

اصول کلی عملیات دریافت، نگهداشت و توزیع فرآورده‌های نفتی

آشنایی با اصول اندازه‌گیری کمی و کیفی در انبارهای نفت



تالیف و تدوین: محمد رضا یگانه

حفظ کیفیت فرآورده‌های نفتی به‌عنوان یک پارامتر تعیین شده از مبادی تولید (پالایشگاه‌ها) براساس تبعیت از استانداردهای مورد هدف، ازالزومات عملیات حمل و توزیع بوده و موجب پایداری بازار مصرف خواهد شد. از منظر کمی نیز، در صورتیکه مبادعات و تبادلات فرآورده‌های نفتی مبتنی بر صحت میزان و محتوای انرژی مورد توافق طرفین نباشد، استراتژی بازاریابی و ورود و نفوذ به بازار به شکست منتهی گردیده و خسارات بسیاری را در حوزه‌های مختلف در پی خواهد داشت. کما اینکه دقت بالا در سطوح کلان برای توزیع‌کننده، تعیین‌کننده رشد اقتصادی نیز خواهد بود. بررسی‌های مختلف نشان داده است، انتخاب صحیح روش‌های عملیاتی در نگهداشت و حمل و توزیع، شاه‌بیت این توفیق است.



رسالة
الشيخ
المرحوم



آشنایی با اصول اندازه‌گیری کمی و کیفی در انبارهای نفت



اصول کلی عملیات دریافت، نگهداشت و
توزیع فرآورده‌های نفتی

تالیف و تدوین:

محمد رضا یگانه



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

نام کتاب: اصول کلی عملیات دریافت، نگهداشت و توزیع فرآورده‌های نفتی
جلد چهارم: آشنایی با اصول اندازه‌گیری کمی و کیفی در انبارهای نفت
تالیف و تدوین: محمدرضا یگانه
طراحی و صفحه‌آرایی: موسسه طرح خوب (پرویز مقدم)
تأیید محتوایی: کمیته انتشارات امور آموزش
تیراژ: ۵۰۰ نسخه
نشر: اداره نشر روابط عمومی

تقدیم به

آنانکه دل درگرو خدمت به میهن عزیز ایران نهادند

مقدمه

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

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

کمیته انتشارات شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده های نفتی

دیباچه مولف

مستندسازی در فرهنگ شرکت‌های مختلف با توجه به نوع فعالیت و فرآیند کار هر شرکت، تعاریف مختلفی به خود گرفته است. اما نهایتاً همه تعاریف، رسیدن به این مقصود است که مستندسازی کمک به انتقال صحیح دانش و تجربیات به صورت کاملاً غیرسلیقه‌ای نموده و می‌بایست معیارهای فنی و علمی و منطبق با استانداردهای موجود را در بر گیرد. در این راستا هندبوک‌ها و کتاب‌های مرتبط تدوین شده براساس اصول علمی با هدف تهیه اسناد و مدارکی که سیر تکوین و تحقق یک فعالیت از آغاز تا انجام و چگونگی بهره‌برداری و نگهداری از تجهیزات مورد نظر را با تحلیل مربوط نشان دهد، به فضای مستندسازی وارد شده‌اند. این کتاب به منظور آشنایی فنی‌تر با فرآیندهای جاری و عملیات انبارهای نگهداشت و توزیع فرآورده‌های نفتی تهیه و تدوین شده است. مطالب این کتاب، فارغ از محدودیت مکان و زمان، دلالت بر اصول فنی و اجرایی داشته و 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

یکی از مهمترین مباحث در توزیع فراورده‌های نفتی، حفظ کمیت و کیفیت استاندارد فراورده‌های نفتی ضمن بهره‌گیری از روش‌های دقیق سنجش کمی و کیفی است. کیفیت را به‌عنوان یک پارامتر تعیین شده از مبادی تولید (پالایشگاه‌ها) براساس تبعیت از استانداردهای مورد هدف می‌توان در نظر گرفت. علاوه بر تاثیر کیفیت در بهره‌وری حاصل از بکارگیری فراورده‌های نفتی، تداوم آن موجب پایداری بازار مصرف خواهد بود. حساسیت‌های حفظ کیفیت در پاره‌ای از فراورده‌های نفتی، فراتر از این زاویه دید بوده و علاوه بر نظارت بر مسائل زیست‌محیطی، ناظر بر ایمنی و ممانعت از حوادث ناگوار است. سوخت‌های هواپیمائی مثال بارز این موضوع هستند. از منظر کمی نیز، موضوعاتی با همان سطح از اهمیت قابل تامل هستند. با توجه به اهمیت مسئله انرژی در دنیای امروز، محتوا و میزان انرژی پایه قیمت‌گذاری فراورده‌های نفتی بوده و در صورتیکه مباحثات و تبادلات فراورده‌های فوق مبتنی بر صحت میزان محتوای انرژی مورد توافق طرفین نباشد، استراتژی بازاریابی و ورود و نفوذ به بازار به شکست منتهی گردیده و خسارات بسیاری را در حوزه‌های مختلف در پی خواهد داشت.

سواپ فراورده‌های نفتی که بعنوان یک تکنیک در تجارت بین‌الملل فراورده‌های نفتی مطرح است، به شدت به کیفیت وابسته است. معمولاً تفرانس‌های درجات کیفی در این تکنیک در حدی قابل قبول است که از لحاظ ترکیب درصد اجزاء، محتوای انرژی تغییر محسوسی نداشته باشد. از سوی دیگر با پیشرفت‌های اخیر علوم مختلف و تلفیق رشته‌های علمی با یکدیگر، پنجره جدیدی بر مفاهیم کمیت و کیفیت باز شده است. محتوای کیفی در حداقل کمیت، بحث جدیدی است که اشاره به حداکثر بازدهی در حداقل مقدار دارد و اشاره مستقیم آن به وجود ترکیبات هدفمند برای کاربرد خاص در حد مطلوب است. عدم وجود ترکیبات اضافی و غیرموثر و فاقد محتوای انرژی، مثالی از وجوه این رویکرد جدید در فراورده‌های نفتی است. شاهد این موضوع این است که اکتان بالای ناشی از هیدروکربن‌های کاملاً قابل اکسایش، مقبول تر از ترکیبات هیدروکربنی بلندزنجیره بنزنی و در پی آن

پذیرفتنی تراز MTBE است. پس همواره ملاحظات جهانی بسوی بهبود کیفی ضمن استفاده از حداقل منابع است. این کتاب با هدف آشنائی با فعالیت‌های اندازه‌گیری کمی و کیفی در توزیع و مصرف فرآورده‌های نفتی تهیه و تدوین گردیده است و اشارات خلاصه‌ای براهم فعالیت‌های جاری شرکت پخش در این خصوص دارد.

فهرست مطالب

■ فصل اول

۱۷ اصول و روش های اجرایی
۱۸ کنترل کیفیت فرآورده های نفتی
۱۹ کنترل کیفیت بخش رسید فرآورده ها
۲۱ روش های تأیید قابلیت مصرف فرآورده های رسیده
۲۱ تأیید قابلیت مصرف فرآورده های دریافتی از خط لوله
۲۱ آزمایش های لازم جهت تأیید قابلیت مصرف گاز مایع یا LPG
۲۲ آزمایش های لازم جهت تأیید قابلیت مصرف انواع بنزین موتور
۲۴ آزمایش های لازم جهت تأیید قابلیت مصرف نفت سفید
۲۵ آزمایش های لازم جهت تأیید قابلیت مصرف نفتگاز
۲۵ آزمایش های لازم جهت تأیید قابلیت مصرف نفتکوره
۲۶ آزمایش های لازم جهت تأیید قابلیت مصرف حلال ها
۲۷ نکات مهم عملیاتی کنترل کیفیت انبارها
۲۷ کنترل کیفیت فرآورده های نفتی دریافتی (غیراز کاربرد هوایی)
۲۸ تعیین قابلیت مصرف فرآورده های دریافتی از نفتکش و مخزن دار
۲۸ نقاط نمونه گیری از نفتکشهای ورودی به انبار جهت کنترل کیفیت
۲۹ آزمایشات رسید و تخلیه بنزین معمولی و سوپر با مخزن دار و نفتکش
۲۹ آزمایشات رسید و تخلیه نفت سفید، نفتگاز و حلالها با مخزن دار و نفتکش
۲۹ آزمایشات جهت رسید و تخلیه نفت کوره با مخزن دار و نفتکش
۳۰ کنترل کیفیت فرآورده های نفتی دریافتی با خط لوله (کاربرد هوایی)
۳۱ آزمایشات رسید سوخت جت با نفتکش و مخزن دار
۳۲ آزمایشات رسید فرآورده JP۴ با نفتکش و مخزن دار
۳۲ آزمایشات رسید فرآورده ۱۰۰L با نفتکش و مخزن دار
۳۳ کنترل کیفیت بخش ارسال فرآورده ها
۳۳ کنترل و صلاحیت بازرگیری نفتکش ها و مخزن دارهای غیرتبدیلی
۳۴ کنترل و صلاحیت بازرگیری نفتکش ها و مخزن دارهای تبدیلی
۳۴ تبدیل مخزن دار از يك فرآورده به فرآورده دیگر
۳۶ روش تأیید نفتکش های با حمل قبلی نفت کوره
۳۶ روش تأیید نفتکش حمل کننده ATK
۳۷ روش نقل و انتقال و نگهداری فرآورده های مظلوف انبارها

۳۷	محل نگهداری فرآورده‌های مظروف
۳۷	تغییر ظروف فرآورده‌های نفتی بواسطه نشتی
۴۰	روش نمونه‌گیری و ارسال سوخت‌های هوایی
۴۱	اصول نمونه‌گیری فرآورده‌های هوایی بسته‌بندی
۴۲	اصول نمونه‌گیری فرآورده‌های بیظرف
		فصل دوم
۴۷	مروری بر آزمایش‌های فرآورده‌های نفتی
۴۹	آشنائی با آزمایشات فرآورده‌های نفتی
۴۹	آزمایش اندازه‌گیری دانسیته مواد نفتی (وزن مخصوص)
۵۱	آزمایش اندازه‌گیری دانسیته و درجه API با هایدرومتر
۶۰	اندازه‌گیری اتوماتیک دانسیته فرآورده‌های نفتی
۶۲	آزمایش تعیین نقطه دودکنندگی
۶۵	آزمایش تعیین رنگ فرآورده‌های نفتی
۷۰	آزمایش تغییر رنگ گوگرد (دکترتست)
۷۱	اندازه‌گیری نقاط اشتعال و نقطه آتش
۷۹	آزمایش تعیین نقطه ریزش فرآورده‌های نفتی
۸۲	آزمایش تعیین نقطه آنیلین فرآورده‌های نفتی
۸۳	انجام آزمایش با استفاده از ابزار آزمایشگاهی
۸۵	آزمایش تعیین نقطه آنیلین با استفاده از دستگاه مربوط
۸۷	اندازه‌گیری هدایت الکتریکی سوخت‌های هوایی
۸۹	اندازه‌گیری فشار بخار در برش‌های نفتی
۹۲	اندازه‌گیری فشار بخار به روش رید
۹۴	آزمایش تعیین مقدار خاکستر
۹۵	آزمایش تعیین باقیمانده کربن کنرادسون
۹۶	آزمایش تعیین درجه نفوذ پذیری مواد آسفالتی
۹۹	آزمایش تعیین نقطه نرمی قیر
۱۰۲	آزمایش کشش یا انگمی قیر
۱۰۴	آزمایش نقطه ترک قیر
۱۰۵	آزمایش تعیین میزان گوگرد با روش لامپ
۱۰۷	آزمایش خوردگی تیغه مسی
۱۱۰	آزمایش تعیین گرمای احتراق (بمب کالریمتر)
۱۱۳	آزمایش تعیین مقدار صمغ
۱۱۶	آزمایش تعیین مقدار آروماتیک‌ها
۱۱۸	آزمایش تقطیر در فشار اتمسفر
۱۲۹	آزمایش تقطیر در خلاء
۱۳۱	آزمایش تعیین عدد ستان

۱۳۴ آزمایش تعیین عدد اکتان RON
۱۳۶ آزمایش اندازه‌گیری گرانشی سینماتیک
۱۴۰ آزمایش طیف بینی جذب اتمی
۱۴۶ آزمایش کروماتوگرافی گازی
	فصل سوم
۱۴۹ سیستم‌های اندازه‌گیری درحالت استاتیک
۱۵۱ روش اندازه‌گیری دستی مخازن ذخیره (عمق یابی)
۱۵۶ دستورالعمل اجرای موجودی مخازن به روش دستی
۱۶۵ حجم ناخالص مشاهده شده فرآورده برای مخازن انبارنفت
۱۶۷ اندازه‌گیری دستی نفتکش ریلی و جاده‌ای
	فصل چهارم
۱۷۳ اندازه‌گیری اتوماتیک فرآورده‌های نفتی درمخازن
۱۷۴ تعیین اتوماتیک موجودی مخازن
۱۷۵ سطح سنج شناور
۱۷۸ سطح سنج اختلاف فشاری
۱۷۹ سطح سنج موتوری
۱۸۱ سطح سنج‌های نوع رادار
	فصل پنجم
۱۸۷ سیستم‌های اندازه‌گیری درحالت دینامیک
۱۹۰ اندازه‌گیری حجم فرآورده‌های نفتی درحالت دینامیک
۱۹۲ وسایل اندازه‌گیری مبتنی بردینامیک سیال
۱۹۲ فلومتر حجمی جابجایی مثبت
۱۹۸ فلومتر جرمی کوریولیس
۲۰۱ فلومترهای التراسونیک
۲۰۴ جریان سنج جرمی حرارتی
۲۰۵ اندازه‌گیر گردابی جریان حجمی
۲۰۶ فلومتر توربینی
۲۰۸ مسترمیترپروور کننده دینامیک
۲۱۰ مقایسه اندازه‌گیری حجم به روش استاتیک و دینامیک
۲۱۱ انتخاب و نگهداری میترهای مناسب فرآیند
	فصل ششم
۲۱۳ اندازه‌گیری مخزن نفتکش
۲۱۴ روش‌های کالیبراسیون نفتکش‌ها
۲۱۵ نکات اندازه‌گیری مخزن نفتکش‌ها
۲۱۸ تجهیزات موجود در کارگاه اندازه‌گیری (کالیبراسیون) نفتکش
۲۱۹ شرح عملیات اندازه‌گیری (مراحل و روش اندازه‌گیری)

۲۲۱	اندازه‌گیری مخزن‌دار راه‌آهن
۲۲۲	جداول اندازه‌گیری (Gauge Table)
	فصل هفتم
۲۲۵	تأثیر دما بر دانسیته فرآورده‌های نفتی
۲۲۹	محاسبه ضریب انبساط حرارتی حجمی مایعات نفتی
۲۳۵	محاسبه حجم ویژه و جرم حجمی مایعات
۲۳۶	محاسبه تغییرات دانسیته مایعات با دما
	فصل هشتم
۲۳۷	اندازه‌گیری دمای فرآورده در مخازن
۲۳۸	ترمودینامیک مایعات نفتی
۲۳۹	دما یا درجه حرارت
۲۳۹	یکاهای اندازه‌گیری دما
۲۴۱	روابط میان یکاهای مختلف اندازه‌گیری دما
۲۴۱	وسایل مورد استفاده در اندازه‌گیری دما به روش دستی
۲۴۵	روش تعیین دمای فرآورده‌های نفتی در مخازن بصورت دستی
۲۴۶	نقاط اندازه‌گیری دما در مخزن
۲۴۸	اندازه‌گیری اتوماتیک دما در تاسیسات انبار
۲۴۹	دماسنج نوع مقاومتی
۲۵۱	تقسیم‌بندی ترموکوپل‌ها
۲۵۶	ترمو متر با مکانیزم انبساط سیال
	ضمیمه ۱
۲۵۸	اندازه‌گیری فشار (Pressure Gaging)
	ضمیمه ۲:
۲۶۴	محاسبه حجم جزئی فرآورده در انواع ظروف
	ضمیمه ۳:
۲۷۵	روش کنترل کمیت فرآورده‌های مظلروف
	ضمیمه ۴:
۲۷۷	چگالی مورد استفاده در محاسبات حجمی سیالات نفتی
	ضمیمه ۵:
۲۷۸	حجم ناخالص مشاهده شده فرآورده برای مخازن کشتی
	ضمیمه ۶:
۲۸۲	راهنمای تبدیل واحدها و مقیاس‌ها
	ضمیمه ۷:
۳۰۲	جدول انتخاب انواع فلومیتتر
۳۰۳	منابع و مراجع

فصل اول

اصول و روش های اجرایی کنترل کیفیت فرآورده های نفتی Oil Product Quality Control Methods



روش اجرایی کنترل کیفیت فرآورده‌های نفتی

در مدیریت کیفیت و مهندسی فرآورده‌ها درحوزه پخش فرآورده‌های نفتی، بخش کنترل کیفیت (Quality control) یا به اختصار QC به قسمتی گفته می‌شود که عملکرد آن مربوط به تایید و حفظ کیفیت فرآورده‌های نفتی تا مرحله توزیع و مصرف باشد. لذا تعریف این فرآیند در شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی شامل تدوین روش‌های بهبود فرآیند نبوده و صرفاً اشاره به حفظ کیفیت تا نقطه تحویل به مشتری و مصرف دارد. به عبارت دیگر مفهوم کنترل کیفیت در حوزه دریافت، نگهداشت و توزیع فرآورده‌های نفتی شامل مجموعه عملیاتی نظیر اندازه‌گیری یا آزمون است که روی یک فرآورده انجام می‌شود تا مشخص شود آیا کیفیت آن فرآورده منطبق با مصارف مورد نظر در بخش‌های مورد نظر مصرف می‌باشد یا خیر. انجام این وظیفه در شرکت پخش فرآورده‌های نفتی توسط واحد کنترل کیفیت مستقر در انبار صورت می‌پذیرد. معمولاً آزمایش‌هایی نظیر اندازه‌گیری تقطیر، تعیین عدد اکتان بنزین، فشار بخار رد یا همان اندازه‌گیری فشار بخار فرآورده‌ها، سنجش هدایت الکتریکی در سوخت هوایی، تعیین میزان گوگرد موجود در فرآورده‌ها، تعیین میزان مرکاپتان‌ها، تعیین رنگ، تعیین نقطه اشتعال، تعیین ویسکوزیته و تعیین وزن مخصوص از مهمترین آزمایش‌هایی هستند که در انبارهای با حجم بالای دریافت و نگهداشت و توزیع فرآورده‌های نفتی صورت می‌پذیرند. روش کنترل کیفیت در انبارهای نفتی طی دو مبحث روش اجرایی و عملیاتی در این فصل و روش آزمایشگاهی در فصل بعد شرح داده خواهد شد.

کنترل کیفیت بخش رسید فرآورده‌ها

Quality Control of Received Products

به منظور وضوح عملیات و فرآیند کنترل کیفیت و اطمینان از انجام روتین و به موقع آزمایشات کنترل کیفیت، روش اجرایی کنترل کیفیت فرآورده‌های نفتی در انبارها، تدوین و به اجرا گذاشته شده است. شروع این روش با لزوم کنترل کیفیت فرآورده دریافت شده توسط انبار مطرح شده که توسط مسئول کنترل موجودی و یا مسئول تاسیسات و عملیات انبار آغاز می‌گردد.

مسئول کنترل موجودی بیطرف انبار نفت (یا مسئول تاسیسات و عملیات) پس از اتمام عملیات رسید فرآورده در مخزن انبار نفت، آزمایش کیفیت فرآورده و تقاضای صدور تأیید قابلیت مصرف آن را از واحد کنترل کیفیت انبار درخواست می‌کند. مسئول کنترل کیفیت انبار از فرآورده مخزن مورد نظر نمونه‌گیری و پس از انجام آزمایشات لازم (طبق دستورالعمل‌ها و روش‌های ابلاغی) فرم تأیید قابلیت مصرف را صادر می‌کند.

در صورتی که فرآورده به وسیله نفتکش با مخزن دار راه‌آهن و یا کشتی به انبار نفت حمل شود، قبل از تخلیه محموله می‌بایست آزمایش‌های لازم را انجام و پس از تأیید کیفیت آن، اجازه تخلیه صادر شود. چنانچه فرآورده غیرقابل مصرف باشد، مسئول کنترل کیفیت موظف است اقدام لازم را (طبق دستورالعمل‌های صادره) در خصوص آن انجام دهد.

نکته: با توجه به ورود سیستم‌های مکاتبات و انتقال اطلاعات در فضای نرم افزاری، هرگونه فرم درخواست آزمایش، برنامه، انواع مجوز و ... می‌تواند در فضای نرم افزاری ضمن توجه به ارتباطات سیستمی واحدها با یکدیگر صورت پذیرد.

