهایی نظیر درصد جرمی اجزاء، وزن مولکولی در هر دمائی قابل محاسبه است. برای سوخت گازی مرجع GPA، داده های فنی API در خصوص اطلاعات هیدروکربن ها، فرمول های زیر را 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) می باشد 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 هیدروکربن های مایع (Liquid HC High & Low Heating Value)

برای فرآورده های نفتی مایع نیز ارزش حرارتی بالا و پائین به طریق مشابه قابل محاسبه است. باتوجه به معیار API به عنوان مبنائی جهت تعیین ارزش حرارتی بالا و پائین انواع فرآورده های نفتی، استفاده از این شاخص بدلیل دقت بسیار بالای اندازه گیری این پارامتر توسط این استاندارد دسته بندی و قابل استناد گردیده است. لذا جدول تعیین ارزش حرارتی بالا و پائین برحسب API بعنوان جدولی استاندارد در این خصوص توسط مراجع نامبرده در دسترس قرار دارد. در جدول زیر بعنوان سه نمونه از API اندازه گیری شده یک نمونه، ارزش حرارتی بالا و پائین آن ها 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 درخصوص 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 پراکارب دفر آورده‌های 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
نفتنیک	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.

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.	Flash point	نقطه اشتعال
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.		
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.	pour point	نقطه ریزش
دانسیتیه مقدار جرم موجود در واحد حجم ماده است که برای توصیف نیاز به مقدار داشته و یک کمیت اسکالر است.	Density	دانسیتیه
نسبت دو دانسیته برای مقایسه دانسیته يك ماده به دانسیته مرجع چگالی نسبی نامیده که کمیتی بدون بعد است.	Relative Density	چگالی نسبی

عدد ستان	Cetane number	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 تجمع 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.																		
نقطه جوش	Boiling point	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.																		
نفت خام	Petroleum	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. <table border="1"> <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
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																		
بنزین	Gasoline	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.																		

مرکاپتان	Mercaptan	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.
مازوت	Fuel oil	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.
قیردمیده	Blown bitumen	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 کمتری 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 ۸۰/۲۵ به معنای قیر دمیده با درجه نرمی ۸۰ و درجه نفوذ ۲۵ می باشد.

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.	Asphalt mixture or solution	قیر مخلوط یا محلول
قیر امولسیون ترکیبی از ذرات ریز قیر به وسیله انرژی مکانیکی حاصله از يك آسیاب کلوئیدی در فاز آبی و استفاده از مواد امولسیفایر (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 امولسیفایر، مواد شیمیایی دیگری که در فرمولاسیون تولید و همچنین نحوه توزیع و پخش آن استفاده می‌گردد است.	Bitumen Emulsion	قیر امولسیون

قیر نفتی	Oil Bitumen	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.
قیر تقطیری	Tar distillation	نام دیگر قیری است که از تقطیر نفت خام به دست می‌آید
درجه نفوذ	Influence point	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.
گرانروی	Viscosity	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
افت وزنی	Weight loss	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 آن در دمای ۱۶۳ درجه سانتی‌گراد و در مدت ۵ ساعت (شرایط تقریبی پخت آسفالت) اندازه‌گیری می‌شود.

درجه خلوص	Purity	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)]
درجه نرمی	Degree of Softness	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.
شکل پذیری یا انگمی	Plasticity or Gum	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.
آسفالتن	Asphaltene	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.
آلیفاتیک	Aliphatic	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.

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

ضمیمه ۳

خواص شیمی فیزیکی نفت خام

ویژگی	علامت اختصاری	شرح
سنگینی	*API Gravity	درجه API معیاری برای سنجش مرغوبیت نفت(خام) است و عبارت از درجه گرانروی یا درجه سبکی نفت است. API به عنوان يك 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.
درصد وزنی و مقدار گوگرد	Sulfur Content & Wt %	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 فراورش های ویژه ای را ایجاد می کند گفته می شود. معمولاً مرز مابین نفت ترش و شیرین وجود بیش از ۰/۵٪ گوگرد است.

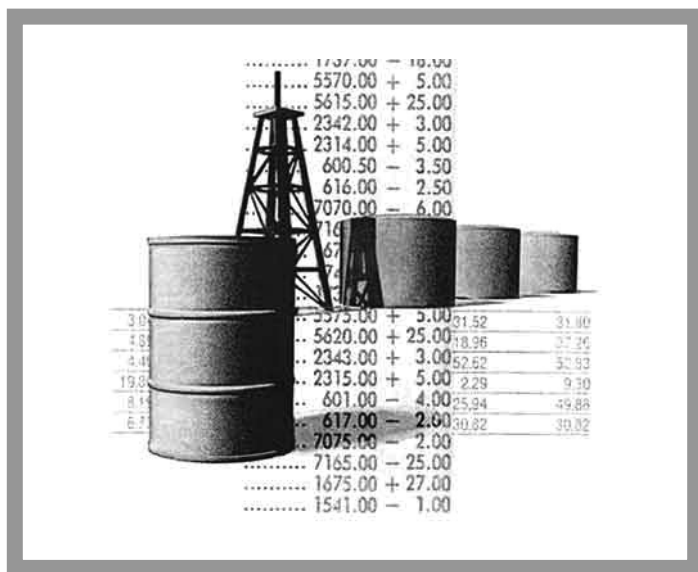
نقطه ریزش پایین ترین دمایی است که در آن، يك روغن نفتی جاری می شود یا ریزش می کند مشروط بر اینکه بدون اغتشاش، با يك روند کنترل شده خنك شود. نقطه ریزش نفت خام برحسب °C یا °F به طور تقریبی نشانگر پارافینی یا آروماتیکی بودن نسبی آن است. هر چه نقطه ریزش پایین تر باشد مقدار پارافین کمتر و مقدار آروماتیک بیشتر است. نقطه ریزش يك مشخصه دقیق فرآورده های میان تقطیر است که در آب و هوای سرد مصرف می شوند.	Pour Point	نقطه ریزش
باقیمانده کربن، به شیوه تقطیر در نبود هوا، تا دستیابی به پسماند كك تعیین و برحسب درصد وزنی بیان می شود. باقیمانده کربن به طور 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.	Wt % Carbon Residue	درصد وزنی باقیمانده کربن
مقدار نمك در نفت خام برحسب NaCl بیان می شود و چنانچه بیش از ۱۰lb/۱۰۰۰bbl باشد، معمولاً باید بیش از پالایش نفت خام، آن را نمك زدایی کرد. اگر نمك حذف نشود، ممکن است مشکلات خوردگی مهمی ایجاد کند. اهمیت نمك زدایی در صورتی که قرار باشد فرایندهای کاتالیزوری بر باقیمانده نفت اعمال شود بیشتر می شود.	Salt Content	مقدار نمك

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 هرچه CI بیشتر باشد، غلظت نفتن‌ها و آروماتیک‌های آن بیشتر است.	Corresponding Index	ضرایب همبستگی
وجود مقادیر زیاد نیتروژن در نفت‌های خام نامناسب است، زیرا ترکیبات آلی نیتروژن‌دار موجب مسمومیت جدی کاتالیزورهای به‌کار رفته در فرآورده‌ها می‌شوند. نفت‌های خامی که بیش از ۰/۲۵ درصد وزنی نیتروژن داشته باشند، نیاز به فرآورش ویژه جهت حذف نیتروژن دارند.	Wt % Nitrogen Content	درصد وزنی مقدار نیتروژن
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 D۱۱۶۰ استوار است.	Distillation Range	گستره تقطیر