مراحل اجرایی روش کنترل کیفیت فرآورده‌های نفتی دریافتی

کلیه فرآورده‌های نفتی موجود در انبارهای نفت باید پس از تأیید کیفیت آنها توسط واحد کنترل کیفیت انبار، برداشت و ارسال شوند. فرآورده‌هایی که از پالایشگاه‌ها با خطوط لوله و یا کشتی به مخازن انبارهای نفت انتقال می‌یابند، باید پس از اتمام عملیات رسید و قبل از برداشت، قابلیت مصرف آنها به تأیید

واحد کنترل کیفیت انبار مربوطه برسد. وظایف هر یک از واحدهای مرتبط با این عملیات به شرح زیر می‌باشد.

۱- واحد درخواست‌کننده تأییدیه کیفیت (آزمایش فرآورده)

مسئول واحد درخواست‌کننده (مسئول کنترل موجودی بیطرف یا مسئول تأسیسات و عملیات)، پس از اتمام عملیات رسید فرآورده در مخزن انبار نفت، طی فرم درخواست آزمایش کیفیت فرآورده (نرم افزاری یا تحریری)، از مسئول کنترل کیفیت انبار مربوطه تأیید قابلیت مصرف فرآورده رسید شده در مخزن را تقاضا می‌کند.

۲- کنترل کیفیت انبار مربوطه

۱-۲- مسئول کنترل کیفیت انبار مربوطه، پس از دریافت فرم درخواست آزمایش کیفیت فرآورده، از فرآورده مخزن موردنظر، طبق دستورالعمل‌ها و روشهای ابلاغی نمونه‌گیری می‌کند و پس از انجام آزمایشهای لازم، در صورت قابل مصرف بودن نمونه مورد آزمایش، فرم تأیید قابلیت مصرف فرآورده‌های محتوی مخزن را تکمیل و به واحد درخواست‌کننده ارسال می‌کند.
نکنه قابل توجه ومهم:

چنانچه فرآورده به وسیله نفتکش جاده‌پیما یا مخزن دار راه‌آهن یا کشتی نفتکش تحویل انبار شود، مسئول کنترل کیفیت انبار مربوطه قبل از تخلیه آن، آزمایش‌های لازم را انجام می‌دهد و با امضای بارنامه و پروانه تخلیه ذریبط، اجازه تخلیه فرآورده محتوی نفتکش یا مخزن دار راه‌آهن و یا کشتی را صادر می‌کند.

۲-۲- مسئول کنترل کیفیت انبار، در صورت قابل مصرف نبودن نمونه مورد آزمایش، مراتب را بلافاصله به مسئول واحد درخواست‌کننده اطلاع می‌دهد و تا گرفتن تصمیم نهایی و تعیین تکلیف فرآورده غیرقابل مصرف، موضوع را پیگیری می‌کند.

۳- واحد درخواست‌کننده

مسئول واحد درخواست‌کننده (مسئول کنترل موجودی بیطرف یا مسئول تأسیسات و عملیات) پس از وصول فرم تأیید قابلیت مصرف فرآورده محتوی مخزن موردنظر، اجازه برداشت و ارسال آنها را صادر می‌کند.

روش‌های تأیید قابلیت مصرف فرآورده‌های رسیده

Methods of Received Products Confirmation

هر یک از فرآورده‌های نفتی به لحاظ اهمیتی که در نوع مصرف، نوع طراحی دستگاه‌ها و ماشین آلات صنعتی مصرف‌کننده آن و ملاحظات ایمنی و حفظ محیط زیست دارند با مشخصات فیزیکی و شیمیائی ویژه‌ای تولید می‌شوند. لذا به منظور حفظ این کیفیت و ممانعت از تغییر این مشخصات و جهت‌گیری در مصرف صحیح فرآورده‌های نفتی، نسبت به انجام آزمایشات ذیل جهت تأیید قابلیت مصرف اقدام می‌گردد.

تأیید قابلیت مصرف فرآورده‌های دریافتی از خط لوله

Confirmation of Received Products From Pipeline

اصول کلی این عملیات بدین صورت است که در دریافت فرآورده‌های نفتی از طریق خط لوله، پس از اتمام رسید فرآورده در مخازن انبار، زمان مورد نیاز جهت ته نشین شدن مواد و صاف شدن فرآورده بایستی سپری گردد. مسئولین کنترل کیفیت اقدامات لازم را در جهت نمونه‌گیری بر طبق مقررات و روش‌های کنترل کیفی استاندارد بین‌المللی انجام داده و لازم است برای تأیید قابلیت مصرف آن آزمایشات مشخصی مطابق استانداردها و روش‌های (Test Method) زیر صورت می‌گیرد. این روش‌ها به روش‌های کنترل کیفیت فرآورده‌های نفتی دریافتی با خط لوله (غیر از کاربرد هوائی) مطرح گردیده‌اند.

آزمایش‌های لازم جهت تأیید قابلیت مصرف گاز مایع یا LPG

Received LPG Required Test

آزمایش تعیین ترکیب درصد گاز مایع :

C_۳Hydrocarbon ASTM D ۲۱۶۳

C_۳Hydrocarbon ASTM D ۲۱۶۳

C_۳Hydrocarbon ASTM D ۲۱۶۳

C_۵ Hydrocarbon ASTM D ۲۱۶۳

این روش انجام آزمایش استاندارد جهت تعیین و اندازه‌گیری مخلوط هیدروکربن‌های پروپان و پروپن (Propane/Propene Mixtures) و تعیین ترکیبات ۲ تا ۵ کربنه در مخلوط گازی گاز مایع بوسیله کروماتوگرافی گازی (Gas Chromatography) می‌باشد. به عبارت دیگر این آزمایش مربوط به قابلیت مصرف گاز مایع در مشعل‌ها و تجهیزات طراحی شده در این خصوص است.

آزمایش تعیین مقدار H_۲S:

Hydrogen Sulphide ASTM D ۲۴۲۰

این روش استاندارد انجام آزمایش جهت تعیین مقدار سولفید هیدروژن در گاز مایع به روش استات سرب (Lead Acetate Method) نیز موسوم است.

آزمایش‌های لازم جهت تأیید قابلیت مصرف انواع بنزین موتور

Received Gasoline Required Test

آزمایش اندازه‌گیری دانسیته بنزین:

Density at ۱۵,۶°C ASTM D-۱۲۹۸

این روش آزمایش استاندارد برای اندازه‌گیری دانسیته (Density)، دانسیته نسبی (Relative Density) یا درجه API (API Gravity) جهت مایعات و محصولات نفتی با استفاده از هایدرومتر (Hydrometer Method) مورد استفاده واقع می‌گردد.

آزمایش تقطیر بنزین:

Distillation ASTM D- ۸۶

این روش آزمایش استاندارد برای تقطیر (Distillation) فرآورده‌های نفتی (Petroleum Products) و سوخت‌های مایع (Liquid Fuels) در فشار اتمسفر (Atmospheric Pressure) بکار می‌رود.

آزمایش اندازه‌گیری عدد اکتان بنزین:

Octane No. (Research) ASTM D- ۲۶۹۹

این روش آزمایش استاندارد برای تحقیق عدد اکتان (Octane Number) جهت سوخت موتور (Spark-Ignition Engine Fuel) مورد استفاده واقع می‌گردد. این آزمایش توسط اکتان پرتابل صورت می‌گیرد و لذا مسئولین کنترل کیفیت در موارد خاص و در صورتیکه احتیاج به آزمایش توسط موتور اکتان داشته باشند بایستی نمونه‌ها را به نزدیکترین پالایشگاه ارسال نمایند. تصویر زیر نمونه ای از دستگاه اندازه‌گیری اکتان پرتابل را نشان می‌دهد.



آزمایش اندازه‌گیری فشار بخار بنزین:

Reid Vapor Pressure ASTM D- ۳۲۳

این روش آزمایش استاندارد برای تعیین فشار بخار (Vapor Pressure) محصولات نفتی تحت عنوان روش Reid، مورد استفاده واقع می‌گردد.

خلاصه روش تأیید مخازن بنزین دریافتی در مخازن

بعد از نمونه‌گیری از مخزن یا مخازن رسید شده بنزین، نمونه را در آزمایشگاه تحت آزمایش‌های وزن مخصوص و تقطیر جهت تأیید قرار داده، نسبت به تأیید یا عدم تأیید و سایر تصمیمات در این خصوص اقدام و گزارش داده می‌شود. کلیه اقدامات تأیید مخزن بنزین سوپر مانند بنزین معمولی می‌باشد با این تفاوت که وزن مخصوص بنزین سوپر نباید کمتر از ۰٫۷۴۵ گرم بر سانتی متر مکعب باشد.

آزمایش‌های لازم جهت تأیید قابلیت مصرف نفت سفید

Received Kerosene Required Test

آزمایش اندازه‌گیری دانسیته نفت سفید:

Density at ۱۵,۶°C: ASTM D-۱۲۹۸

آزمایش تعیین رنگ نفت سفید:

Color: ASTM D-۱۵۶

این روش آزمایش استاندارد برای رنگ سیبولت فرآورده‌های نفتی موسوم به روش سنجش رنگ سیبولت (Saybolt Chromometer Method) است.

آزمایش اندازه‌گیری فلش پوینت نفت سفید:

Flash Point (P.M): ASTM D-۹۳

این روش آزمایش استاندارد برای اندازه‌گیری نقطه فلش (Flash Point) بوسیله آزمایشگر (Pensky-Martens Closed Cup Tester) مورد استفاده واقع می‌گردد.

آزمایش اندازه‌گیری محتوای گوگرد نفت سفید:

Doctor Test: ASTM D-۴۹۵۲

این روش آزمایش استاندارد برای تجزیه و تحلیل کیفی جهت اجزاء گوگردی فعال در سوخت‌ها و حلال‌ها موسوم به روش دکترتست (Doctor Test) می‌باشد.

خلاصه روش تأیید مخازن نفت سفید:

به طور تجربی در انبارهای نفت، ۲ الی ۳ ساعت بعد از تحویل گرفتن مخزن توسط واحد کنترل و کیفیت عملیات تأیید فرآورده دریافتی در مخزن به درخواست کنترل موجودی انبار صورت می‌پذیرد.

نمونه‌گیر واحد کنترل و کیفیت پس از انجام نمونه‌گیری، نمونه را جهت آزمایش وزن مخصوص (و اندازه‌گیری دما) و آزمایش نقطه اشتعال به آزمایشگاه تحویل و پس از انجام آزمایشات نسبت به تأیید یا عدم تأیید و سایر تصمیمات، پاسخ درخواست واحد کنترل موجودی را می‌دهد.

آزمایش‌های لازم جهت تأیید قابلیت مصرف نفتگاز

Received Gasoil Required Test

آزمایش اندازه‌گیری فلش پوینت نفتگاز:

Flash Point (P.M): ASTM D- ۹۳

آزمایش اندازه‌گیری دانسیته نفتگاز:

Density at ۱۵,۶°C: ASTM D-۱۲۹۸

آزمایش اندازه‌گیری حدود استاندارد رنگ نفتگاز:

Color: ASTM D- ۱۵۰۰

این روش آزمایش استاندارد برای تعیین استاندارد بودن رنگ براساس ASTM، جهت فرآورده‌های نفتی موسوم به ASTM Color Scale می‌باشد.

آزمایش اندازه‌گیری درصد آب و مواد ته نشینی نفتگاز:

Water & Sediment VOL%: ASTM D- ۲۷۰۹

این روش آزمایش استاندارد برای تعیین درصد آب و ته نشین در سوخت‌های میان تقطیر بوسیله سانتریفوژ (Centrifuge) می‌باشد.

خلاصه روش تأیید مخازن نفتگاز:

تمام مراحل تأیید مخازن نفتگاز همانند تأیید مخازن نفت سفید می‌باشد علاوه بر آزمایشات وزن مخصوص و نقطه اشتعال، آزمایش تعیین رنگ نیز برای نفتگاز انجام می‌پذیرد.

آزمایش‌های لازم جهت تأیید قابلیت مصرف نفتکوره

Received Fuel Oil Required Test

آزمایش اندازه‌گیری دانسیته نفتکوره:

Density at ۱۵,۶°C: ASTM D-۱۲۹۸

آزمایش اندازه‌گیری درصد آب و مواد ته نشینی نفتکوره:

Water & Sediment VOL% Visual : ASTM D-۲۷۰۹

آزمایش اندازه‌گیری فلش پوینت نفتکوره:

Flash Point (P.M): ASTM D- ۹۳

آزمایش اندازه گیری ویسکوزیته سینماتیک نفتکوره:

Kinematic Viscosity ۵۰°C: ASTM D- ۴۴۵

این روش آزمایش استاندارد برای تعیین ویسکوزیته سینماتیک (Kinematic Viscosity) مایعات شفاف (Transparent) و کدر (Opaque) و محاسبات ویسکوزیته دینامیک (Dynamic Viscosity) است.

آزمایش اندازه گیری نقطه ریزش نفتکوره:

Pour Point: ASTM D- ۹۷

این روش آزمایش استاندارد برای تعیین نقطه ریزش (Pour Point) فرآورده های نفتی است.

آزمایش های لازم جهت تأیید قابلیت مصرف حلال ها

Received Solvents Required Test

Color: ASTM D-۱۵۶ آزمایش تعیین حدود استاندارد رنگ حلال ها:

Density at ۱۵,۶°C: ASTM D-۱۲۹۸ آزمایش اندازه گیری دانسیته حلال ها:

Distillation: ASTM D-۸۶ آزمایش تقطیر حلال ها:

Doctor Test: ASTM D-۴۹۵۲ آزمایش تعیین محتوای گوگرد حلال ها:

Flash point: ASTM D-۵۶ آزمایش تعیین نقطه فلش حلال ها:

این روش آزمایش استاندارد برای تعیین نقطه فلش (Flash Point) بوسیله Tag Closed Cup Tester می باشد. این آزمایش جهت حلالهایی که دارای نقطه اشتعال هستند صورت می پذیرد.

آزمایش تعیین محتوای آروماتیک حلال ها:

Aromatic Content : ASTM D-۱۳۱۹

این روش آزمایش استاندارد برای تعیین محتوای انواع هیدروکربن آروماتیک در محصولات نفتی بوسیله جذب معرف فلورسنت (Fluorescent Indicator Adsorption) می باشد.

نکات مهم عملیاتی کنترل کیفیت انبارها

Oil Depots Quality Control Notes

مسئولین کنترل کیفیت انبارها موظفند که پس از خاتمه آزمایش طی یک گزارش و با تاکید بر دمای رفرنس ۱۵ درجه سانتیگراد قابلیت مصرف یا عدم قابلیت مصرف هر فرآورده را به مراجع ذیربط زیرارائه نمایند.

الف - مهندسی فرآورده‌ها

ب - رئیس اداره کنترل کیفیت و سرویس‌های آزمایشگاهی و یا رئیس مهندسی فرآورده‌های ستاد نظارت بر توزیع

زمان لازم برای اندازه‌گیری و تحویل و تحول کمی مخازن پس از قطع رسید فرآورده برابر حداقل دو ساعت است و زمان لازم برای ته‌نشین شدن فرآورده به منظور نمونه‌گیری و آزمایش به شرح زیر می‌باشد:

- در دریافت بنزین بازاء هر فوت ارتفاع فرآورده در مخزن نیم ساعت.
- در دریافت نفت سفید بازاء هر فوت ارتفاع فرآورده در مخزن يك ساعت.
- در دریافت نفت گاز بازاء هر فوت ارتفاع فرآورده در مخزن يك و نیم ساعت

کنترل کیفیت فرآورده‌های نفتی دریافتی (غیر از کاربرد هوایی)

Q.C. of Received Non Aviation Products

روش کنترل در مورد نفتکش‌های حامل فرآورده‌های نفتی رسیده به انبار شامل مراحل اصلی زیر است:

- مرحله اول: کنترل محموله نفتکش با بارنامه و رنگ شاخص آن.
- مرحله دوم: انجام آزمایشات لازم از نظر وزن مخصوص، عدد رنگ و مقدار آب و مطابقت آن با مشخصات فرآورده‌ها.
- مرحله سوم: تائید قابلیت مصرف محموله و دستور تخلیه آن به مخزن مربوطه مطابق با فرم تخلیه.

تعیین قابلیت مصرف فرآورده های دریافتی از نفتکش و مخزن دار

Confirmation of Received Pro. From Road&Rail Tanker

برای تخلیه نفتکش ها و مخزن دارهایی که فرآورده های نفتی را حمل می کنند ابتدا از شیرتخلیه آنها يك يا دو نمونه ۲۰ لیتری ته کشی نموده و پس از حصول اطمینان از عدم وجود آب و ذرات خارجی نمونه گیری و آزمایش های زیر را انجام می دهند. مسئولین کنترل کیفیت انبار موظفند پس از انجام آزمایش های ذیل در صورت قابل مصرف بودن محموله مخزن دار یا نفتکش دستور تخلیه آن را به انبار صادر نمایند و در صورت غیر قابل مصرف بودن فرآورده باید فوراً موضوع را به اطلاع رئیس انبار، رئیس اداره کنترل کیفیت و سرویس های آزمایشگاهی رسانده و با تنظیم صورت مجلس و رسیدگی بدلائل آلودگی محموله فوق در صورت تحویل نسبت به استهلاك آن اقدام نمایند.

نقاط نمونه گیری از نفتکش های ورودی به انبار جهت کنترل کیفیت

Sample Points of Road&Rail Tanker

تخلیه نفتکش های ورودی به انبار منوط به تأیید کیفی نوع فرآورده و قابلیت مصرف آن می باشد. نمونه گیری صحیح و مطابق استانداردهای موضوعه در این خصوص از اهمیت بسیاریزادی برخوردار است. نقاط صحیح ته کشی و نمونه گیری از این نفتکش ها در جدول زیر ارائه گردیده است.

بنزین، بنزین سوپر	نفت سفید، ATK	نفتگاز
ته کشی از پایین (تعیین آب ولجن یا فرآورده دیگر)	ته کشی از پایین (تعیین آب ولجن یا فرآورده دیگر)	ته کشی از پایین (تعیین آب ولجن یا فرآورده دیگر)
نمونه گیری از پایین (جهت وزن مخصوص) نمونه گیری از پایین (جهت وضعیت رنگ)	نمونه گیری از بالا (جهت وزن مخصوص) نمونه گیری از پایین (جهت وضعیت رنگ)	نمونه گیری از بالا (جهت وزن مخصوص) نمونه گیری از پایین (جهت وضعیت رنگ)

آزمایشات رسید و تخلیه بنزین معمولی و سوپر با مخزن‌دار و نفتکش**Received Gasoline Required Test for Unload**

آزمایش اندازه‌گیری دانسیته بنزین:

Density at ۱۵,۶°C: ASTM D-۱۲۹۸

آزمایشات رسید و تخلیه نفت سفید، نفتگاز و حلالها با مخزن‌دار و نفتکش**Received Dist.Pro. Required Test for Unload**

آزمایش اندازه‌گیری دانسیته نفتگاز و حلال‌های نفتی:

Density at ۱۵,۶°C: ASTM D-۱۲۹۸

آزمایش اندازه‌گیری رنگ نفت سفید و حلال‌ها:

Color (نفت سفید و حلال): ASTM D-۱۵۶

آزمایش اندازه‌گیری رنگ نفتگاز:

Color (نفتگاز): ASTM D-۱۵۰۰

آزمایش اندازه‌گیری نقطه فلش نفتگاز و نفت سفید:

Flash Point (P.M): ASTM D-۹۳ (نفت سفید و نفتگاز)

آزمایش اندازه‌گیری فلش پوینت حلال‌ها:

Flash Point (حلال‌های نفتی): ASTM D-۵۶

آزمایشات جهت رسید و تخلیه نفت کوره با مخزن‌دار و نفتکش**Received Fuel Oil Required Test for Unload**

آزمایش اندازه‌گیری فلش پوینت نفتکوره:

Flash point (P.M): ASTM D- ۹۳

آزمایش اندازه‌گیری دانسیته نفتکوره: ۱۲۹۸ - ASTM D- ۱۵,۶°C Density

آزمایش اندازه‌گیری درصد آب و مواد ته نشینی نفتکوره:

Water & Sediment: ASTM D- ۲۷۰۹

کنترل کیفیت فرآورده‌های نفتی دریافتی با خط لوله (کاربرد هوایی)**Q.C. of Received Aviation Products from Pipeline**

پس از خاتمه رسیدن فرآورده‌های هوایی (سوخت‌های هوایی LL۱۰۰، JP۴، JETA-۱) توسط خط لوله و گذشت مدت زمان لازم برای ته نشین شدن سوخت در مخزن و انجام مراحل تحویل و تحول مخزن از خطوط لوله به انبار، مسئول کنترل کیفیت طبق روش از مخزن نمونه‌گیری نموده و به آزمایشگاه مرکزی ارسال می‌نماید.

نکته مهم در نمونه‌گیری و ارسال نمونه به آزمایشگاه مرکزی اینست که در روی شیشه نمونه‌ها بایستی برجستگی با درج مشخصات ذیل الحاق شود:

- نمونه‌گیری از بالا، وسط و پائین
- نوع فرآورده
- شماره مخزن
- حجم فرآورده
- تاریخ نمونه‌گیری
- شماره نامه
- نام نمونه‌گیر

نمونه‌ها در آزمایشگاه مرکزی مورد آزمایشات کامل قرار گرفته و نتیجه آزمایشات و قابلیت مصرف و یا عدم قابلیت مصرف آنها توسط اداره کنترل کیفیت و سرویس‌های آزمایشگاهی بصورت کتبی با ارسال فاکس و یا ایمیل و در صورت لزوم و فوریت امر تلفنی به مناطق و انبار ارسال کننده ذیربط اطلاع داده می‌شود. روش تأیید مخازن ATK: تأیید مخزن ATK شامل اندازه‌گیری وزن مخصوص (ولزوما درجهٔ دما) می‌باشد.

خلاصه کنترل کیفیت فرآورده دریافتی با نفتکش و مخزن‌دار (کاربرد هوایی):

پس از ته‌کشی کامل نفتکش یا مخزن‌دار نمونه‌گیری از محل شیر تخلیه بعمل آمده و سپس آزمایش‌های زیر صورت می‌گیرد. کلیه آزمایشات ذیل توسط آزمایشگاه‌های مستقر در محل تخلیه انجام و در صورت تأیید، اجازه تخلیه نفتکش یا مخزن‌دار صادر می‌شود.

مواردی که لازم است از مخازن سوخته‌های هوایی نمونه‌گیری و آزمایش بعمل آید بشرح زیر می‌باشد:

- پس از هر بار که به مخزن سوخت رسید می‌شود
- پس از هر نقل و انتقالی که از یک مخزن به مخزن دیگر صورت می‌گیرد.
- پس از گذشت سه ماه از آخرین آزمایش مخزن

آزمایشات رسید سوخت جت با نفتکش و مخزن‌دار

Tests Received JETA-1 with Road&Rail Tanker

آزمایش اندازه‌گیری رنگ سوخت جت:

Color: ASTM D-۱۵۶

آزمایش اندازه‌گیری دانسیته سوخت جت:

Density at ۱۵,۶°C: ASTM D-۱۲۹۸

آزمایش اندازه‌گیری فلش پوینت سوخت جت:

Flash point: IP-۱۷۰

روش تعیین نقطه فلش سوخت هوایی JET A-۱، موسوم به روش Abel closed-cup method می‌باشد.

آزمایش اندازه‌گیری آب سوخت جت:

Water Reaction: ASTM D-۱۰۹۴

این روش آزمایش استاندارد برای آب (Water Reaction) سوخته‌های هوایی JET A-۱ می‌باشد.

آزمایش اندازه‌گیری هدایت الکتریکی سوخت جت:

Electrical Conductivity: ASTM D-۲۶۲۴

این روش آزمایش استاندارد برای تعیین هدایت الکتریکی (Electrical Conductivity) سوخته‌های هوایی و تقطیری (Aviation and Distillate Fuels) می‌باشد.

آزمایشات رسید فرآورده JP۴ با نفتکش و مخزن‌دار**Tests of Received JP4 with Road&Rail Tanker**

آزمایش اندازه‌گیری رنگ سوخت جت:

Color: ASTM D-۱۵۶

آزمایش اندازه‌گیری دانسیته سوخت جت:

Density . at ۱۵,۶°C: ASTM D-۱۲۹۸

آزمایش اندازه‌گیری محتوای آب سوخت جت:

Water Reaction: ASTM D-۱۰۹۴

آزمایش اندازه‌گیری فشاربخار سوخت جت:

Reid Vapor pressure: ASTM D-۳۲۳

روش آزمایش استاندارد برای تعیین فشار بخار (Vapor Pressure) فرآورده های

نفتی به روش Reid

آزمایش اندازه‌گیری هدایت الکتریکی سوخت جت:

Electrical Conductivity: ASTM D-۲۶۲۴

آزمایشات رسید فرآورده ۱۰۰LL با نفتکش و مخزن‌دار**Tests of Received 100LL with Road&Rail Tanker**

آزمایش اندازه‌گیری دانسیته سوخت هوایی:

Density . at ۱۵,۶°C: ASTM D-۱۲۹۸

آزمایش اندازه‌گیری فشاربخار سوخت هوایی:

Reid Vapor pressure: ASTM D-۳۲۳

کنترل کیفیت بخش ارسال فرآورده‌ها

Quality Control of Dispatched Products

مخزندهارها و نفتکش‌های سرویس دهنده در ارسال فرآورده‌های نفتی به دو صورت غیر تبدیلی و تبدیلی مطرح بوده که برای هر یک از آنها روش آماده سازی و عملیات بارگیری و ارسال فرآورده متفاوت است.

منظور از نفتکش‌های غیر تبدیلی، مخزندهارهای ریلی و نفتکش‌های جاده ایی می‌باشد که نوع فرآورده ارسال شده در محموله حمل شده قبلی مشابه فرآورده مد نظر بارگیری فعلی بوده و نیازی به اقدامات تغییر نوع سرویس دهی مخزن از حیث نوع فرآورده نیست.

بنابراین در مخزندهارها و نفتکش‌های تبدیلی مفهوم تغییر نوع فرآورده برنامه ریزی شده برای حمل نسبت به فرآورده حمل شده قبلی توسط نفتکش مورد بحث قابل استنتاج است.

کنترل و صلاحیت بارگیری نفتکش‌ها و مخزندهارهای غیر تبدیلی

- کنترل نمودن داخل مخزن نفتکش‌ها جهت حصول اطمینان از تمیز بودن آنها (شامل بازبینی چشمی از منهول نفتکش به جهت عدم وجود وسیله خارجی یا جرم و لجن‌های احتمالی و هرگونه جرم و جسم موجود غیرمجاز).
- ثبت نوع فرآورده دارای صلاحیت بارگیری در دفتر و یا در برگ معرفی نامه نفتکش (به منظور ایجاد سند عملیاتی و قابل کنترل و شناسائی در بارگیری‌های بعدی و ...)
- ته کشی از مخزن نفتکش پس از بارگیری و سپس نمونه‌گیری و انجام آزمایش‌های وزن مخصوص، عدد رنگ و مقدار آب (اگر بار قبلی نفتکش با ابر فعلی تفاوت داشته باشد ته کشی الزامی است)
- ثبت نتایج آزمایشات در سیستم کنترل کیفیت (این اقدام به منظور ایجاد سابقه کیفی فرآورده‌ها و عملیات انبار و معیاری جهت عملیات بارگیری بعدی و ... می‌باشد).
- تأیید قابلیت مصرف (هدف اصلی عملیات کنترل کیفیت در شرکت پخش

تحقق این موضوع است).

- منعکس نمودن دانسیته فرآورده مربوطه (دانسیته یک فرآورده معیاری جهت شناسائی و صحت نوع فرآورده و به عنوان معیاری جهت توزین ودقت در توزیع و فروش است).

کنترل و صلاحیت بارگیری نفتکش ها و مخزن دارهای تبدیلی

- کنترل نمودن داخل مخزن نفتکش ها برای حصول اطمینان از تمیز بودن.
- ثبت کردن نوع فرآورده هائی که صلاحیت برای بارگیری را دارد در دفتر نفتکش و یا در برگ تبدیلی نفتکش ضمن رعایت جدول تبدیلات.

تبدیل مخزن دار از يك فرآورده به فرآورده ديگر

نظر به لزوم حفظ کیفیت فرآورده های نفتی تا نقطه مصرف هر فرآورده، با توجه به محدودیت های تعداد و سرویس دهی تک فرآورده ای اعمال شده از سوی ناوگان نفتکش حمل سوخت، جهت تبدیل مخزن دار از یک فرآورده به فرآورده دیگر در انبارهای نفت، اقدام به تهیه جدول زیر گردیده است.

تبدیل به تبدیل از	سوخت توریین بنزینی	سوخت توریین نفتی	بنزین موتور	نفت سفید	نفت گاز	نفت کوره
سوخت توریین بنزینی		۴	۲	۴	۴	۴
سوخت توریین نفتی	۳		۲	۱	۲	۲
بنزین موتور	۴	۴		۴	۴	۴
نفت سفید	۳	۳	+۲		۲	۲
نفت گاز	-۵ الف	-۵ الف	+۵ الف	+۳		۱
نفت کوره%	۶	۶	-۵ ب	-۵ ب	+۳	

شرح علائم جدول:

عملیات احتیاطی لزومی ندارد (علامت ۱)
 مخزن بایستی تا حد ممکن تخلیه گردد (علامت ۲)
 مخزن بایستی کاملاً تخلیه و اطمینان حاصل شود که مایعی موجود نمی باشد و در صورتیکه لجن موجود باشد بایستی لایروبی گردد (علامت ۳)
 مخزن بایستی کاملاً تخلیه و اطمینان حاصل شود که مایعی موجود نمی باشد و در صورتیکه لجن هم موجود باشد باید لایروبی گردد و بعلاوه مخزن بایستی تهویه شده تا کاملاً خشک و بدون گاز گردد (علامت ۴)
 در مورد مخزن‌دارها يك راه نفت سفید حمل و در مورد مخازن یکم‌رتبه مخزن از نفت سفید کاملاً پر گردد (طبق علامت ۳ جدول) و سپس طبق دستور تبدیل مخزن از نفت سفید به سایر فرآورده‌ها عمل گردد (علامت ۵ الف)
توجه: در مورد واگن‌های مخزن‌دار این عمل فقط در موقعی مجاز است که مخزن‌دار از نوع الف باشد.

در مورد مخزن‌دارها يك راه نفت گاز حمل و در مورد مخازن يك مرتبه از نفت گاز کاملاً پر شود (طبق علامت ۳ جدول) و سپس طبق دستور تبدیل مخزن از نفت گاز به فرآورده‌های دیگر عمل گردد (علامت ۵ ب).

در مواقعی که فرآورده مستقیماً به مشتریان و یا به جایگاه‌ها تحویل می‌گردد. بایستی طبق جدول فوق عمل نمود ولی در مورد تبدیلاتی که با علامت + مشخص شده‌اند باید در مرحله اول يك راه محموله مخزن‌دار به مخزن اصلی یکی از انبارهای دیگر شرکت تحویل شود و برای جلوگیری از اشتباه و انحراف احتمالی مراتب در برنامه مربوطه قید گردد. بدیهی است، در مرحله دوم، این مخزن‌دار برای بازگیری و تحویل مستقیم فرآورده مورد نظر به مشتریان یا جایگاه‌ها آماده می‌باشد.

در مواردیکه فرآورده مخزن‌دار به مخزن اصلی انبار طبق دستور فوق تخلیه می‌شود، بایستی مراقبت کامل بعمل آید که تخلیه آن رنگ و سایر مشخصات محتویات مخزن اصلی را از حد مجاز خارج ننماید.

توجه به این نکته لازم است که يك راه محموله عبارت است از سفری که حداقل ۴ ساعت بطول انجامد.

در موارد تبدیل نفتکوره به سایر فرآورده‌ها شستشو با بخار ضرورت دارد.

محل نمونه‌گیری از نفتکش‌ها: همانند بخش رسید فرآورده‌های نفتی، محل‌های مناسب و دارای دقت درنتایج نمونه‌گیری از نفتکش بارگیری شده، شامل موارد جدول ارائه شده در آن بخش است.

روش تأیید نفتکش‌های با حمل قبلی نفت کوره

برای نفتکشی که محموله قبلی اش نفت کوره می‌باشد، قبل از ورود به محل بارگیری، دهانه ورودی (منهول)، کف نفتکش و محل تخلیه و لوله‌های ته‌کشی نفتکش از حیث آلوده نبودن بازرسی شده و در صورت عدم آلودگی، برای ۵ نوبت بارگیری نفتگاز، اقدام به تأیید بارگیری و درج در دفترچه آن می‌گردد. در صورت مشاهده آلودگی شستشوی نفتکش با بخار از الزامات و پیش نیازهای بارگیری اولین محموله نفتگاز است.

پس از ۵ نوبت بارگیری نفتگاز، در صورتیکه آلودگی نفتکش رفع گردید، حداقل یک نوبت و در صورت امکان دو تا سه نوبت حمل نفت سفید قبل از حمل بنزین، الگوی تجربی مناسبی است.

روش تأیید نفتکش حمل کننده ATK

نفتکش‌های بارگیری ATK قبل و بعد از بارگیری در بارگیری جدید می‌بایست ته‌کشی کامل گردند یعنی ابتدا از داخل نفتکش بازدید به عمل آمده سپس (والو) نفتکش بالا برده شود و ته‌کشی اولیه صورت پذیرد و بعد از پایان بارگیری این عمل تکرار شود.

نفتکشی که ATK حمل می‌کند معمولاً مخصوص حمل همین فرآورده بکارگیری می‌شود، ولی در صورت لزوم تغییر نوع فرآورده قابل حمل توسط نفتکش به فرآورده ATK، شرط اول این است که این نفتکش تا شش ماه قبل از آن نفت کوره بارگیری نکرده باشد.

در صورت حمل نفت کوره حتماً بایستی بار قبلی اش نفت سفید بوده باشد.

ضمن اینکه جهت تأیید کیفیت آن در هر مرحله بازرگاری ATK حتما و بدون استثناء با ته‌کشی کامل و با اطمینان بوده و هرگونه آلودگی مشاهده شده با توقف نفتکش و اطلاع‌رسانی به مسئول مربوطه توأم باشد.

روش نقل و انتقال و نگهداری فرآورده‌های مظلوف انبارها

محل نگهداری فرآورده‌های مظلوف

کلیه فرآورده‌های مظلوف حتی المقدور بایستی در انبارهای اختصاصی و سرپوشیده حفظ و نگهداری گردد و در صورت نبودن محل کافی و مناسب با نظر و توصیه مسئول کنترل کیفیت انبار و با توجه به ارجحیت و نوع مشخصات و کیفیت فرآورده‌های مظلوف در نقاط مناسبی چیده شوند.

تغییر ظروف فرآورده‌های نفتی بواسطه نشتی

تغییر ظروف فرآورده‌های عمده

کلیه حلب‌های نشتی فرآورده‌ها پس از حصول اطمینان از تمیز بودن آنها مستقیماً در نفتکش و یا مخزن تزریق گردیده و تبدیل به فرآورده‌های بیظرف خواهند شد. مهمترین فرآورده در این گروه، نفت سفید بسته‌بندی می‌باشد.

تغییر ظروف فرآورده‌های سوخته‌های هوایی (بسته بندی حلب)

کلیه حلب‌های دارای نشتی سوخته‌های هوایی بایستی طبق نظر مسئولین کنترل کیفیت مناطق به نسبت‌های مجاز در فرآورده مشابه خود مستهلک گردند.

تغییر ظروف فرآورده‌های سوخته‌های هوایی (بسته بندی بشکه)

کلیه بشکه‌های دارای نشتی سوخته‌های هوایی بایستی طبق نظر مسئولین کنترل کیفیت در سرویس تانک تخلیه و پس از انجام آزمایشات در آزمایشگاه مرکزی و داشتن قابلیت مصرف سرویس تانک دربشکه‌های هم‌رنگ و دارای برچسب مشخصات مشابه تخلیه، پلمپ و در محل مناسب نگهداری شود.

تغییر ظروف حلال‌های نفتی (بسته بندی حلب)

- کلیه حلب‌های دارای نشستی حلال نفتی در صورت عدم امکان لحیم کاری طبق روشهای زیر بایستی کنترل گردند.
- حلالهای نفتی (دارای برش‌های نزدیک به نفت سفید) طبق تشخیص و نظر مسئول کنترل کیفیت به نسبت مجاز در نفت سفید مستهلك گردد.
- حلالهای بنزینی (دارای برش‌های نزدیک به بنزین) طبق تشخیص و نظر مسئول کنترل کیفیت به نسبت مجاز در بنزین موتورمستهلك گردد.
- در موارد فوق بعد از تزریق فرآورده (حلال) در مخزن، حداقل محتوی يك نفتکش بنزین یا نفت سفید با توجه به نوع حلال تزریق شده بایستی در مخزن مربوطه تخلیه گردد تا کاملاً لوله‌های رسید از حلال پاك شود.

تغییر ظروف حلال‌های نفتی (بسته بندی بشکه)

- کلیه بشکه‌های دارای نشستی طبق نظر مسئولین کنترل کیفیت میبایست در بشکه‌های سالم تخلیه شوند. بدین منظور بشکه‌های خالی و تمیز انتخاب و (حتی المقدور سعی شود که از بشکه‌های خالی حلال استفاده گردد) طبق روش زیر عمل می‌شود:
- کلیه مشخصات و نوشته‌های قبلی در روی بشکه‌ها محو گردد.
- در صورت امکان بشکه‌ها مطابق بشکه‌های استاندارد حلال مورد نظر، رنگ آمیزی شوند.
- مشخصات حلال مورد نظر روی بشکه و روی بدنه بشکه با قلم درشت و خوانا نوشته شود.
- از بشکه دارای نشستی در فضای عاری از باد و باران و با بکار بردن قیف توری دار با MESH-۴ به داخل بشکه جدید تخلیه گردد.
- پس از اندازه‌گیری موجودی بشکه جدید باید درب پیچی آن گذارده شده و سپس در پوش گذاری گردد.
- توجه: در صورت موجود نبودن بشکه مناسب برای انتقال و تعویض بشکه نشستی میبایستی از حلبهای خالی ۱۸ لیتری استفاده نموده و حلب‌های پر شده را لحیم کاری کرد.

روش پرکردن فراورده‌ها در بشکه

- برای پر کردن ظروف از کلیه فراورده‌ها مقررات مشروحه زیر قابل اجراست:
- حتی الامکان سعی شود که ظروف نو و دست اول برای این منظور مورد استفاده قرار گیرند و در غیر این صورت میبایستی بشکه‌های تمیز و سالم مربوط به آن فراورده را مورد استفاده قرار داد.
 - پس از اجرای موارد ذکر شده فوق، بایستی در مورد ظروف پر شده به ترتیب زیر عمل نمایند:
 - کلیه مشخصات و نوشته‌های قبلی در روی درب بشکه‌ها باید محو گردد. در صورتیکه بشکه دست دوم مصرف شود باید مشخصات فرآورده قبلی با فرآورده مورد نظر مغایر نباشد.
 - مشخصات فرآورده مورد نظر با برجسبهای حاوی اطلاعات کامل در روی درب بشکه و همچنین در روی بدنه بشکه نصب و در صورت عدم امکان با قلم درشت و خوانا نوشته شود.
 - به منظور ظروف نمودن سوخته‌های هوایی در بشکه می‌بایست محتوای مخزن اصلی پس از انجام آزمایشات کامل در آزمایشگاه مرکزی و تأیید قابلیت مصرف به سرویس تانک منتقل و با نظارت واحد کنترل کیفیت در بشکه‌ها پر شوند، اضافه می‌نماید. به دلیل حساسیت بالای سوخته‌های هوایی انجام آزمایشات کلیدی به صورت تصادفی بر روی بشکه‌های پر شده لازم و ضروری است.
 - پرکردن بشکه‌ها بایستی در فضای عاری از باد و باران و گرد و غبار صورت گیرد.
 - مقدار موجودی بشکه باید مطابق با استاندارد فرآورده مربوطه باشد و سپس دربهای بزرگ و کوچک را گذاشته و آن را پلمپ نمایند. پوشش داخلی بشکه از جنس اپوکسی فنولیک می‌باشد.

روش نمونه‌گیری و ارسال سوخته‌های هوایی

منظور از نمونه‌گیری از هر فرآورده هوایی یا پنج فرآورده اصلی عمده یعنی گاز مایع، بنزین موتور، نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره آگاهی از مشخصات فرآورده‌ها از طریق آزمایشات مربوطه و مقایسه با مشخصات اصلی آنها می‌باشد. بطور کلی نمونه‌گیری در صنعت نفت، از صورت یک امر ساده خارج شده و جنبه تخصصی به خود گرفته است بطوریکه اگر کارکنان ذیربط قبلاً تحت کارآموزی قرار نگرفته و تجربه کافی نداشته باشند نباید مسئولیت نمونه‌گیری را به عهده آنها واگذار کرد.

فرآورده‌هایی که از طریق خطوط لوله وارد مخازن انبارها می‌شوند، عموماً حاوی زنگ و آب بوده که نمونه‌گیری بایستی تا ته نشین شدن ذرات خارجی و برطرف شدن حالت کدوری فرآورده به تعویق افتد (رعایت زمانهای ته نشینی) بدیهی است در غیر اینصورت نمونه شاخص، بیانگر مشخصات فرآورده اصلی نخواهد بود.