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) می توانند به شدت بر فعالیت کاتالیزورها اثر گذاشته و موجب تولید فرآورده های کم ارزش تری شوند. غلظت های بالاتر از ۲ ppm وانادیم در انواع نفت کوره منجر به خوردگی شدید پره های توربین و تخریب آستر یا پوشش نسوز کوره ها و دودکش ها می شود. معمولاً ترکیبات آلی فلزی در دماهای بالای تقطیر پالایشگاهی فرارند و بیشتر در فرآورده های تقطیر دیرجوش پدیدار می شوند. روش کاهش آنها به کارگیری روش های استخراج با حلال و نیز ترسیب با آسفالت ها و رزین ها است.	Metal Content	مقدار فلزات
---	----------------------	--------------------

ضمیمه ۴

ارزیابی انواع نفت خام (Evaluation of Crude Oils)



هدف از تدوین این ضمیمه، آشنایی اولیه در حوزه واردات، صادرات و مبادعات 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 هریک 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:

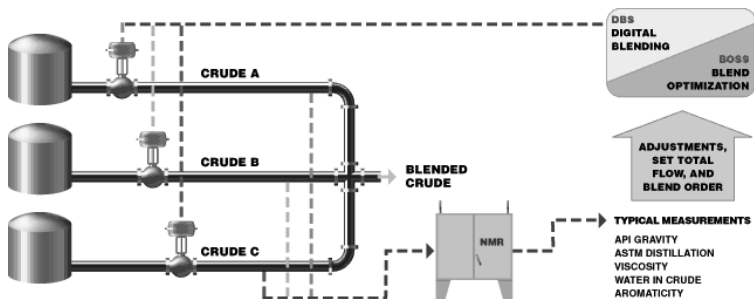
- میزان گوگرد و اشکال مختلف گوگرد
- میزان درصد ترکیبات سبک یا سنگین صرف نظر از وزن نفت
- سبکی یا سنگینی کلی نفت خام
- سقف امکان استخراج و ارائه (پایداری)

بطور کلی نفت خام سیالی با ویسکوزیته های متفاوت می باشد. گروه های تشکیل دهنده نفت خام شامل هیدروکربن ها که همانطور که از نامشان مشخص است، شامل گروه هایی هستند که ترکیبات ملکولی آنها فقط از هیدروژن و کربن تشکیل شده است. انواع هیدروکربن ها عبارتند از:

- هیدروکربن های پارافینی (پارافینها) $C_n H_{2n+2}$
- هیدروکربن های نفتنی (سیکلوپارافین ها یا نفتنیک ها) $C_n H_{2n}$
- هیدروکربن های آروماتیک (بنزنوئیدها)

و غیرهیدروکربن ها که شامل ترکیباتی غیر از هیدروژن و کربن می باشند و عناصری از قبیل اکسیژن، نیتروژن، گوگرد، اتم های فلزی همراه با هر کدام از این ها و یا ترکیب با همه اینها نظیر نیکل و وانادیوم می باشد. رنگ نفت خام از سبز (نفت خام مونی از استرالیا) تا قهوه ای تیره (نفت خام میدان غوار عربستان سعودی) متغیر است. بوی نفت خام نیز می تواند شبیه هیدروژن سولفید، ترانتین 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 بخش های بالادستی پالایشگاه، معمولاً نفت خام تولیدی از میداین و چاه های مختلف دارای شرایط و خواص مختلف بوده و برای استفاده از آنها در پالایشگاه ها و یا صادرات باید خواص آنها مانند دانسیته، ویسکوزیته، میزان گوگرد و ... تنظیم شود. این کار با استفاده از تکنیک اختلاط صورت می پذیرد. به عنوان مثال امکان پالایش نفت فوق سنگین در هر پالایشگاهی وجود ندارد و جهت فرآورش لازم است با نفت سبک تر 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 پالایشگاه های نفت خام، ظرفیت پالایش نفت خام موجود و همچنین صادرات نفت خام های 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 اجتناب‌ناپذیر به‌شمار 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 60°F 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.

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

$$0.825 > \text{sp. gr. } d_{4}^{15} \quad (\text{Crudes Light}) \quad \text{نفت خام سبک}$$

$$0.825 > \text{sp. gr. } d_{4}^{15} > 0.875 \quad (\text{Crudes Medium}) \quad \text{نفت خام متوسط}$$

$$0.875 > \text{sp. gr. } d_{4}^{15} > 1.000 \quad (\text{Crudes Heavy}) \quad \text{نفت خام سنگین}$$

$$\text{sp. gr. } d_{4}^{15} < 1.000 \quad (\text{Crudes heavy-Extra}) \quad \text{نفت خام فوق سنگین}$$

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
سبک ایران	۳۳٫۴	۱٫۳۷
فروزان ایران	۲۹٫۷	۲٫۲۰
سروش ایران	۱۸٫۶	۳٫۶۲
سایر کشورها	درجه API	گوگرد (درصد)
سبک 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 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 روغن به سهولت قابل پمپ کردن باشد. به طور کلی 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. در ضمن، نقطه ریزش را می توان 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 لایه ها، هنگامی که تحت تنش برشی قرار گیرد گرانروی می گویند. نام های 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 شاره های مایع کاهش می یابد. اندازه گیری ویسکوزیته نفت خام در دماهای مختلف یک ویژگی مهم برای محاسبه افت فشار در خطوط لوله و سیستم لوله کشی پالایشگاه می باشد، همچنین این پارامتر در تعیین مشخصات پمپ ها و مبدل ها حائز اهمیت است. تغییر ویسکوزیته با دما برای همه نفت های خام یکسان نیست. ویسکوزیته نفت خام پارافینی به سرعت با کاهش دما افزایش می یابد. از طرف دیگر برای نفت های خام نفتنی این افزایش ویسکوزیته آهسته تر است.

ویسکوزیته به وسیله اندازه گیری زمان جریان یافتن نفت خام از میان طول مشخصی از یک لوله موئین در دمای مشخص، تعیین می شود. 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 می شود). گرانروی مطلق یک سیال تقسیم بر چگالی آن را گرانروی حرکتی (سینماتیکی) می نامند.

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

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

دستگاه های روزنه دار کالیبره ویژه ای تحت عنوان Engler-type امکان اندازه گیری ویسکوزیته را در دمای پایین تر از نقطه ریزش فراهم می کنند. در این روش دستگاه مواد را بهم می زند به طوریکه مانع از تشکیل کریستال های بزرگ شود؛ در حالی که در سایر روش ها، نقطه ریزش نمونه بودن هم زدن اندازه گیری می شود.

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 میادین 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°C (100°F) است، دارای نقطه اشتعال (Flash Point) کمتر از 20°C هستند. هنگام عملیاتی همچون بارگیری (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:

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

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 به‌سوی ارتقاء کیفیت و کاهش آلاینده‌های مختلف بالاختص 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 تشکیل‌دهنده 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 گوگرددار 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 (H_2S) (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. H_2S علاوه بر اینکه همراه با گازهای حاصل از منبع نفت یافت می‌شود، به‌صورت حل شده نیز به میزان کمتر از ۵ ppm وزنی در نفت خام موجود می‌باشد، اما بیشتر H_2S طی عملیات پالایش ازجمله:

- کراکینگ کاتالیستی (catalytic cracking)
- هیدروتریپتینگ (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

زننده هستند. تیول‌ها بوسیله شستشوی بازی و واکنش‌های ساده مراکس به راحتی می‌تواند تاحد 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 مرکپتان‌ها 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 پيشرفته و مراکس مختص به این فرآورده‌ها، سرمایه‌گذاری پالایشگاه‌ها را به این حوزه سوق خواهد داد.