در اینگونه موارد پیش بینی زمان صاف شدن مخزن بستگی به تجربه و سابقه نمونه‌گیر دارد زیرا زمان صاف شدن فرآورده با توجه به نوع فرآورده و کیفیت مخزن به عوامل مختلف دیگر مانند گرما و رطوبت هوا بستگی زیاد دارد.

حداقل مدت لازم برای ته نشین شدن سوخته‌های هوایی بشرح زیر است:

- بازاء هر فوت فرآورده نفت جت در مخزن یک ساعت
- بازاء هر فوت فرآورده بنزین جت در مخزن نیم ساعت

قرار دادن نمونه‌ها در نور آفتاب، در محل خیلی گرم یا سرد، تغییر و یا تبدیل نمونه‌ها بلحاظ ظروف نمونه‌گیر، تکان دادن نمونه‌ها و بسیاری موارد دیگر که خیلی بی‌اهمیت جلوه می‌کنند در نتیجه آزمایشات کاملاً مؤثر واقع شده و در نتیجه اعداد غیر حقیقی را بدست دهند که باعث گمراهی در قضاوت شود.

اصول نمونه‌گیری فرآورده‌های هوایی بسته بندی

مسئولین انبارها بایستی توجه داشته باشند که در هنگام دریافت حلب‌ها شماره رمزهای يك نوع را جداگانه در انبارهای مسقف رج (ROW) بزنند و همیشه از کهنه ترین رمز مصرف نمایند.

جهت حلب‌های ۱۸ لیتری و بشکه‌های ۱۸۰ لیتری:

- کلیه سوخته‌های هوایی تا یکسال از تاریخ ساخت قابل مصرف می‌باشد.
- پس از انقضاء یکسال در صورتی می‌توان از آن رمزها مصرف نمود که قبلاً آزمایش بر روی آنها صورت گرفته و قابلیت مصرف مجدد آنها از طرف اداره کنترل کیفیت تأیید شده باشد.
- پس از انقضاء یکسال باید هر شش ماه یکبار آزمایشات تجدید شود و تاریخ آزمایش ملاک عمل قرار گیرد که البته جلوگیری از اشتباهات فقط با داشتن بایگانی منظم امکانپذیر می‌باشد.
- دو هفته قبل از انقضاء تاریخ مصرف فرآورده، میبایست نمونه مناسب برای آزمایش ارسال گردد.
- چنانچه از يك رمز بیش از يك بچ (Batch) موجود باشد به تعداد بچ‌ها باید نمونه ارسال شود.
- اگر شرایط انبار شدن يك سری بشکه یا حلب با چند رمز و دسته متفاوت باشد، ارسال نمونه باید از هر رمز و هر بچ جداگانه صورت گیرد.
- از هر رمز که از يك بچ ساخته شده باشد ۲ حلب سر بسته باید برای آزمایش ارسال گردد.
- حلب‌های نمونه بایستی به تشخیص متصدی انبار از حلب‌هایی که بدترین صورت ظاهر را دارند انتخاب گردد.

اصول نمونه‌گیری فرآورده‌های بیظرف

روش نمونه‌گیری از مخازن

پس از مراجعه اپراتور نمونه‌گیری به روی سقف مخزن در محل نمونه‌گیری، ضمن همراه داشتن وسایلی که در بخش عملیات نمونه‌گیری توضیح داده شده است، ابتدا نمونه‌گیر را به آرامی در داخل مخزن قرار داده و با توجه به نوع فرآورده آنرا به نقاط مختلف مخزن به آرامی پائین می‌فرستند.

برای فرآورده‌های سبک آلودگی‌های سنگین به پائین مخزن نزول می‌کند. در مورد بنزین، بدلیل اینکه بنزین سبکتر از فرآورده‌های نفت سفید و نفت گاز است و احتمال آلودگی در کف مخزن بیشتر از سایر نقاط دیگر ارتفاع فرآورده می‌باشد، بنابراین نمونه‌گیر را تا انتهای مخزن به نحوی پائین می‌فرستند تا صدای برخورد نمونه‌گیر به کف مخزن شنیده شود سپس به آرامی نمونه‌گیر را بالا آورده و یک بار با همان فرآورده داخل نمونه‌گیر، ظرف نمونه‌گیری را به منظور شستشوی مخزن آنرا داخل مخزن ریخته و مجدداً نمونه‌گیر را به انتهای مخزن فرستاده و مانند مراحل قبلی پس از شنیدن صدای برخورد نمونه‌گیر به کف مخزن، نمونه‌گیر را به آرامی تمام به جهت عدم تلاطم در فرآورده داخل نمونه‌گیر و کاهش خطای آزمایش، بالا می‌آورند.

در نمونه‌گیری از مخازن نفت‌گاز و نفت سفید با توجه به اینکه احتمال آلودگی با فرآورده‌های دیگر (به خصوص با بنزین) در بالای فرآورده داخل مخزن می‌باشد لذا جهت نمونه‌گیری از فرآورده داخل مخزن، ابتدا نمونه‌گیر را به آرامی به گونه ای پائین می‌فرستند که به محض رسیدن به سطح فرآورده داخل مخزن، برخورد آن با سطح حس شود. سپس نمونه‌گیر را بیرون آورده و پس از شستشوی ظرف نمونه‌گیری و ریختن فرآورده به داخل مخزن به ترتیب یاد شده اخیر نمونه‌گیری صورت خواهد پذیرفت.

بنابراین بهترین نقطه برای نمونه‌گیری از مخزن بنزین در انتهای مخزن می‌باشد جائیکه احتمال آلودگی به آب و فرآورده‌های سنگین‌تر از بنزین وجود دارد و بالعکس برای نمونه‌گیری از مخازن نفت سفید و نفت‌گاز باید از بالای مخزن نمونه‌گیری نمود که احیاناً آلودگی به بنزین که سبکتر از نفت سفید و نفت‌گاز است وجود نداشته باشد.

هیچگاه نبایستی در موقعی که مخزن تحت دریافت فرآورده است نمونه‌گیری

بعمل آید بلکه بایستی پس از خاتمه رسید، شیرهای ورودی و خروجی مخزن بسته، پلمپ شود و بعد از اینکه فرآورده محتوی مخزن کاملاً صاف و شفاف گردید اقدام به نمونه‌گیری کرده و پس از دریافت جواب آزمایش و تأیید قابلیت مصرف، مخزن برای فروش عرضه گردد و در صورتیکه مخازن فرآورده‌های هوایی در فاصله حداکثر سه ماه مجدداً مورد رسید واقع نشود بایستی نمونه مجددی از فرآورده محتوی آن گرفته و برای انجام آزمایشات و تأیید قابلیت مصرف آن فرستاده شود. در هر حال از مخازن فرآورده‌های هوایی در فواصل هر سه ماه باید نمونه‌گیری و آزمایش بعمل آید.

نمونه‌گیری در ظرف پلاستیکی ۱۶ اونسی با دربهای و اشر سرخود و از هر کدام از قسمتهای بالا- وسط و پائین مخزن بایستی چهار ظرف پلاستیکی شانزده اونسی نمونه‌گیری شود.

نمونه‌ها نبایستی در نمونه‌گیر گرفته شده و در ظرف پلاستیکی تخلیه شوند بلکه بایستی ظروف پلاستیکی در نمونه‌گیر قرار گرفته و بعد از نمونه‌گیری فوری، درب آن را محکم ببندند.

در مواقعی که هوا گرم است و بالاتراز درجه حرارت ۲۰ درجه سانتیگراد می‌باشد باید ظروف پلاستیکی را در یخ قرار داده و به اندازه کافی سرد نمایند (دقت شود که آب وارد ظروف پلاستیکی نگردد).

دقت در موارد ذیل در هنگام نمونه‌گیری بسیار ضروری است:

نمونه بالا (Top Sample)

نمونه ای است که از عمق میانی یک سوم بالایی مخزن گرفته می‌شود.

نمونه وسط (Middle Sample)

نمونه ای است که از عمق میانی فرآورده موجود در مخزن گرفته می‌شود

نمونه پایین (Bottom Sample)

نمونه ای است که از عمق میانی یکسوم انتهایی مخزن گرفته می‌شود

نمونه‌گیری در گالن (Composite Sample)

بطور کلی باید از نمونه‌گیری در گالن اجتناب ورزید ولی در مواقع اضطراری می‌توان از گالن‌های کاملاً نو و تمیز استفاده نمود. در این نوع موارد دقت بیشتری لازم است و سرد کردن گالن کاملاً ضروری می‌باشد.

ارسال نمونه به آزمایشگاه‌های مرجع

ارسال نمونه حلب

- حلبها بایستی در صندوقهای مخصوص فلزی و استاندارد که برای این منظور تهیه شده است بطور دقیق و محکم بسته بندی شوند و روی صندوق‌ها بقرار زیر برچسب کاغذی زده شود.
- شماره نامه مربوطه با تاریخ نامه.
- محل ارسال نمونه.
- تاریخ ارسال و شماره بارنامه.
- آدرس گیرنده

ارسال نمونه از مخزن

نمونه‌هایی که در ظروف پلاستیکی ۱۶ اونسی گرفته می‌شود بایستی برچسب زده شوند و بایستی توجه داشت که هیچگاه ظروف پلاستیکی کاملاً تا گلو پر نشده و در حدود یک دهم این ظروف خالی و محتوی نمونه را بعداً در محفظه فلزی مخصوص حمل فرآورده‌های هوایی باقراردادن پوشال در بین آنها محکم و دقیق بسته بندی نمایند تا از ریختن آنها جلوگیری بعمل آید.

مشخصات برچسب بر روی ظروف پلاستیکی نمونه‌ها

- محل نمونه (بالا، وسط، پائین)
- نوع فرآورده
- شماره مخزن با ظرفیت آن
- موجودی مخزن
- تاریخ اخذ نمونه
- شماره نام مربوطه
- شماره اختصاصی رمز محل ارسال
- مشخصات نمونه‌گیر(نام و نام خانوادگی)

دریافت جواب جهت نمونه ارسال شده

نتیجه آزمایش نمونه سوخت‌های هوایی از طریق اداره کنترل کیفیت و سرویس‌های آزمایشگاهی واحد مهندسی فرآورده‌های ستاد به کلیه مناطق ارسال گردیده و با اطلاع آنها خواهد رسید. لازم است سوابق مربوط به نمونه‌ها و نتیجه آزمایش آنها را در بایگانی منظم بطوریکه همیشه در دسترس قرار گیرد نگهداری نمایند.

معمولا هر پالایشگاه و مرکز توزیع فرآورده‌های نفتی دارای یک آزمایشگاه کنترل می‌باشد که در آن جا یک رشته آزمایش‌های استاندارد بر روی فرآورده‌های مختلف واسطه ای یا تمام شده، به دو منظور انجام می‌شود:

- رسیدگی سریع به منظم بودن کار واحدهای تولید
- اطمینان از کیفیت فرآورده‌های نهایی که باید با مشخصات استاندارد مطابقت داشته باشد

در این آزمایش‌ها، هم دستگاه‌ها و هم روش‌های عمل استاندارد شده‌اند (ASTM Standard) به طوری که نتایج به راحتی قابل تکرار و قابل مقایسه‌اند. انجام این آزمایش‌ها بسیار ساده تر از روش‌های فیزیکی معمول است و نیاز چندانی به تخصص آزمایشگر ندارد. نتایج این آزمایش‌ها علیرغم بعضی نقایص، بسیار مفیدند زیرا امکان مشخص کردن کیفیت یک فرآورده را با دقت نسبتا کافی می‌دهند و حتی در بعضی موارد امکان می‌دهند که این نتایج را به خواص فیزیکی مربوط نمود.

لازم به توضیح است اکثر پالایشگاه‌ها ی امروزی مجهز به واحدهای کنترل می‌باشند که به طور خودکار نمونه برداری و آزمایش کرده، نتایج را روی برگه‌های کنترل ثبت می‌کنند و در موارد لازم نیز شرایط کار واحدها را تنظیم می‌کنند.



مروری بر آزمایش‌های فرآورده‌های نفتی
(روش‌های آزمایشگاهی کیفیت سنجی)
Oil Product Test Methods



در فصل قبل اصول و عناوین روش‌های اجرایی کنترل کیفیت فرآورده‌های نفتی معرفی گردید. این روش‌ها توسط تیم کنترل کیفیت که وظیفه عملیات اجرایی کنترل کیفیت را دارا می‌باشند صورت می‌پذیرد. در نتیجه نمونه‌های اخذ شده از مراحل اجرایی یاد شده بایستی توسط تیم آزمایش‌کننده بر اساس استانداردهای تعیین شده در روش اجرایی کنترل کیفیت مورد آزمایش و در نتیجه تایید یا رد صلاحیت یا قابلیت کیفی گردند. در این میان آزمایش‌هایی بصورت روزانه و یا در طول یک شیفت یا بازه‌های کوتاه مدت لازم به انجام بوده که لزوم تجهیز انبارهای هرچند با فعالیت محدود را به تجهیزات انجام این آزمایشات تبیین می‌نماید. درخصوص انبارهای با سطوح عملیاتی بالا از حیث دریافت، نگهداشت و توزیع انواع فرآورده‌های نفتی، تجهیز حداکثری و حتی شاید کامل‌ترین تجهیزات در حوزه انجام کلیه آزمایشات لازم و ممکن اجتناب‌ناپذیر خواهد بود.

در میان آزمایشات فرآورده‌های نفتی، تعدادی از آنها در آزمایشگاه کنترل کیفیت پالایشگاه صورت می‌پذیرد و نتایج آن به‌عنوان مرجع در اختیار شرکت پخش فرآورده‌های نفتی قرار می‌گیرد. لذا جهت آشنایی با کلیه آزمایشات ممکن و لازم برای قابلیت مصرف انواع فرآورده‌های نفتی سعی شده است، مروری بر انواع آزمایشات انجام شده در سطوح پالایش تا پخش فرآورده‌های نفتی صورت پذیرد. همچنین سعی گردیده است آزمایشات رایج و روتین در انبارهای نفت مانند اندازه‌گیری نقطه اشتعال و وزن مخصوص و... با شرح بیشتر و موارد تجربی جاری نیز ارائه شود.

آشنایی با آزمایشات فرآورده‌های نفتی

آزمایش اندازه‌گیری دانسیته مواد نفتی (وزن مخصوص) Density Measurement (Specific Gravity)



یکی از مهمترین اهداف اندازه‌گیری وزن مخصوص فرآورده‌های نفتی شناخت نسبی حدود ترکیبات سبک و سنگین آنهاست. درصد ترکیبات سبک و سنگین در یک برش نفتی نسبت مستقیم با دانسیته آن فرآورده دارد. هر چه اجزای سبک تر در یک برش نفتی بیشتر باشند دانسیته آن کمتر است و هر چه اجزای با جرم ملکولی بالاتر بیشتر باشند دانسیته آن برش نفتی بیشتر خواهد بود. اساس این موضوع به تاثیر وزن ملکولی در نزدیکی شدن مولکول‌ها و کم شدن فواصل بین آنها مربوط است. اجزای سبک فرآورده‌های نفتی مبنای قیمت‌گذاری ترکیبات نفتی می‌باشد. بطور کلی دلایل استفاده از وزن مخصوص یا دانسیته در عملیات شرکت پخش عبارتست از:

- تعیین وزن و حجم فرآورده‌ها با توجه به فرمول‌های مربوطه و تعیین مخارج حمل و نقل و تعیین کرایه
- پی بردن به کیفیت فرآورده

- بررسی فرآورده در مورد آلودگی آن
- اهداف اختلاط و استخراج فرآورده و مستهلک سازی
- انجام آزمایش سریع کنترل کیفیت و تشخیص فرآورده
- بررسی های ایمنی و آتش نشانی

قبل از شرح این روش چند تعریف اساسی را از نظر می گذرانیم. بنا به تعریف استاندارد، دانسیته یک فرآورده نفتی عبارت است از جرم واحد حجم در ۶۰ درجه فارنهایت. پیکاربردترین واحد آن، kg/liter بوده که در ۶۰°F گزارش می گردد. سایر واحدهای بیان دانسیته شامل gr/Cm^۳، lbm/gal و kg/m^۳ می باشند. در سیستم SI واحد دانسیته kg/m^۳ و در سیستم CGS بر حسب gr/Cm^۳ می باشد. دانسیته نسبی یا چگالی نیز به نسبت جرم حجمی مشخصی از یک مایع در ۶۰°F به جرم حجمی آب خالص در ۶۰°F اتلاق می گردد. دمای استاندارد مرجع ۶۰°F، در نتیجه دانسیته نسبی نیز به صورت ۶۰°F بیان می گردد. درجه API نیز تابعی است مشخص از چگالی نسبی که با رابطه زیر محاسبه می گردد. در این رابطه، G عبارتست از وزن مخصوص سیال مورد نظر در ۶۰ درجه فارنهایت.

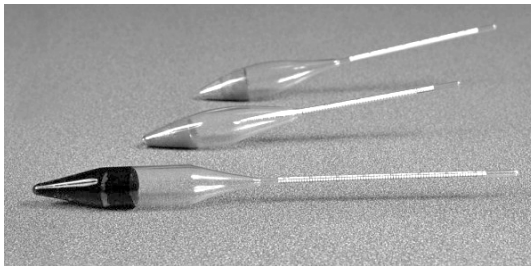
$$API = 141.5 / G - 131.5$$

درجه API در صنایع و بازار نفت و مبادلات بین المللی نفت کاربرد زیادی دارد و معیاری برای تعیین میزان سبک بودن نفت و قیمت گذاری آن است. مطابق تعاریف استاندارد، API=۱۰ سنگینی بالای هیدروکربن را بیان می نماید و هنگامی است که Sp.Gr=۱٫۰۰ باشد (این مقدار معرف چگالی آب است) بیانگر سنگینی بالای فرآورده و نزدیکی آن به چگالی آب می باشد. PI=۱۰۰ برای سبک ترین مایع نفتی با Sp.Gr=۰٫۶۱۱۲ تعریف شده است که بیشترین مقدار درجه API است. مقادیر مشاهده شده در یک آزمایش نیز عبارتند از مقادیر قابل مشاهده در هنگام آزمایش در دمایی غیر از دمای مرجع که بایستی با استفاده از جداول استاندارد مرجع آنها را در ۶۰°F تبدیل و گزارش نمود.

آزمایش اندازه‌گیری دانسیته و درجه API با هایدرومتر

Density & API Gravity Hydrometer Method

روش هایدرومتری مناسب‌ترین روش برای محاسبه دانسیته (Specific Gravity) مطابق ASTM D-۱۲۹۸ و دانسیته نسبی و API سیالات هیدروکربنی (API Gravity) مطابق ASTM D-۲۸۷ است. اساس اندازه‌گیری دانسیته مایعات با استفاده از هایدرومتر (Hydrometer)، بر مبنای تفاوت میزان فرو رفتن هایدرومتر در مایعات با دانسیته‌های مختلف استوار است. هایدرومتر در قسمت تحتانی خود دارای محفظه جیوه می‌باشد که با استفاده از روش‌های مختلف کالیبراسیون، این وسیله را می‌توان برای هر دانسیته‌ای اختصاصی نمود. تصویر زیر چند نوع هایدرومتر را نشان می‌دهد.



برای فرآورده‌های مختلف از هیدرومترهای متفاوتی استفاده می‌شود که جداول مربوط به آنها در مراجع مختلف آزمایشگاهی و هندبوک‌های مختلف ارائه شده است. جهت پاره‌ای از فرآورده نفتی، محدوده کاربرد این هیدرومترها در زیر ارائه شده است.

محدوده قابل اندازه‌گیری	نوع فرآورده نفتی
۰٫۷۵۰-۰٫۷۰۰	بنزین و پایه بنزین
۰٫۸۰۰-۰٫۷۵۰	نفت سفید و
۰٫۸۵۰-۰٫۸۰۰	نفت گاز
۰٫۹۰۰-۰٫۸۵۰	روغن

۰,۹۵۰-۰,۹۰۰	نفت کوره
۰,۹۵۰-۰,۱۰۰۰	نفت کوره سنگین و قیر
۰,۶۰۰-۰,۶۵۰	حلال‌های پایه بنزین
۰,۶۵۰-۰,۷۰۰	حلال‌های پایه نفتی
۰,۵۰۰-۰,۶۵۰	گازمایع

برای اندازه‌گیری دانسیته به این روش ابتدا بایستی مقدار تقریبی دانسیته، برای انتخاب هایدرومتر مناسب مشخص گردد. محدوده دانسیته نمونه‌های نفتی اغلب بسته به نوع ماده نفتی مشخص است ولی در صورتی که هیچ نوع اطلاعاتی در این زمینه در دسترس نباشد می‌توان از یک هایدرومتر با دامنه وسیع (ولی به ناچار دارای دقت اندک) برای بدست آوردن حدود دانسیته استفاده نمود. نکته مهم اینکه دانسیته و درجه API نمونه‌های نفتی در ۱۵,۵۶ درجه سانتیگراد (۶۰ درجه فارنهایت) گزارش می‌شود.