- تیوفن و مشتقاتش (Thiophene and Derivatives)

این ترکیب گوگردی تاحدی 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 آغا جاری 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 می باشند. تغییرمحتوای نیتروژن خوراک پالایشگاه منجر به کاهش فرآورده های واحدهای رفورمینگ کاتالیستی و کراکینگ کاتالیستی خواهد شد. زیرا همانطور که قبلا اشاره گردید، نفت های خام دارای ترکیبات نیتروژن داری هستند که می تواند 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) می باشند.

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

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

نفت های خام دارای مقادیر خیلی کم آب، رسوب و نمکهای معدنی می باشد که بیشتر آن ها در آب محلولند، باقی نمک ها به صورت بلورهای خیلی ریز موجود می باشند. این مواد با ایجاد خوردگی (Corrosion)، سایش (Erosion)، ایجاد رسوب (Deposits)، انسداد (Plugging)، مسمومیت کاتالیزور (Catalyst poisoning) و غیره موجب تخریب تجهیزات می شوند.

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 نفتنیک 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 می شوند. همین تکنیک نیز برای مخازن نگهداشت فرآورده های نفتی می بایست بکار گرفته شود.

محتوای آب و رسوبات نفتیهای خام مطابق با روش های استاندارد NF M ۰۷-۰۲۰ و ASTM D ۹۶, D ۱۷۹۶ اندازه گیری می شود. در این روش ها حجم آب و رسوبات جدا شده از نفت خام به وسیله سانتریفیوژ در حضور يك حلال (Toluene) و يك عامل امولسیون زدا اندازه گیری می شود.

محتوای نمک نفتیهای خام (Salt Content of Crude Oils)

نمک های 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 می شوند. کلرایدهای سدیم، منیزیم و کلسیم بیشترین سهم نمک های موجود را تشکیل می دهد؛ با این حال مقادیر ناچیزی سولفات کلسیم (gypsum) و کربنات کلسیم نیز در محتوای نمک نفت موجود می باشد. اندازه گیری کلرایدها طبق دو استاندارد (NF M ۰۷-۰۲۳ و ASTM D ۳۲۳۰) صورت می پذیرد که نتیجه حاصل از هر دو روش برحسب $\text{mg of NaCl/kg of crude}$ بیان می شود.

حضور نمک در نفت خام موجب بروز معایب زیر می شود:

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 می یابد که این پدیده موجب کاهش تولید می گردد. (معمولاً برای جلوگیری از بروز چنین مشکلی آب تزریق می شود.)

در فرآیندهای پالایشی حضور نمک ها موجب پدید آمدن مشکلات گوناگونی می شود، امکان دارد نمک در لوله های مبدل های حرارتی (tubes of exchangers)

رسوب کرده و موجب کاهش انتقال حرارت شود. چنین پدیده ای هنگامی که در لوله های گرم تر رخ دهد موجب تشکیل نقاط داغ (Hot spots) شده و شرایط مناسب را برای تشکیل کک (Coke formation) فراهم می کند.

بیشترین مقدار نمک در فرآورده ها مربوط به ته مانده های (residues) می باشد که به عنوان نمونه برای تهیه سوخت های سنگین (Fuels)، یا خوراک واحد آسفالت و واحد تولید کک پتروشیمی به کار می رود. وجود نمک در موارد یاد شده موجب گرفتگی مشعل ها، اغتشاش امولسیون های آسفالتی و نیز کاهش کیفیت کک تولیدی می شود. افزون بر این کلرایدهای منیزیم و کلسیم در دمای ۱۲۰°C شروع به هیدرولیز شدن می کنند که سرعت این واکنش با افزایش دما افزایش می یابد. 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 می شود که این خود موجب بروز خوردگی قسمت های یاد شده می گردد. همچنین تاثیر اسید هیدروکلریک در حضور H_2S حاصل از تخریب هیدروکربن های سولفور دار تسریع و تشدید می شود. به همین سبب است که پالایشگر مجبور به تزریق مواد بازی نظیر آمونیاک در نقاطی از ستون تقطیر می شود که آب میعان می یابد. افزون بر موارد یاد شده، نمک ها موجب غیر فعال شدن کاتالیزورهای واحدهای کراکینگ کاتالیزوری و رفرمینگ می شود.