وسایل مورد نیاز انجام این آزمایش عبارتند از:

- هایدرومتر (Hydrometer): ابزارشیشه‌ای سنجش وزن ویژه مایعات (چگالی سنج) که بر اساس واحد دانسیته نسبی یا API بر حسب نیاز مطابق با استاندارد ASTM درجه بندی شده است.
- ترومتر (Thermometre): ابزار سنجش دما که دارای محدوده مشخص و مطابق ASTM ساخته شده و در دسترس می‌باشند.
- سیلندر (Graduated cylinder) هایدرومتر (Hydrometer): استوانه مدرج یا یک محفظه مدرج شیشه‌ای یا پلاستیکی یا فلزی است. قطر داخلی سیلندر (Graduated cylinder) باید ۲۵ میلی‌متر بزرگتر از قطر خارجی هایدرومتر (Hydrometer) باشد. ارتفاع سیلندر (Graduated cylinder) نیز باید به گونه‌ای باشد که هایدرومتر (Hydrometer) شناور در نمونه حداقل ۲۵ میلی‌متر با کف سیلندر (Graduated cylinder) فاصله داشته باشد.
- حمام با دمای ثابت (Temp. Cons. Bath): در زمانی که لازم است دمای نمونه خیلی بالاتر یا پایین‌تر از دمای محل آزمایش، از حمام با دمای ثابت استفاده می‌شود.

روش انجام این آزمایش بدون حمام ۶۰ درجه فارنهایت بصورت زیر است:

به طور کلی در این آزمایش، ابتدا نمونه رابه دمای تعیین شده می‌رسانند. سپس نمونه رابه درون سیلندر (Graduated cylinder)ی که دارای دمای مشابه است انتقال داده و دمای نمونه را یادداشت می‌کنند. سپس هایدرومتر را درون سیال رهامی کنند و پس از ثابت شدن هایدرومتر در سیال عدد آن را یادداشت می‌نمایند. در صورت نیاز می‌توان استوانه و محتویات آن را در یک حمام با دمای ثابت قرارداد. این عمل برای جلوگیری از تغییرات دمایی مفید است. پس از اتمام آزمایش با مراجعه به جداول ASTM D-۱۲۵۰ تصحیحات دانسیته و API را نسبت به دمای ۱۵٫۵۶ انجام و درجه API را در این دما با یک رقم اعشار گزارش می‌نمایند.

روش انجام آزمایش با استفاده از حمام ۶۰ درجه فارنهایت، عبارتست از روش انجام آزمایش بدون استفاده از جداول استاندارد، یا به عبارت دیگر اندازه‌گیری دانسیته در دمای واقعی ۶۰ درجه فارنهایت (۱۵٫۵ درجه سانتیگراد).

در این روش ابتدا نمونه را بخوبی تکان داده و در نمونه‌های فرار با API بزرگتر از ۷۰ به کمتر از ۴ درجه سانتیگراد و در نمونه‌های سنگین با API بزرگتر از ۷۰ به کمتر از ۱۸ درجه سانتیگراد می‌رسانند. سپس نمونه را به درون سیلندر مناسب که قبلاً در حمام قرار گرفته است می‌ریزند. قطر داخلی سیلندر حداقل بایستی ۲۵ میلی‌متر بزرگتر از قطر خارجی هایدرومتر باشد و ارتفاع آن به اندازه ای باشد که پس از ریختن مایع، نوک هایدرومتر حداقل ۲۵ میلی‌متر با کف سیلندر فاصله داشته باشد. تصویر زیر دستگاه بکاررفته برای افزایش دقت این آزمایش و حداقل سازی اثرات محیطی بر نتایج این آزمایش را نشان می‌دهد.



هنگام ریختن نمونه به داخل سیلندر بایستی از کف کردن و پاشیدن نمونه ممانعت شود. در صورت وجود هر نوع حباب یا هوا در داخل سیلندرمی بایست آن را از بین برد.

سیلندر را مانند تصویر فوق به طور عمودی در حمام آب ۱۵ درجه سانتی گراد قرار می دهند. حمام بایستی در مکانی دور از جریان هوا قرار داشته باشد و تغییرات دمای حمام در مدت انجام آزمایش نباید بیش از ۰٫۲۵ درجه سانتیگراد باشد. به این ترتیب دمای نمونه پس از مدت کوتاهی به ۱۵٫۳ درجه می رسد. در این هنگام هایدرومتر را به آرامی و با احتیاط درون نمونه غوطه ور نموده و اجازه می دهند دمای نمونه به دمای حمام برسد. بایستی دقت نمود هیچ قطره ای بر روی قسمت فوقانی ساقه هایدرومتر نمانده باشد، زیرا وجود چنین قطراتی باعث سنگینی هایدرومتر و خطای آزمایش خواهد شد. پس از رسیدن دما به ۱۵٫۵ درجه سانتیگراد، با قراردادن چشم کمی پائین تر از امتداد عمودی خط قرار گرفتن مایع در اطراف هایدرومتر، مقدار دانسیته (یا API) برحسب نوع مدرج بودن هایدرومتر را به طور مستقیم قرائت می نمایند. اشکال زیر نحوه قرار گرفتن سطح مایع و در نتیجه نحوه قرائت صحیح هایدرومتر را نشان می دهند.

جهت بنزین، بنزین سوپر، نفت سفید، ATK، نفتگاز که فرآورده ای شفاف هستند بواسطه تاثیر قوانین شکست نور و کاهش خطای مشاهده ای سطح وسط قابل مشاهده بوده و خواننده و گزارش می شود.

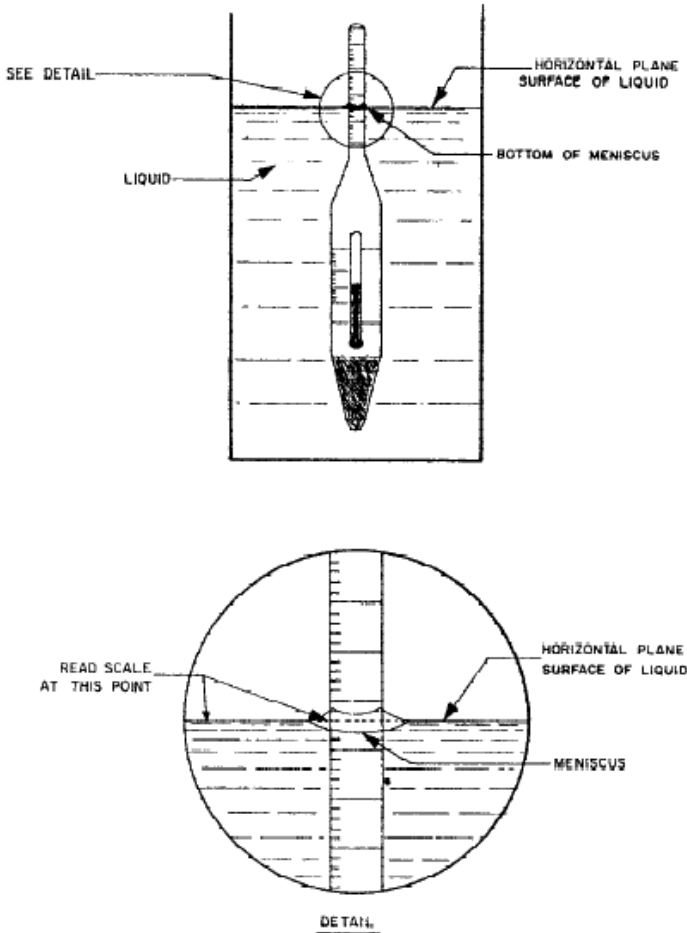


FIG. 1 Hydrometer Scale Reading for Transparent Liquids

برای فرآورده‌های کدر مانند انواع نفت‌کوره و روغن می‌بایست سطح بالا (مطابق شکل زیر) خوانده شود. زیرا سطح وسط غیرقابل روئیت بوده و تصحیحات این مشاهده در کالیبراسیون استاندارد آن لحاظ گردیده است.

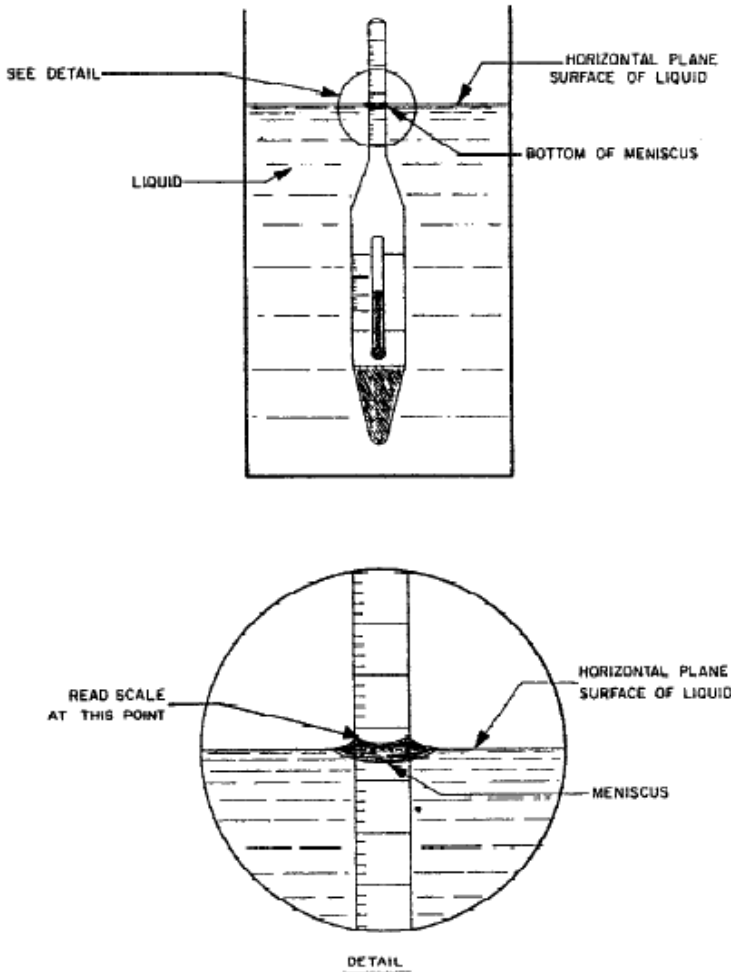


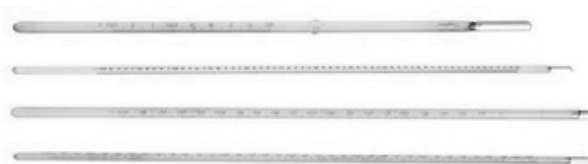
FIG. 2 Hydrometer Scale Reading for Opaque Fluids

در این روش باید به هایدرومتر زمان کافی برای رسیدن به تعادل داده شود. با توجه به اینکه ترکیبات موجود در مواد نفتی مختلف، متفاوت است و هر جزء انبساط حرارتی ویژه خود را داراست لذا جدول ثابتی برای تبدیل دمایی وجود ندارد و جدول های ارائه شده برای ضرائب مصحح دانسیته و چگالی ترکیبات پاره ای از انواع نفت خام و برخی برش های نفتی را شامل می شوند.

- خلاصه آزمایش وزن مخصوص بصورت تجربی در انبارهای نفت**
- جهت انجام آزمایش وزن مخصوص در انبارهای نفت، ابزارهای آزمایشگاهی زیر مورد نیاز است.
- سیلندر (Graduated cylinder) یا استوانه مدرج بزرگ



- ترمومتر (Thermometre)



- هایدرومتر (Hydrometer)



جهت این آزمایش، هایدرومترها برای فرآورده‌های با پایه بنزین از درجه ۰٫۷ الی ۰٫۷۵ و برای فرآورده‌های با پایه نفتی از درجه ۰٫۷۵ الی ۰٫۸ و برای

فرآورده‌های با پایه نفتگاز از ۸۵٫۰ الی ۹۰٫۰ درجه بندی شده اند. معمولاً بنزین سوپر وزن مخصوص بالاتر از بنزین معمولی دارد لذا وزن مخصوص بنزین سوپر با استفاده از هایدرومتر سنگین تر صورت می‌پذیرد.

روش تجربی نمونه‌گیری (استنتاج شده از روش استاندارد) و آزمایش وزن مخصوص در انبارهای فرآورده‌های نفتی به شرح زیر است:

ابتدا پس از انجام نمونه‌گیری، مقداری از فرآورده را داخل سیلندر (Graduated cylinder) ریخته و آنرا شستشو می‌دهند.

سپس سیلندر را از فرآورده تحت آزمایش تا نقطه مدرج آن پر نموده و کف ایجاد شده بالای سطح فرآورده را از بین می‌برند (با میله شیشه‌ای آزمایش و حرکت آرام آن در سطح مایع درون سیلندر).

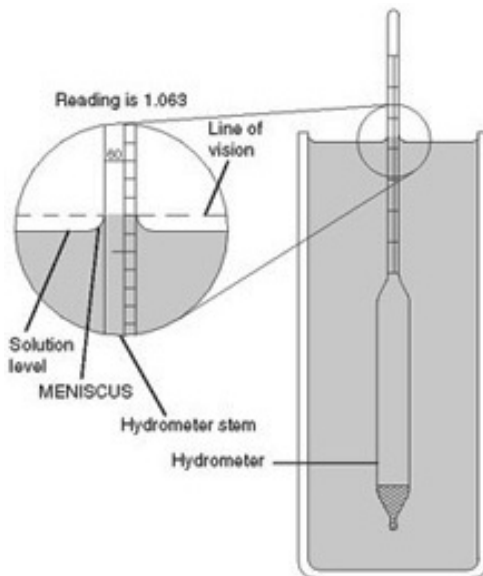
در مرحله بعد ترمومتر (Thermometre) را بطوریکه سر ترمومتر در دست قرار گرفته و تقریباً نصف ترمومتر در داخل فرآورده قرار داشته باشد بصورت عمودی و مستقیم می‌چرخانند و پس گذشت ۱۰ ثانیه جهت تثبیت دمای ترمومتر، قرائت شده و آنرا ثبت می‌کنند

نمونه داخل سیلندر باید ساکن، ثابت، بدون حباب و کمترین تبخیر باشد و اختلاف دمای بین ترمومتر (Thermometre) و هایدرومتر در لحظه قراردادن ترمومتر نباید بیشتر از ۵ درجه سانتیگراد باشد. بطور تجربی برای فرآورده‌های سبک نوک هایدرومتر را به میزان یک الی دو سانتیمتر داخل نمونه فرو برده و صبر می‌نمایند تا در نقطه‌ای ثابت گردد. در موقع قرائت، هیچ کدام از دو ابزار هایدرومتر و ترمومتر جهت خواندن نباید به دیواره سیلندر بچسبند.

سپس ترمومتر را برداشته و هایدرومتر مخصوص همان فرآورده را به آرامی در داخل فرآورده موجود در سیلندر تاجایی که مطمئن شوند هایدرومتر در داخل فرآورده شناور می‌ماند فرو می‌برند.

در این مرحله به طور تجربی هایدرومتر را بسیار آرام چرخانده و رها میکنند تا در اثر اصطکاک سیالی بایستند.

آنگاه عدد مشاهده شده را مطابق شکل زیر می‌خوانند:



این عدد همان وزن طبیعی فرآورده است. با توجه به اینکه دمای استاندارد گزارش دهی بایستی ۶۰ درجه فارنهایت در نظر گرفته شود، در دماهای بالا و پائین ۶۰ درجه فارنهایت مطابق محاسبات بیان شده در فصل مربوطه و براساس رابطه زیر اقدام و گزارش می‌گردد.

وزن مخصوص = وزن طبیعی \pm اختلاف دما \times ضریب وزن مخصوص

اندازه‌گیری اتوماتیک دانسیته فرآورده‌های نفتی

Digital Density Meter (ASTM D- 4052)



این روش برای اندازه‌گیری دانسیته و چگالی مایعاتی که دارای فشار بخار کمتر از ۶۰ میلی‌متر جیوه (۱۱٫۶ psi) باشند، در محدوده دمائی ۵ تا ۵۰ درجه سانتیگراد بکار می‌رود (انواع فرآورده‌های نفتی تحت توزیع شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی).

عامل محدودکننده دیگر در این روش آزمایش، ویسکوزیته نمونه است. ویسکوزیته نمونه بایستی کمتر از ۱۵۰۰ cSt، در دمای آزمایش باشد. همچنین در صورتیکه رنگ نمونه به اندازه ای کدر باشد که نتوان از عدم وجود هوا در سل (Cell) اندازه‌گیری مطمئن شد نباید از این روش استفاده شود.

روش انجام این آزمایش به شرح زیر است.

ابتدا با استفاده از پیپت مدرج با دقت بالا، دقیقاً ۰٫۷ میلی لیتر نمونه را داخل سل ریخته و در محل آن در دستگاه قرار می‌دهند. اساس این روش بر اعمال یک موج اوسیلسیون (Oscillation Wave) به حجم مشخص و دقیقی از نمونه داخل سل (۰٫۷ ml) استوار است. سل دستگاه به صورت یک لوله U شکل است. فرکانس موج اعمال شده متناسب با جرم نمونه داخل سل تغییر نکرده و اندازه‌گیری

می‌شود و با استفاده از داده‌های کالیبراسیون، دانسیته نمونه بدست می‌آید. کالیبراسیون این دستگاه توسط مایعات خالص مرجع با دانسیته دقیق، و یا با آب مقطر بسیار خالص آزمایشگاهی و یا آب مقطر دوبار تقطیر شده، تازه جوشیده و سرد شده انجام می‌شود. کالیبراسیون دستگاه در همان دمای انجام آزمایش صورت می‌گیرد. باید دقت نمود که هنگام کالیبراسیون، هیچ حباب هوایی در مسیر تیوب U شکل باقی نمانده باشد.

در این دستگاه، سیستم الکترونیکی ایجاد موج و دکتور شمارش فرکانس، و نشانگر بر روی آنالایزر نصب شده است. همچنین آنالایزر به یک حمام کنترل دما با دقت ± 0.05 درجه سانتیگراد در دمای مورد نیاز برای آزمایش مجهز گردیده است. دما سنج دستگاه با درجه‌بندی حداقل 0.1 درجه سانتیگراد و قابلیت قرائت تا 0.05 درجه می‌باشد. در نوع جدید این آنالایزر ترموکوپلهای با دقت 0.01 درجه سانتیگراد نصب گردیده است.

دانسیته در دمای t بر حسب گرم بر سانتی متر مکعب یا کیلوگرم بر متر مکعب و همچنین دانسیته نسبی بر اساس روابط زیر محاسبه می‌شوند:

$$\text{Density} = d_w + K_1(T_s^2 - T_w^2)$$

$$\text{Relative Density} = 1 + K_2(T_s^2 - T_w^2)$$

که در آن T_w برابر تناوب مشاهده شده در سل محتوی آب و تناوب مشاهده شده برای نمونه، d_w دانسیته آب در دمای آزمایش و K_1 ثابت تجهیزات ابزار دقیق اندازه‌گیری دانسیته و K_2 ثابت ابزار اندازه‌گیری دانسیته نسبی و t دمای آزمایش بر حسب درجه سانتیگراد می‌باشد.

آزمایش تعیین نقطه دودکنندگی

Smoke Point Test (ASTM D-1322)



این روش آزمایش جهت تعیین نقطه دود کنندگی در فرآورده‌های نفتی مانند نفت سفید و نفت جت (Aviation Turbine Fuel) بکار می‌رود. نقطه دود معیاری از انواع هیدروکربن‌های موجود در سوخت مورد نظر می‌باشد. هرچه میزان ترکیبات آروماتیک در شعله بیشتر باشد، میزان دود تولید شده بیشتر خواهد بود. به عبارت کلی، نقطه دود بالاتر به معنای تمایل کمتر سوخت مورد نظر در تولید دود بواسطه میزان مناسب آروماتیک‌ها می‌باشد. در این آزمایش نمونه در یک سیستم بسته شامل یک فتیله (که توسط مخلوطی از هیدروکربن‌ها با نقطه دود مشخص کالیبره می‌گردد) سوزانده می‌شود. بیشترین ارتفاع شعله که توسط نمونه بدون تولید دود قابل دسترسی باشد، با دقت ۰٫۵ mm اندازه‌گیری می‌شود. واکنشگرهای مورد نظر در این آزمایش عبارتند از:

- تولوئن
- متانول بدون آب
- هپتان با حداقل درجه خلوص ۹۹/۷۵ (m/m)

• ایزواکتان (۲ و ۴ - تری متیل پنتان) با درجه خلوص حداقل ۹۹٫۷۵ درصد در این آزمایش ، عملکرد دستگاه بایستی بطور مداوم کنترل گردد. دستگاه را در دوره‌های زمانی بیشتر از ۷ روز یا هنگامی که تغییر بیش از ۰٫۷ kpa در فشار بارومتريک (فشار جو) ایجاد شده باشد، باید کالیبره نمود. با توجه به این که هپتان و تولوئن به شدت احتراق زا بوده و بخارات بسیار سمی دارند، استفاده از لوازم ایمنی آزمایشگاهی در این خصوص ضروری است.