ضمیمه ۵

نتایج ارزیابی حدودی نفت های خام پالایشگاه های ایران (۲۰۱۲)

نمونه ای 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 سنگین تر و پالایشگاه هایی که از نفت میادین نام برده استفاده می نمایند برش های با طیف سبک تری را نسبت به پالایشگاه بندرعباس تولید خواهند نمود. سایر موارد جدول را بر اساس اطلاعات ارائه شده در این هندبوک بدین صورت می توان تحت بررسی قرار داد. به عبارت دیگر تولید محصولات منطبق تر بر استانداردهای یورو با صرف سرمایه گذاری کمتر و فرایند ساده تر جهت پالایشگاه هایی که ترکیبات گوگرد دار و نیتروژن دار کمتری نسبت به خوراک سایر پالایشگاه ها را تجربه می نمایند قابل دسترس تر می باشد.

مشخصات	اختلاط اهواز خوراک پالایشگاه آبادان	اهواز آسماری	میدان شور نفتی امیدیه	خوراک پالایشگاه تبریز	خوراک پالایشگاه تبریز	خوراک پالایشگاه اصفهان	خوراک پالایشگاه بندرعباس	مبادین 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 ₂ 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	۳۲	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 داده ها نتیجه میانگین یک بازه زمانی مثلاً یک ساله بوده و احتمال دارد از نرم افزار استخراج شده باشد بنابراین در رقم های انتهایی گرد شدن انجام نشده است. مثلاً در موردی که درجه API به صورت ۳۲,۰۱ نوشته شده می توان با در نظر داشتن قواعد گرد کردن 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) می باشد.

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

۴) B.S & W به معنی لجن ها و ته مانده های کف Base Sediment & Water آنهم بر مبنای درصد حجمی می باشد.

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

۶) روش های 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 میدان های 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

مسافربری (بر حسب 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***}

* Before Euro 5, passenger vehicles >2500 kg were type approved as light commercial vehicles N₁-I

** Applies only to vehicles with direct injection engines

*** 6×10¹² /km within first three years from Euro 6 effective dates

† Values in parentheses are conformity of production (COP) limits

استاندارد اروپائی حد مجاز آلاینده ها برای خودروهای بنزینی و نفت گاز سوز
تجاری سبک (برحسب گرم بر کیلومتر)

Tier	Date	CO	THC	NMHC	NO _x	HC+NO _x	PM	P [# /km]
نفت گاز								
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 نفت گاز سوز
سیک تجاری با وزن ۱۳۰۵ تا ۱۷۶۰ کیلوگرم (بر حسب گرم بر کیلو متر)

Tier	Date	CO	THC	NMHC	NO _x	HC+NO _x	PM	PN [# /km]
نفت گاز								
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 اروپائی حد مجاز آلاینده ها برای خودروهای بنزینی و نفت گاز سوز
تجاری سبک با وزن بیشتر از ۱۷۶۰ کیلوگرم (بر حسب گرم بر کیلومتر)

Tier	Date	CO	THC	NMHC	NO _x	HC+NO _x	PM	PN [# /km]
نفتگار								
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 dm ³ 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 مهدید مهدی بصیر؛ محمد باقر پورسید؛ گیتی ابوالحمد؛ مرکز نشر دانشگاهی، تهران، چاپ یکم، ۱۳۸۰
- مبانی پالایش نفت، تألیف دکتر گیتی ابوالحمد، چاپ دوم، ۱۳۸۰
- اکبری نوشاد، آزمایشگاه پالایش نفت تبریز، ۱۳۸۶
- وب سایت‌های رسمی وزارت نفت و پالایش و پخش 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