روش انجام آزمایش به شرح زیر است:

دستگاه را بر روی سطحی صاف و مسطح، در حالت عمودی قرار می‌دهند. سپس جهت ساخت نمونه، حجم‌های مساوی از متانول بدون آب و تولوئن را با یکدیگر مخلوط می‌نمایند. فتیله تعیین شده در استاندارد فوق را درون مخلوط تهیه شده قرار داده و سپس به مدت ۳۰ دقیقه در دمای ۱۰۰ تا ۱۱۰ درجه سانتیگراد درون آن خشک نموده و تا هنگام استفاده برای آزمایش درون دسیکاتور نگهداری می‌نمایند.

در مرحله بعد تکه ای از فتیله فوق (طول کمتر از ۱۲۵ mm) را جدا نموده و درون نمونه مورد نظر غوطه ور می‌کنند. سپس آنرا درون لوله فتیله موجود در Candle وارد نموده مازاد فتیله را از طرفین لوله به وسیله تیغ یا تیزبر جدا می‌کنند.

حدود ۲۰ میلی‌لیتر از نمونه آماده شده را در دمای اتاق درون Candle می‌ریزند. باید دقت کافی نمود هیچگاه میزان نمونه از ۱۰ ml کمتر نشود. لوله فتیله را درون Candle قرار داده و محکم می‌کنند. شعله را روشن نموده و فتیله را طوری تنظیم می‌کنند که ارتفاع شعله حداقل ۱۰ mm باشد و اجازه می‌دهند که به مدت ۵ دقیقه بسوزد. شعله را زیاد نموده تا جاییکه اندکی دود ظاهر شود. سپس مجدداً شعله را کم کرده تا مراحل زیر را طی کند. شعله با نوک بلند (Along Tip اشاره شده در استاندارد فوق) به آرامی دود می‌کند و دارای پرش است.

• حالت A: شعله بلند با لبه‌های مقعر به سمت بالا

• حالت B: نوک تیز شعله اندکی محو می‌گردد.

• حالت C: شعله گرد و پهن

بهترین نوع شعله حالت B می‌باشد. طول آنرا با دقت 0.5 mm گزارش می‌نمایند. سه بار متوالی طول شعله را خوانده و در صورتی که اختلاف میان سه بار متوالی بیش از 1 mm بود، آزمایش را با نمونه تازه و فتیله دیگری تکرار می‌کنند. نتایج و محاسبات این آزمایش به صورت زیر است:

مجموع سه ارتفاع شعله در سه حالت یاد شده برحسب میلی متر معدل گیری شده (M) و در فرمول زیر قرار داده می‌شود:

$$\text{Smoking Tendcey} = 320/M$$

به عنوان نمونه جهت درک بهتر موضوع در نظر بگیرید نتیجه این آزمایش برای نفت سفید حدود ۲۴ و برای سوخت دیزل حدود ۱۹ میلی متر گزارش شده باشد.

آزمایش تعیین رنگ فرآورده‌های نفتی

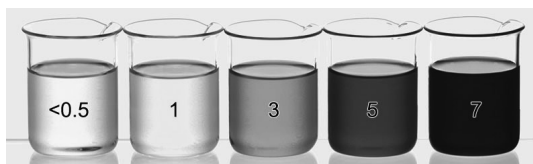
Saybolt Color ASTM D-156.ASTM D-1500



کاربرد تعیین رنگ فرآورده‌های نفتی عمدتاً به منظور ایجاد کنترل در بخش صنعتی است. نتیجه این آزمایش به علت مشاهده آسان رنگ فرآورده توسط شخص آزمایش کننده یک پارامتر کیفی بسیار مهم و کاربردی تلقی می‌شود. زیرا در بعضی از موارد ممکن است که از یک فرآورده به عنوان یک پارامتر مشخص کننده درجه خلوص آن استفاده شود.

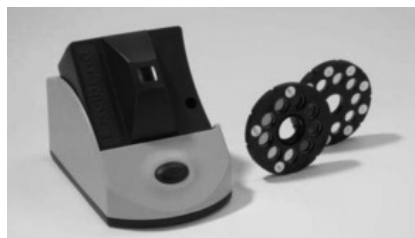
رنگ یک فرآورده می‌تواند نتیجه آلودگی فرآورده مورد آزمایش با یک فرآورده دیگر باشد. البته ذکر این نکته نیز مهم است که رنگ یک فرآورده همیشه نمی‌تواند یک پارامتر تعیین کننده کیفیت محصول باشد و نباید به عنوان یک پارامتر عاری از خطا در خصوصیات یک محصول و تأیید قابلیت مصرف آن در نظر گرفته شود. تعیین رنگ یک ماده نفتی، یک عامل کنترل کننده در عملیات پالایش می‌باشد. بواسطه اینکه رنگ فرآورده، یک مشخصه قابل رویت برای مصرف کننده است، حائز اهمیت می‌باشد. هنگامی که رنگ یک ماده مشخص باشد، چنانچه آن ماده با ماده رنگی دیگری آلوده شده باشد، از نظر رنگ قابل تشخیص خواهد بود، البته رنگ به عنوان تنها عامل تعیین کننده آلودگی نمی‌باشد. اساس کار در این روش این است که در آزمایش تعیین رنگ به روش سیبولت، رنگ نمونه را با رنگ شیشه‌های استاندارد مقایسه می‌کنند. در فرآورده‌های

سبک، رنگ به‌عنوان یکی از نشانه‌های کیفیت تفکیک است، مثلاً رنگ سیاه گازوییل معرف حضور ذرات آسفالتی در آن است. رنگ روغن‌ها معرف نوع سازنده‌های آنهاست، بدین صورت که رنگ طیف زرد- قرمز مربوط به برش‌های پارافینی و رنگ طیف سبز- آبی مربوط به برش‌های نفتنی است. این روش، تعیین رنگ گروه وسیعی از فرآورده‌های نفتی مانند روغن‌های روان‌کننده، گرم‌کننده و سوخت‌های دیزلی و محصولات واکسی را پوشش می‌دهد. رنگ فرآورده‌هایی که توسط روش ASTM D-۱۵۰۰ روشن‌تر (کمتر) از ۵/۰ باشد، با روش ۱۵۶- D اندازه‌گیری می‌شود (ظرف اول در سمت چپ شکل زیر)



روش استاندارد IP-۱۷ نیز جهت اندازه‌گیری محصولات پایدار و تصفیه شده مانند بنزین، الکل سفید، نفت سفید به وسیله مقایسه یک سری از دیسک‌های شیشه‌ای استاندارد به کار می‌رود.

این روش همچنین شامل اندازه‌گیری رنگ فرآورده‌های نفتی به جز روغن‌های سیاه و قیر از طریق سایه و عمق رنگ در دستگاه کالرمتر (Color Meter) به وسیله یک سری دیسک‌های شیشه‌ای قرمز، زرد و آبی می‌باشد. شکل زیر تصویری از این دستگاه کالرمتر را با دیسک‌های مربوطه نشان می‌دهد. دستگاه کالرمتر متشکل از منبع نور (روشنایی)، شیشه‌های رنگی استاندارد، ظرف آزمایش (استوانه شیشه‌ای) همراه با پوشش و محل مشاهده رنگ می‌باشد.



توجه نمائید که استاندارد IP-۱۷ در بر گیرنده تمام نکات ایمنی و مسائل مربوط به آن نمی‌باشد بلکه وظیفه آزمایشگراست که تمام نکات ایمنی و مسائل بهداشتی را تشخیص داده، قبل از انجام آزمایش آنها را رعایت نماید. بطور کلی هدف این آزمایش، تعیین رنگ محصولات نفتی رنگ نخورده از قبیل بنزین سبک، بنزین سنگین، نفت سفید، نفت چراغ، نفت جت، بنزین جت و به طور کلی تمام مواد نفتی سفید (White Oils) می‌باشد. خلاصه آزمایش به شرح زیر است:

در این روش، از یک منبع نور (روشنایی) استفاده می‌شود. فرآورده مورد آزمایش در ظرف آزمایش ریخته شده و با دیسک شیشه ای رنگی مقایسه گردیده و در محدوده ۰٫۵ تا ۸ قرائت می‌گردد. در آزمایش تعیین رنگ فرآورده‌های سبک رنگ نمونه را با رنگ شیشه‌های استاندارد مطابق جدول زیر مقایسه می‌کنند.

ASTM Color	Chromaticity Coordinates ^A (RGB USC system) ^B			Luminous Transmittance (CIE ^C Standard Source C) T_w
	Red	Green	Blue	
0.5	0.462	0.473	0.065	0.86 ± 0.06
1.0	0.489	0.475	0.036	0.77 ± 0.06
1.5	0.521	0.464	0.015	0.67 ± 0.06
2.0	0.552	0.442	0.006	0.55 ± 0.06
2.5	0.582	0.416	0.002	0.44 ± 0.04
3.0	0.611	0.388	0.001	0.31 ± 0.04
3.5	0.640	0.359	0.001	0.22 ± 0.04
4.0	0.671	0.328	0.001	0.152 ± 0.022
4.5	0.703	0.296	0.000	0.109 ± 0.016
5.0	0.736	0.264	0.000	0.081 ± 0.012
5.5	0.770	0.230	0.000	0.058 ± 0.010
6.0	0.805	0.195	0.000	0.040 ± 0.008
6.5	0.841	0.159	0.000	0.026 ± 0.006
7.0	0.877	0.123	0.000	0.016 ± 0.004
7.5	0.915	0.085	0.000	0.0081 ± 0.0016
8.0	0.956	0.044	0.000	0.0025 ± 0.0006

در موارد مقایسه با شیشه استاندارد یاد شده، مشخصه شیشه استاندارد مطابق با رنگ نمونه را به عنوان رنگ نمونه اعلام می‌کنند. همچنین در خواندن عدد رنگ از جداول استاندارد زیر استفاده می‌شود.

Number of Color Standards	Depth of Oil, in. (mm)	Color Number
One-half	20.00 (508)	+30
One-half	18.00 (457)	+29
One-half	16.00 (406)	+28
One-half	14.00 (355)	+27
One-half	12.00 (304)	+26
One	20.00 (508)	+25
One	18.00 (457)	+24
One	16.00 (406)	+23
One	14.00 (355)	+22
One	12.00 (304)	+21
One	10.75 (273)	+20
One	9.50 (241)	+19
One	8.25 (209)	+18
One	7.25 (184)	+17
One	6.25 (158)	+16
Two	10.50 (266)	+15
Two	9.75 (247)	+14
Two	9.00 (228)	+13
Two	8.25 (209)	+12
Two	7.75 (196)	+11
Two	7.25 (184)	+10
Two	6.75 (171)	+9
Two	6.50 (165)	+8
Two	6.25 (158)	+7

Number of Color Standards	Depth of Oil, in. (mm)	Color Number
Two	6.00 (152)	+6
Two	5.75 (146)	+5
Two	5.50 (139)	+4
Two	5.25 (133)	+3
Two	5.00 (127)	+2
Two	4.75 (120)	+1
Two	4.50 (114)	0
Two	4.25 (107)	-1
Two	4.00 (101)	-2
Two	3.75 (95)	-3
Two	3.625 (92)	-4
Two	3.50 (88)	-5
Two	3.375 (85)	-6
Two	3.25 (82)	-7
Two	3.125 (79)	-8
Two	3.00 (76)	-9
Two	2.875 (73)	-10
Two	2.75 (69)	-11
Two	2.625 (66)	-12
Two	2.50 (63)	-13
Two	2.375 (60)	-14
Two	2.25 (57)	-15
Two	2.125 (53)	-16

در صورت عدم مشاهده انطباق دقیق و قرار گرفتن رنگ فرآورده بین دو رنگ استاندارد، عدد (رنگ) بزرگتر گزارش می‌شود. براساس جدول فوق، تعریف علمی از رنگ مواد شفاف نفتی که در محدوده ۱۶- (کمترین) تا ۳۰+ (بیشترین) شماره رنگی قرار گرفته اند عبارتست از ارتفاع ستونی از مواد در هنگامی که با رنگ استاندارد (یکی از ۳ دیسک مقایسه‌ای) مورد مقایسه قرار گیرد، و کاملاً با آن هماهنگ شود.

در هنگام آماده نمودن نمونه، چنانچه نمونه کدر باشد، از کاغذ صافی عبور دهید تا کاملاً شفاف شود. چنانچه نمونه مورد آزمایش از مواد مومی بی‌رنگ باشد، از گرم کردن اضافی که باعث اکسیده شدن و تغییر رنگ می‌شود، خودداری باید نمود.

جهت نحوه گزارش دهی، رنگ تعیین شده را به عنوان رنگ Saybolt Color گزارش می‌نمایند. در صورتی که نمونه را با کاغذ صافی صاف کرده باشند، کلمات Sample-Filtered را نیز در گزارش قید می‌نمایند. اگر رنگ نمونه بین دو مقدار استاندارد قرار گرفت، عدد بزرگتر را همراه با علامت اختصاری L برگرفته از Large Limit گزارش می‌کنند.

رنگ‌های تیره تر از ۸ را همراه با علامت اختصاری D گزارش می‌نمایند. در صورتی که نمونه توسط نفت سفید رقیق شده باشد، رنگ مخلوط را با استفاده از علامت اختصاری « Dil » به مفهوم تیره تر از ۸ رقیق شده گزارش می‌کنند.

آزمایش تغییر رنگ گوگرد (دکتر تست)**Doctor Test ASTM D-4952**

این آزمایش استاندارد، به روش آنالیز کیفی سوخت و حلال‌های نفتی درجهت تشخیص ترکیبات گوگردی فعال بوده و تحت عنوان دکتر تست (Doctor Test) نیز موسوم می‌باشد. یکی از ترکیبات مضر در فرآورده‌های نفتی بخصوص بنزین، ترکیبات گوگرد دار نظیر مرکاپتان‌هاست. هدف از انجام این آزمایش، تعیین وجود و یا عدم وجود مرکاپتان و شناخت حضور مرکاپتان‌ها (تیول‌ها) در سوخت‌های سبک و میان تقطیر و همچنین حلال‌های هیدروکربنی است. این روش یک آزمون مقدماتی بدون عدد و واحد، آسان و سریع و کم هزینه برای تشخیص وجود ترکیبات مرکاپتان یا گوگرد دار در سوخت موتوری و حرارتی بنزین و نفت سفید است. جدول زیر مطابق استاندارد ASTM D-4952 خلاصه‌ای از ارتباط بین نمونه و مقدار گوگرد را بدست می‌دهد:

ظاهر نمونه	نوع گوگرد
رسوب سیاه قبل از افزودن گوگرد	مقدار محسوس سولفید هیدروژن
رنگ سیاه گوگرد بعد تکان دادن	مقادیر جزئی سولفید هیدروژن
نقاط بی رنگ در لایه گوگرد، تیره تر بودن نقاط دیگر	هیدروژن سلفید وجود نداشته و مقادیر جزئی مرکاپتان دارد
محلول زرد روشن دکتر تست و بی رنگ سازی سولفور را شامل نیست	بدون گوگرد

شرح این آزمایش برای نمونه ای از بنزین به صورت زیر است:

ابتدا مقدار ۵ میلی لیتر محلول دکتر تست (تهیه شده مطابق دستورالعمل مندرج در استاندارد ASTM D4952) را درون سیلندر ۱۰۰ میلی لیتر می‌ریزند. سپس مقدار ۱۰ میلی لیتر بنزین به محلول دکتر تست اضافه می‌کنند. درب سیلندر را گذاشته و محلول را به مدت ۱۵ ثانیه تکان می‌دهند. حال حدود ۰٫۰۰۲ گرم پودر گوگرد خالص را درون سیلندر ریخته و دوباره محلول را به مدت ۱۵ ثانیه

- تکان می‌دهند. سپس محلول را در جای ساکنی قرار داده و به مدت ۱ دقیقه صبر می‌کنند. در آخر تغییر رنگ محلول را به صورت زیر گزارش می‌کنند:
- در صورتیکه در محلول تغییر رنگ مشاهده نشد نتیجه آزمایش Negative می‌باشد.
 - در صورتیکه محلول به رنگ زرد متمایل به قهوه‌ای درآمد نتیجه آزمایش S. Positive می‌باشد.
 - در صورتیکه محلول به رنگ قهوه‌ای یا قهوه‌ای تیره درآمد نتیجه آزمایش Positive است.

اندازه‌گیری نقاط اشتعال و نقطه آتش

Flash & Fire Points Test (ASTM D-93& D- 56)



این آزمایش که به (D-۹۳) Pensky-Martens معروف است برای مواردی نظیر نگهداشت ایمن و انتخاب روش اطفاء حریق احتمالی و چگونگی حمل و نقل فرآورده‌های نفتی (در صورتیکه میزان نقطه اشتعال (Fire point) فرآورده نفتی مشخص باشد با انتخاب روش و تکنیک‌های اصولی، ایمنی در حمل و نقل این فرآورده‌ها بالا می‌رود) و همچنین قابلیت مصرف فرآورده‌های نفتی در تجهیزات مصرف‌کننده آنها انجام می‌گردد. دانستن نقطه اشتعال معلوم می‌کند که تا چه

دمایی می‌توان یک فرآورده را بدون ایجاد خطر، گرم کرد. هر یک از محصولات نفتی نقطه اشتعال مخصوص به خود دارند که با دانستن آن ما می‌توانیم اقدامات ایمنی را بهتر لحاظ کنیم. این آزمایش به دو صورت سربسته (Closed Cup) و سرباز (Open Cup) صورت می‌گیرد. برای فرآورده‌های سنگین نظیر روغن و گازوییل از ظروف سر بسته و برای فرآورده‌های سبک از ظروف سرباز استفاده می‌شود. وسیله لازم برای انجام این آزمایش، دستگاه آزمایش نقطه اشتعال است. قبل از شرح بیشتر آزمایش ابتدا تعریف دو اصطلاح نقطه اشتعال و نقطه آتش را از نظر می‌گذرانیم.

نقطه اشتعال (Flash point) کمترین دما در فشار اتمسفری می‌باشد که در آن دما تحت شرایط ویژه آزمایش، بخارات متصاعد شده از نمونه با هوا، مخلوط قابل اشتعال به وجود می‌آورند؛ بطوریکه با نزدیک کردن یک شعله به این بخارات برای یک لحظه مشتعل می‌شود. به عبارت دیگر نقطه فلش دمایی است که در آن دما با نزدیک کردن شعله کوچکی فرآورده تحت آزمایش تحت اشتعال لحظه ای واقع شده و یا طیفی از بخارات آبی رنگ بواسطه نزدیکی این شعله از آن مشاهده می‌شود. آزمایش نقطه اشتعال مخصوص فرآورده‌های نفت سفید، نفتگاز و ATK می‌باشد. حداقل نقطه اشتعال برای نفت سفید حدود ۱۱۰ درجه فارنهایت و حداقل نقطه اشتعال برای نفتگاز حدود ۱۳۰ درجه فارنهایت و حداقل نقطه اشتعال برای ATK حدود ۱۲۰ درجه فارنهایت می‌باشد.

نقطه احتراق یا آتش (Fire point) نیز کمترین دمایی است که در آن مشتعل شدن بخارات نمونه در هوا حداقل به مدت ۵ ثانیه دوام داشته باشد. این آزمایش مشخص کننده ی میزان مواد فرار نمونه است.

نقطه اشتعال در مورد روغن‌هایی با گرانیروی برابر و بنیان نفتی مختلف متفاوت است. روغن‌های پارافینی نقطه اشتعال بالاتر از دیگر انواع روغن دارند. برای یک روغن با بنیان مشخص هر چه گرانیروی بیشتر باشد، مسلماً نقطه اشتعال نیز بالاتر است و هر چه نقطه اشتعال و احتراق روغن بهم نزدیک تر باشد، بهتر است.

نقطه اشتعال فرآورده نفتی نیز به مقدار مواد زود جوش آن مربوط است، و می‌تواند از صفرالی ۲۰ درجه سانتیگراد باشد. لذا حتی در حمل و نقل نفت خام به دلایل ایمنی، قسمتی از زودجوش‌ها را پایدار نموده و نقطه اشتعال را بالا می‌برند.

با توجه به مطالب فوق با استفاده از این خصوصیت فرآورده‌ها می‌توان با در نظر گرفتن حد انفجار، احتمال انفجار در مخازن نفتی را نیز پیش بینی کرد. به عنوان مثال نقطه اشتعال نفت سفید جهت ذخیره سازی نباید از ۱۰۰ درجه فارنهایت پایین تر باشد. پایین بودن نقطه اشتعال به علت وجود هیدروکربورهای ردیف بنزین می‌باشد که باید در هنگام پالایش همواره کنترل گردد.

در این روش مقدار معینی نمونه در ظرف سرباز و یا سر بسته با سرعت ثابت گرم می‌شود. زمانی که مقدار کافی از ترکیبات فرار تبخیر و در سطح فرآورده جمع شوند، عبور یک شعله کوچک از روی نمونه باعث ایجاد جرقه و یا شعله لحظه ای می‌شود. در این حالت دمای نمونه بیانگر نقطه اشتعال می‌باشد.

در روش Closed Cup، بر اساس استاندارد ASTM-D-۹۳ مایع و بخار در یک محفظه بسته حرارت داده می‌شوند. حضور مقدار کمی آلودگی با دمای جوش پایین در فاز بخار موجب می‌شود تا نقطه اشتعال پایین‌تری به ثبت برسد. تصویر زیر نمایانگر روش Closed Cup است.



مطابق استاندارد یاد شده، شرح این آزمایش برای نمونه نفتگاز با روش Close Cup به صورت زیر است:

ابتدا مقداری نفتگاز را درون ظرف آزمایش ریخته سپس این ظرف را درون دستگاه قرار می‌دهند. دستگاهی که در این آزمایش برای تعیین نقطه اشتعال استفاده می‌شود بصورت سر بسته (Close cup) است.

در این دستگاه، بر روی ظرف آزمایش یک دریچه که بر روی آن یک داماسنج و یک همزن تعبیه شده است قرار می‌گیرد. به محض بسته شدن درب محفظه،

حرارت دادن به نفتگاز را آغاز می‌کنند. همزن نیز همزمان فرآورده موجود در محفظه را بهم می‌زند.

هیتر (گرم کننده) در این دستگاه معمولاً دارای ۱۰ درجه می‌باشد که در ابتدا آنرا بر روی یک درجه ای به دلخواه قرار می‌دهند. سپس به مدت یک دقیقه به نفتگاز گرما داده و بعد از یک دقیقه دمای آنرا خوانده و یادداشت می‌کنند. سپس صبر نموده تا در دقیقه دوم میزان دما مشخص شود. اگر این تغییرات بیشتر از ۵ تا ۸ درجه باشد باید درجه هیتر را کم کرده و یا اگر کمتر از ۵ تا ۸ درجه باشد باید درجه هیتر را زیاد کنند. در حین حرارت دادن لازم است که شعله ای را که توسط جریان الکتریکی ایجاد می‌شود را هر بار درون ظرف فرو برده تا اگر ماده نفتی به دمای اشتعال رسیده باشد، جرقه صورت گیرد. در نقطه اشتعال زمانی که شعله را نزدیک می‌کنند نور سفید رنگی تولید می‌کند. به عنوان مثال نتایج آزمایش را بصورت زیر گزارش می‌نمایند.

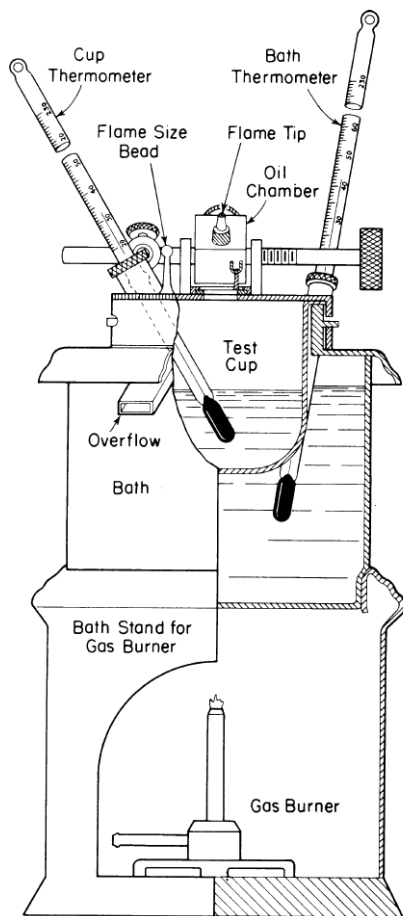
نام ماده	Flash point	Fire point
نفتگاز	60°C	110°C

خطاهایی که در این آزمایش ممکن است صورت بگیرد ناشی از تنظیم نبودن رنج افزایش دما در دقیقه و یا درست نخواندن دما در هنگام رخ دادن نقطه فلش از دماسنج می‌باشد.

ولی در روش Open Cup (D۵۶) (تصویر زیر) محصولات جانبی در زمان حرارت دادن از بین می‌رود. آزمایش با روش باز (Cleveland open cup) نقطه اشتعال برای مواد نفتی که نقطه اشتعال آنها زیر ۷۹ درجه سانتی گراد باشد به کار می‌رود.



در این آزمایش مقدار معینی نمونه در ظرف سرباز کلیولند (Cleveland) یا سربسته تگ (Tag Closed Cup Tester) با سرعت ثابت گرم می‌شود. هنگامی که مقدار کافی از ترکیبات فرار تبخیر و در بالای نمونه جمع شود، عبور یک شعله کوچک از روی نمونه باعث ایجاد جرقه می‌گردد. در این حال، دمای نمونه نشان دهنده ی نقطه اشتعال است. اگر گرم کردن نمونه ادامه یابد، به نقطه‌ای می‌رسیم که دیگر جرقه ایجاد شده خاموش نمی‌شود. دمای مربوطه معرف نقطه‌ی احتراق (Fire point) است.



روش انجام آزمایش بدین صورت است که، ظرف مخصوص دستگاه تا علامت نشانه از نمونه پر می‌شود. برای مشخص کردن نقطه اشتعال یک فرآورده معلوم با نقطه حداقل اشتعال در محدوده 23°F ، دمای نمونه برای شروع آزمایش باید حدود 32°F تا 50°F پایین تر از نقطه اشتعال مورد نظر باشد و دمای ترمومتر هر 2°F خوانده شود. دمای Cup مورد آزمایش نیز باید 32°F زیر نقطه اشتعال مورد نظر فرآورده باشد. برای مشخص نمودن نقطه اشتعال یک فرآورده نامعلوم، آزمایش باید با دمای 50°F تا 70°F درجه فارنهایت، جهت فرآورده شروع شود. حرارت دادن به نمونه طوری تنظیم می‌شود که ابتدا در هر دقیقه 14°F تا 17°F درجه سانتیگراد افزایش دما داشته باشد. از 28°F درجه سانتیگراد مانده به نقطه اشتعال حرارت را کم کرده تا در هر دقیقه 5°F تا 6°F درجه سانتیگراد دما افزایش یابد. سپس هر 2°F درجه سانتیگراد شعله را از روی نمونه عبور می‌دهیم (مدت ۱ ثانیه) هنگامی که با عبور شعله از روی نمونه بخارات برای لحظه ای مشتعل و سپس خاموش می‌شوند، آن دما را یادداشت کرده و به عنوان نقطه اشتعال گزارش می‌شود. حرارت دادن را ادامه داده تا به دمایی برسیم که در آن دما با نزدیک شدن شعله بخارات حداقل به مدت ۵ ثانیه مشتعل باقی بماند. این دما را به عنوان نقطه آتش (Fire point) یادداشت می‌کنند.

در این آزمایش، فشار بارومتریک محیط در زمان انجام آزمایش مشاهده و ثبت می‌شود. وقتی فشارم تفاوت از $101,3\text{ kPa}$ (760 mm Hg) است، فلش پوینت را براساس فرمول‌های زیر تصحیح می‌نمایند:

$$\text{Corrected flash point} = C + 0,25 (101,3 - K)$$

$$\text{Corrected flash point} = F + 0,06 (760 - P)$$

$$\text{Corrected flash point} = C + 0,33 (760 - P)$$

که در آن‌ها فلش پوینت مشاهده شده برحسب درجات سانتیگراد، فارنهایت را با C و F و همچنین فشار بارومتریک محیط برحسب میلی‌متر جیوه و کیلوپاسکال

را به ترتیب با P و K نشان داده‌اند.

با توجه به اینکه این آزمایش در نقاط مختلف کشور انجام می‌شود و فشار هوا در آنجا متفاوت از فشار استاندارد ۷۶۰ میلی‌متر جیوه است. لذا بایستی نقطه اشتعال اندازه‌گیری شده را برای فشار جو تصحیح نمود. مثلاً در اقلیم تهران با فشار P برحسب میلی‌متر جیوه، فرمول نقطه اشتعال استاندارد فرآورده به صورت ذیل خواهد بود:

$$(p-760) \times 0.03 + \text{نقطه اشتعال در فشار اتمسفر تهران} = \text{نقطه اشتعال}$$

انجام این آزمایش در آزمایشگاه‌های انبار نفت به شرح زیر است:

بطور خلاصه‌تر، ابتدا فرآورده را تا خط نشانه داخل cup ریخته (معمولاً میزان نمونه ۷۵ میلی‌متر جهت انجام آزمایش مورد نیاز است) و با آماده کردن و نصب کردن کامل و محکم تجهیزات دستگاه، ترمومتر را در محل آن قرار داده شعله‌ها را روشن و تنظیم می‌نمایند. قطر دهانه شعله باید بین ۳٫۲ تا ۴٫۸ میلی‌متر باشد و محدوده دمایی ترمومترهای مورد استفاده نیز به شرح ذیل می‌باشد.

نوع فرآورده تحت آزمایش نقطه اشتعال	محدوده قابل اندازه‌گیری توسط دماسنج بر حسب درجه سانتیگراد	محدوده قابل اندازه‌گیری توسط دماسنج بر حسب درجه فارنهایت
نفت سفید - نفت گاز	۵- تا ۱۱۰	۲۰ تا ۲۳۰
نفت کوره	۱۰ تا ۲۰۰	۵۰ تا ۳۹۲
روغن‌ها	۹۰ تا ۳۷۰	۲۰۰ تا ۷۰۰

درجه تنظیم دما را براساس نوع فرآورده تنظیم باید نمود. این مقدار تنظیمی برای نفت‌گاز ۳ درجه و برای نفت سفید تنظیم روی ۲ درجه می‌باشد. در این مرحله میکسر را روشن نموده و دمای فرآورده تحت آزمایش را از روی ترمومتر مشاهده و با رعایت یک نسبت در طول آزمایش، برای هر یک دقیقه، ۲ درجه افزایش در دما را تنظیم می‌نمایند.

همانگونه که قبلاً بیان گردید، حداقل نقطه اشتعال برای نفت سفید حدود ۱۱۰ درجه فارنهایت و حداقل نقطه اشتعال برای نفتگاز حدود ۱۳۰ درجه فارنهایت و حداقل نقطه اشتعال برای ATK حدود ۱۲۰ درجه فارنهایت می‌باشد. لذا دمای نمونه را تا رسیدن به ۳۰ درجه تفاوت دما تا حداقل فلاش پوینت هر فرآورده دنبال می‌نمایند.

در این مرحله ضمن اعمال دقت زیاد، با افزایش هر دو درجه دما و خاموش کردن میکسریک عمل فلش یا اشتعال روی نمونه انجام می‌دهند. بطور تجربی ثابت شده است در صورتیکه درجه دما را یک درجه کمتر کنیم عمل اشتعال یا فلش با دقت بیشتری صورت می‌گیرد. در هر عمل فلش بایستی هر ۲ ثانیه یکبار شعله در دهانه خروجی بخارات فرآورده نگه داشته شود.

با توجه به دانش قبلی از حدود حداقل نقطه فلش فرآورده تحت آزمایش، بعد از حداقل دما یا کمی بالاتر از آن، شعله با یک انفجار کوچک خاموش می‌گردد که بعد از تکرار مجدد آن و نزدیک نمودن شعله، مشخص می‌گردد که نقطه فلش همین دمایی است که در آن انفجار کوچک یا بخارات آبی رنگ رخ داده است. این دما را به عنوان نتیجه آزمایش ثبت نموده و گزارش می‌نمایند.

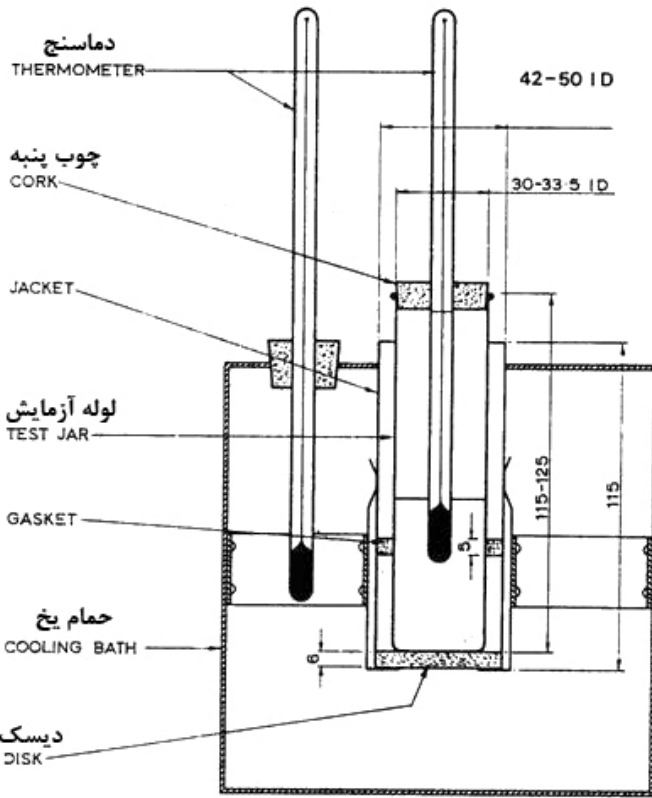
آزمایش تعیین نقطه ریزش فرآورده‌های نفتی

Pour point of petroleum Products (ASTM D- 97)



نقطه ریزش محصولات نفتی شاخصی از کمترین دمایی است که فرآورده مورد نظر در آن شرایط دارای حالت سیالیت است و قابلیت استفاده فرآورده مورد نظر را به لحاظ امکان حرکت در مسیرها و پاشش و ... نشان می‌دهد. به عبارتی دیگر، نقطه ریزش (Pour point) کمترین دمایی که در آن سیال نفتی از جریان می‌ایستد (نقطه شروع حالت جامد شدن) و این نقطه چند درجه از دمای ابری یا کدر شدن (Cloud point) پایین تر است. چنانچه دما از دمای ابری شدن پایین تر برود انجماد شروع می‌شود. با اطلاع از مقادیر دو نقطه ابری شدن و ریزش حدود استفاده برشها (بخصوص هنگام پمپاژ در زمستان) تعیین می‌گردد. روش انجام آزمایش به صورت زیر است:

پس از گرمایش اولیه، نمونه با سرعت مشخصی خنک شده و در فواصل زمانی ۵ ثانیه ای، سیالیت جریان آزمایش می‌شود. کمترین دمایی که در آن همچنان سیال جریان دارد به عنوان نقطه ریزش ثبت می‌گردد. بدین صورت که پس از تنظیم دستگاه مطابق شکل زیر، نمونه را بعد از گرم کردن اولیه در یک ظرف حاوی یخ (Cooling Bath) قرار می‌دهند.



نکته مهم در انجام این آزمایش این است که دمای ظرف بایستی بین ۱- تا ۲+ درجه سانتیگراد باشد و ترمومتر نیز می بایست حدود ۳ میلی لیتر زیر سطح مایع نفتی باشد. پس از یکی الی دو دقیقه نمونه را بیرون آورده و کمی آنرا کج نموده و به مدت ۵ ثانیه آنرا در وضعیت افقی قرار داده و به دقت آنرا مشاهده می‌کنند. اگر در این وضعیت سیال از خود حرکتی نشان دهد برای لوله آزمایش در پوشش (Jacket) قرار داده و آزمایش را برای ۳ درجه پائین تر تکرار می‌نمایند. این آزمایش را تا وقتی که سیال داخل ظرف آزمایش در حالت افقی به مدت ۵ ثانیه حرکتی از

خود نشان ندهد انجام می‌دهند. در اولین حالت دمای ترمومتر را به‌عنوان نقطه ریزش یادداشت می‌کنند.

براساس این استاندارد برای پائین آوردن دما تا ۹ درجه سانتیگراد از آب و یخ و جهت پائین آوردن دما تا منفی ۲۹ درجه زیر صفر از خرده یخ و کریستال‌های نمک کلرید سدیم و جهت رسیدن به دمای منفی ۲۷ درجه سانتیگراد زیر صفر از خرده یخ و کریستال‌های کلرید کلسیم استفاده می‌گردد. در این آزمایش، مواد شیمیایی شامل حلال‌های با درجه صنعتی شامل استون، اتانول، متانول، نفتا و دی‌اکسید کربن جامد به‌عنوان ماده سرد کننده حمام دمای پایین مناسب می‌باشند. توجه به این نکات که اتانول، استون، متانول و نفتا شدیداً قابل اشتعال هستند و دی‌اکسید کربن نیز بسیار خنک کننده می‌باشد و تا دمای ۷۸٫۵- درجه سانتیگراد سرماسازی می‌نماید بسیار حائز اهمیت است.

در این آزمایش وجود رنجی از ترمومترها براساس جدول زیر نیاز خواهد بود.

Thermometer	Temperature Range	Thermometer Number	
		ASTM	IP
High cloud and pour	-38 to + 50°C	5C	1C
Low cloud and pour	-80 to + 20°C	6C	2C
Melting point	+ 32 to + 127°C	61C	63C

جهت گزارش دهی به منظور بالابردن ایمنی در کاربرد ۵۰ درجه فارنهایت به دمای یادداشت شده اضافه نموده و نتیجه را به‌عنوان نقطه ریزش گزارش می‌نمایند.

آزمایش تعیین نقطه آنیلین فرآورده‌های نفتی

Aniline point of Petroleum Products (ASTM D- 611)



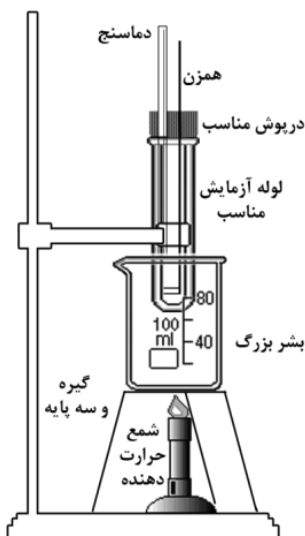
نقطه آنیلین پائین‌ترین دمائی برای یک فرآورده است که در آن حجم‌های مساوی از نمونه آن فرآورده و نمونه شاهد آنیلین (یک حجم نمونه و یک حجم نرمال هپتان) با خلوص مشخص به تعادل می‌رسند. منظور از به تعادل رسیدن دمایی است که در آن دما، دو فاز نمونه و آنیلین بعد از مخلوط شدن قابل تشخیص باشند.

با بدست آوردن نقطه آنیلین می‌توان میزان مولکول‌های آروماتیک (حلقوی و یادارای حلقه بنزنی) موجود در فرآورده مورد آزمایش را مشخص نمود. یکی از کاربردهای نقطه آنیلین برای شناسایی روغن‌ها است بدین صورت که اگر در روغن‌های روان‌کننده (Lubricating Oil) میزان آروماتیک بالا باشد، اندیس ویسکوزیته روغن کمتر است. اندیس ویسکوزیته (Viscosity Index) نشانگر تغییرات ویسکوزیته روغن با دما است هر چه اندیس ویسکوزیته بزرگتر

باشد تغییرات ویسکوزیته با دما کمتر است. هر چه میزان آروماتیک در برش مورد آزمایش کمتر باشد نقطه آنیلین آن برش نفتی بالاتر است. به‌عنوان یک کاربرد، برای بدست آوردن روغن قابل استفاده در چهار فصل سال باید میزان مولکول‌های حلقوی روغن پایین باشد و با آزمایش نقطه آنیلین و بالا بردن دمای این نقطه را می‌توان مورد سنجش قرار داد.

انجام آزمایش با استفاده از ابزار آزمایشگاهی

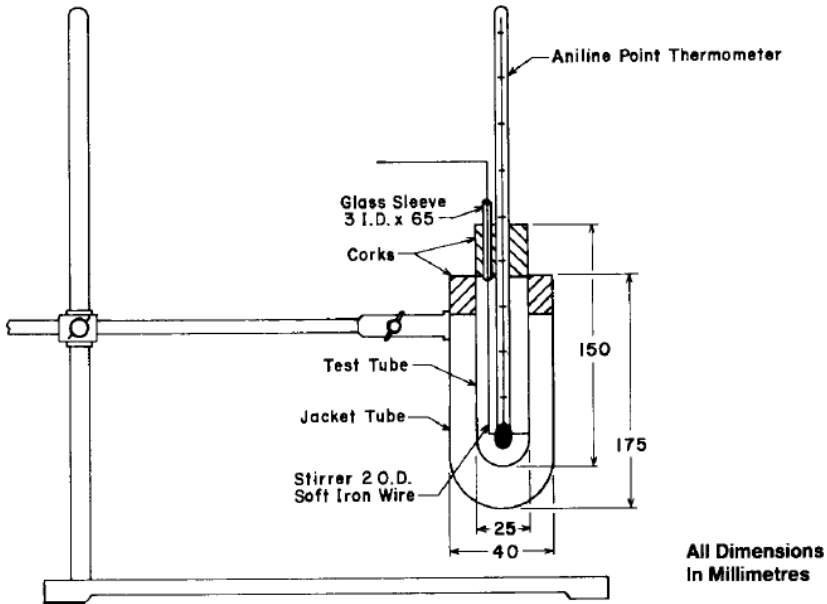
برای انجام این آزمایش، ابتدا دستگاهی مطابق شکل زیر برای شروع آزمایش فراهم می‌شود. دماسنج، همزن، چوب پنبه مناسب، لوله آزمایش مناسب، بشر بزرگ، گیره و سه پایه و شمع دهنده حرارت را می‌توان در کنار هم قرار داد.



روش انجام این آزمایش به شرح زیر است:

ابتدا در لوله آزمایش ۵ میلی لیتر از آنیلین و ۵ میلی لیتر از برش هیدروکربنی مورد آزمایش ریخته می‌شود. درب لوله آزمایش بایستی با چوب پنبه محکم بسته شده و دماسنج را در آن بصورت مناسب قرار داد. دماسنج را بایستی بالاتراز سطح

روغن و آنیلین بصورت عمودی قرار داد. لوله آزمایش را با کمک گیره در حمام گرم کننده قرار داده و شعله زیر آن را روشن می‌نمایند. شکل زیر ابعاد و مشخصات موردتوصیه استاندارد برای این دستگاه را در آزمایشگاه نشان می‌دهد.



برای گرم کردن از حمام روغن، گلیسرین، پارافین استفاده می‌گردد. با کمک همزن مرتب مواد درون لوله را هم زده و با دقت به دما و مواد درون لوله بایستی توجه نمود.

دمایی که در آن دوفاز آنیلین و برش نفتی تشکیل یک فاز را می‌دهند خوانده می‌شود. این دما همان نقطه آنیلین است و بعد از سرد شدن و دوفازی شدن نیز می‌توان دما را مشاهده کرد.

آزمایش تعیین نقطه آنیلین با استفاده از دستگاه مربوط

تصویر زیر نشان دهنده دستگاه طراحی شده جهت تعیین نقطه آنیلین است.



در این روش، حجم‌های مشخصی از نمونه و آنیلین را در لوله آزمایش مخصوص دستگاه ریخته، ضمن گرم کردن، به وسیله همزن دستگاه بخوبی مخلوط می‌شوند. نقطه آنیلین درجه حرارتی است که نمونه با آنیلین مخلوط شده، رنگ مخلوط روشن و بلافاصله کدر شود. از این روش برای تعیین نقطه آنیلین نمونه‌های شفاف و نمونه‌هایی که رنگشان کمتر از ۶/۵ (ASTM Colour Scale D-۱۵۰۰) باشد، استفاده می‌شود.

روش آزمایش با استفاده از این دستگاه به صورت زیر است:

ابتدا دستگاه را خشک و تمیز می‌نمایند. سپس در درجه حرارت محیط ۱۰ میلی لیتر آنیلین را به دقت و به وسیله پیپت برداشته در لوله آزمایش می‌ریزند. سپس به همان مقدار نمونه تحت آزمون را در لوله آزمایش می‌ریزند. اگر نمونه غلیظ باشد بایستی نمونه را معادل ۱۰ میلی لیتر بوسیله ترازو در درجه حرارت محیط وزن نموده و درون لوله آزمایش ریخت.

دماسنج را طوری در لوله آزمایش وارد می‌کنند که در مرکز آن قرار گرفته و

مخزن جیوه آن به کناره لوله آزمایش نچسبد و خط مخصوص آن در سطح مایع باشد. سرعت همزن داخل لوله آزمایش را طوری تنظیم می‌کنند که هوا وارد مایع نشود و موجب گرم شدن مایع بطور یکنواخت بین ۱ تا ۳ درجه سانتیگراد در دقیقه شود.

هنگامی که نمونه بخوبی مخلوط شد، حرارت را طوری تنظیم می‌کنند که همزمان با روشن و ابری شدن نمونه در محفظه آزمایش (که خود نشانگر نقطه آنیلین است) بطور متناوب چراغ‌های قرمز و سبز دستگاه با اختلاف ۰٫۱ تا ۰٫۲ درجه سانتیگراد خاموش و روشن شود.

زمانیکه که حرارت نمونه از نقطه آنیلین بالاتر رفت که این حالت با روشن شدن رنگ مخلوط در محفظه مشخص می‌شود، با کم کردن حرارت به میزان ۰٫۵ تا ۱ درجه سانتیگراد در دقیقه و همچنین با تنظیم پیچ مربوط به نور، شرایط را به نقطه آنیلین نزدیک می‌نمایند.

هنگامی که اختلاف نتیجه جهت سه بار خواندن برای نمونه‌های روشن بیش از ۰٫۱۱ درجه سانتیگراد و برای نمونه‌های تیره بیش از ۰٫۲ درجه سانتیگراد نشود، آزمایش را متوقف نموده و میانگین این سه بار قرائت را گزارش می‌کنند. اگر اختلاف بیش از این مقادیر شود، آزمایش را مجدداً تکرار می‌نمایند.

اندازه‌گیری هدایت الکتریکی سوخت‌های هوائی

Electrical Conductivity of Aviation Fuels ASTM D 2624



این روش آزمایش استاندارد برای تعیین هدایت الکتریکی (Electrical Conductivity) سوخت‌های هوائی و تقطیری (Aviation and Distillate Fuels) می‌باشد. الکتریسته ساکن ایجاد شده در هنگام جابجایی سوخت، می‌تواند باعث تخلیه بار و ایجاد جرقه با انرژی زیاد و مشتعل شدن مخلوط قابل احتراق سوخت شود. مسئله مخاطرات ناشی از الکتریسته ساکن در سوخت هواپیماها از دیرباز سبب انجام پژوهش‌های متعددی در جهت رفع آن گردیده است. بنا بر پژوهش‌های انجام شده معلوم گردید که افزودن ماده ۳-ASA می‌تواند این مشکل را بر طرف سازد. البته نکته مهم این است که گرچه این ماده میزان هدایت‌سنجی را تا حد قابل ملاحظه‌ای پایین می‌آورد اما کمیت این ماده تا میزان معینی در کاهش هدایت‌سنجی تاثیر دارد و پس از افزودن مقداری مشخص، میزان هدایت‌سنجی در خط مستقیم قرار می‌گیرد و اضافه کردن ماده بهبود دهنده هدایت الکتریکی ماده افزودنی ضد استاتیک (Anti-Static Additive) در مقادیری بیش از این میزان مشخص، تاثیری در کاهش میزان هدایت‌سنجی نخواهد داشت.

همچنین پژوهش‌های انجام شده در این خصوص نشان داده است که بهترین میزان هدایت‌سنجی برای سوخت در بنزین هواپیما بایستی در محدوده زیر باشد.

$$\text{CONDUCTIVITY} = 600 - 150 \text{ (PS /M)}$$

روش انجام آزمایش:

در این آزمایش با اعمال یک ولتاژ بر روی دو الکتروود دستگاه هدایت سنج قرارداده شده در نمونه سوخت، جریان حاصل شده به عنوان یک مقدار هدایت بیان می شود. ظرف نمونه گیری (شیشه ای یا فلزی) نباید مرطوب بوده و در صورت مشاهده رطوبت قبل از نمونه گیری با الکل ایزوپروپیل شستشو شود. سرعت بالای تبخیر الکل ظرف را خشک خواهد نگهداشت. نگهداری ظرف نمونه گیری در دمای ۲ تا ۵ درجه بالای درجه حرارت محیط، مشکلات ناشی از کندانس شدن رطوبت محیط را در نمونه و دیوار ظرف برطرف خواهد نمود. نمونه اخذ شده نباید کمتر از یک لیتر باشد. بایستی دقت نمود باتوجه به تاثیر نور خورشید بر تجزیه مواد افزودنی سوخت جت، قراردادن نمونه در ظرف شیشه ای در حدود کمتر از ۵ دقیقه سبب تجزیه و تغییرات مواد اکتیو و در نتیجه تغییر در نتیجه هدایت سنجی خواهد گردید.

برای اطمینان از دقت آزمایش و مناسب بودن وضعیت عوامل تاثیرگذار بر آزمایش و پذیرش سطحی قابل قبول از نتایج حاصل از تجهیزات و نفرت آزمایش کننده، مکان ها و زمان های کاری و ... می بایست تکرار پذیری و تجدیدپذیری را کنترل نمود. هدایت سنج مورد استفاده بر طبق این استاندارد، ۹۰۰ Meter Maihak MLA می باشد که دقت آن برای قابلیت تکرار روی نمونه و انجام مجدد (آزمایش کننده دیگر یا دستگاه دیگر و یا زمان دیگر) در جدول زیر نشان داده شده است.

Conductivity, pS/m	Repeatability	Reproducibility
1	0	0
15	2	2
20	2	2
30	3	3
50	5	5
70	7	7
100	9	9
200	17	16
300	23	22
500	36	34
700	47	46
1000	64	61
1500	89	86

جدول فوق درخصوص دقت در اندازه‌گیری دما در صورت تغییر زیاد دمای نمونه در حین آزمایش معتبر نیست. گزارش هدایت‌سنجی دردمائی که آزمایش صورت پذیرفته است می‌بایست ارائه شود. در صورتیکه نتیجه هدایت نمونه مورد آزمایش صفر باشد، می‌بایست بصورت کمتر از ۱ PS/M گزارش گردد.

اندازه‌گیری فشار بخار در برش‌های نفتی

Vapor Pressure Measurement



مفهوم فشار بخار (Vapor Pressure)

سیالات مختلف از جمله فرآورده‌های نفتی، در یک فضای بسته زمانی که در معرض تغییرات فشار و دما واقع می‌شوند، در هر زمان قسمتی از مایع می‌تواند بصورت بخار در آید. تا زمانی که محفظه بسته باشد بخار حاصل نمی‌تواند فرار کند. با تبخیر بیشتر مایع حالتی بوجود می‌آید که سرعت تبدیل بخار به مایع و برعکس یکسان می‌گردد. به این نقطه از شرایط ترمودینامیکی، نقطه تعادلی گفته می‌شود. آن قسمت از مایع که بخار شده است فشاری را روی فاز مایع خود (و البته روی تمام قسمتهای محفظه) وارد می‌آورد. فشاری که بخار یک مایع در حال تعادل با مایع خود در دمای ثابت و معین دارد فشار بخار آن مایع (Vapor

(Pressure) در آن دما خوانده می‌شود.

واضح است فشار بخار حاصله بستگی به دما، نوع ماده و در صورت مخلوط بودن به ترکیب درصد مایع مزبور بستگی خواهد داشت. هرچه مولکول‌های یک مایع بزرگتر شوند، سنگین تر شده، فشار بخارش در آن دما نسبت به مایع با مولکول‌های سبک ترکمتر می‌شود.

کاربرد فشار بخار فرآورده‌ها در صنعت نفت

با استفاده از یک فشارسنج، فشار بخار در ظرف‌ها (Vessel) و مخازن (Tank) که تا درصدی از حجم خود، از یک مایع پر شده اند را اندازه می‌گیرند. ظرف‌ها و مخازن معمولاً برای حداکثر فشار موجود آن به اضافه ۱۰٪ حاشیه ایمنی (Safety Margin) طراحی می‌شوند. بنابراین دانستن فشار بخار فرآورده‌های نفتی به‌عنوان یک پارامتر عمده طراحی مخازن و همچنین شرایط نگهداری فرآورده‌های نفتی است.

ازسوی دیگر، محصولات تولیدی پالایشگاه می‌بایست دارای مشخصات ویژه ای بوده، استانداردهایی در آنها رعایت شده باشد تا قابلیت مصرف داشته باشند. میزان فشار بخار از جمله مهمترین خصوصیات مورد توجه است که علاوه بر کیفیت و قیمت، از نقطه نظر ایمنی هنگام انتقال و ذخیره سازی نیز فوق العاده مهم می‌باشد و همواره مورد آزمایش و کنترل واقع می‌شود.

از طرفی هدف از انجام آزمایش فشاربخار، تعیین میزان فشار بخار گازهای حل شده یا مایع شده در فرآورده، در دمای معین می‌باشد. فشار بخار فرآورده نشان دهنده ی تمایل هیدروکربن‌ها به فرار از فاز مایع و ایجاد فاز بخار در حالت تعادل با مایع است. بنابراین اهمیت این آزمایش به لحاظ نشان دادن میزان فرآورده‌های بسیار سبکی است که از نظر ایمنی باید مورد توجه قرار گیرد. از لحاظ قابلیت مصرف سوخت، اگر فشار بخار از حد معین بیشتر باشد سبب تبخیر زیاد فرآورده شده و این بخارات در لوله انتقال سوخت جمع شده و مانند سدی عمل کرده و جلوی انتقال سوخت را می‌گیرد و اگر فشار بخار از حد معین کمتر باشد موتور خودرو خوب استارت نمی‌خورد.

فشار بخار در به حرکت در آوردن، گرم کردن و تمایل به خفگی در اثر ایجاد

بخار در دماهای کارکرد بالا یا ارتفاعات زیاد موثر می‌باشد. در برخی مناطق حد بالای فشار بخار برای بنزین، ملاکی جهت بازبینی آلودگی هوا می‌باشد. فشار بخار نفت خام جهت حمل و نقل و تصفیه اولیه آن برای تولید کننده و تصفیه کننده دارای اهمیت بسزایی است.

یکی از خواص فیزیکی مهم مایعات فرار مقدار فشار بخار آنها می‌باشد که خصوصا جهت بنزین‌های اتومبیل و هواپیما علاوه بر اهمیت بعد ایمنی، از جهت قابلیت مصرف نیز دارای اهمیت است.

طبق استاندارد پذیرفته شده در خصوص میزان فشاربخار بنزین در اقلیم‌های مختلف، میزان فشار بخار بنزین در فصول مختلف سال معمولا به صورت زیر تنظیم و توزیع می‌گردد:

از ابتدا تا انتها اردیبهشت	حداکثر ۶۲ کیلو پاسکال
از ابتدا خرداد تا انتها شهریور	حداکثر ۵۵ کیلو پاسکال
از ابتدا مهر تا انتها آبان	حداکثر ۶۲ کیلو پاسکال
از ابتدا آذر تا انتها اسفند	حداکثر ۶۹ کیلو پاسکال

برای اندازه‌گیری فشار بخار روشها و وسایل خاصی موجود است که در ادامه و ضمن اشاره به روشهای استاندارد ASTM به آنها خواهیم پرداخت.

اندازه‌گیری فشار بخار به روش رید

Reid Vapor Pressure ASTM-D323



فشار بخار رید (Reid Vapor Pressure) یا بطور خلاصه RVP، روش ویژه‌ای جهت اندازه‌گیری فشار بخار مایعات نفتی، بنزین و برش‌های هیدروکربنی می‌باشد. این نوع فشار بخار با فشار بخار واقعی مایع (True Vapor Pressure) متفاوت است. فشار بخار رید نه از نوع مطلق و نه از نوع نسبی است اما به فشار مطلق نزدیک است. (فشار بخار واقعی ۵ تا ۹٪ از RVP بیشتر است).

شکل زیر تصویری از یک دستگاه اندازه‌گیری فشار بخار رید را نشان می‌دهد. دستگاه مربوطه، شامل ظرف حاوی نمونه، محفظه یا اتاق هوا و مانومتر می‌باشد. به عبارت دیگر این وسیله مجموعه ایست از سه قسمت:

- محفظه مایع (Liquid Chamber)
- محفظه هوا یا بخار (Air Chamber or Vapor Chamber)
- اندازه‌گیر یا اندازه‌نمای فشار (Gauge Pressure)

نسبت تقریبی حجم محفظه مایع به محفظه بخار در این دستگاه به نسبت ۲۰ به ۸۰ است. این مجموعه در یک حمام ترموستاتیک ۱۰۰ درجه فارنهایت قرار می‌گیرد. پس از رسیدن به تعادل، فشار بخار در روی مانومتر رقم ثابتی را نشان می‌دهد که همان فشار بخار رد نمونه است. به علت وجود هوا در محفظه دستگاه، فشار اندازه‌گیری شده، فشار بخار حقیقی (True Vapor Pressure) یا به

اختصار TVP نمونه نیست ولی بین فشار بخار رد و فشار بخار حقیقی رابطه‌ای وجود دارد.

بطور خلاصه محفظه مایع از ماده نفتی سرد پر شده به محفظه بخار وصل می‌شود و در حمام آب ۳۷٫۸ درجه سانتیگراد قرار داده می‌شود. مقدار فشار ثابت بدست آمده به عنوان RVP گزارش می‌شود.

روش آزمایش جهت فرآورده‌های سبک نظیر بنزین و JP۴ به صورت زیر است: ابتدا دستگاه فشار بخار را روشن کرده تا دمای حمام دستگاه به ۱۰۰ درجه فارنهایت رسیده و در این دما ثابت بماند. شیشه حاوی نمونه را نیز به مدت ۹۰ دقیقه درون یخچال با دمای صفر تا ۴ درجه سانتیگراد قرار می‌دهند.

پس از رسیدن دمای حمام به ۱۰۰ درجه فارنهایت اندازه گیر فشار (Gauge Pressure) را به مدت ۲۰ الی ۴۰ دقیقه درون حمام قرار داده تا دمای محفظه بخار به ۱۰۰ درجه فارنهایت برسد. پس از گذشت زمان‌های بیان شده در فوق، نمونه را از یخچال خارج کرده و آن را درون محفظه (CUP) می‌ریزند. حال محفظه را به اندازه گیر فشار متصل می‌نمایند. اندازه گیر را وارونه نموده به طوری که محفظه فرآورده بالا و خود فشارسنج به سمت پایین باشد. با انجام این عمل فرآورده به درون محفظه بخار سرازیر می‌شود. حال اندازه گیر فشار را ۸ مرتبه به صورت زاویه ۴۵ درجه محکم تکان می‌دهند. سپس آن را درون حمام فشار بخار قرار داده پس از گذشت ۵ دقیقه عمل ۸ بار تکان دادن را تکرار می‌کنند. سپس اندازه گیر را دوباره درون حمام قرار داده و پس از گذشت ۲ دقیقه فشار بخار را از روی فشارسنج می‌خوانند. این کار را هر دو دقیقه یکبار تکرار می‌کنند تا جاییکه دو عدد خوانده شده یکسان شوند که در این حالت بخار و مایع داخل محفظه‌ها به تعادل رسیده است. عدد نهایی را پس از اضافه یا کم کردن خطای فشارسنج به عنوان RVP نمونه یا فشار بخار رد گزارش می‌کنند

در جهت نگهداری و حفظ دقت تجهیزات، پس از اتمام آزمایش هر دو محفظه مایع و بخار را با آب گرم، سپس با برش نفتی سبک (Light Naphtha) و در مرحله سوم با استن شستشو داده در نهایت با هوای خشک، خشک می‌کنند. محفظه مایع را داخل یخچال و محفظه بخار را داخل حمام ۳۷٫۸ درجه سانتیگراد قرار می‌دهند تا برای آزمایش بعدی آماده شوند.

آزمایش تعیین مقدار خاکستر

Ash Content Test ASTM D-482



ازاین آزمون برای تعیین میزان خاکستر (حاصل از سوختن) درمحدوده ۰٫۰۰۱ تا ۱۸٫۰ درصد وزنی (۱۰ تا ۱۸۰ میلی گرم در کیلوگرم) بر روی برش های نفتی، نفت کوره، سوخت های توربینی، نفت خام، معیانات گازی، روغن ها، واکس ها، انواع قیرها، لجن های نفتی و هرنوع دیگری از فرآورده ها و باقیمانده های هیدروکربنی استفاده می شود.

مقدار خاکستر موجود در نمونه معمولاً نمایانگر میزان آلودگی ها و مواد ناخواسته می باشد. عمدتاً مقدار خاکستر در فرآورده های سنگین اندازه گیری می شود.

روش انجام این آزمایش به شرح زیر است:

در این آزمایش ابتدا نمونه وزن شده را در یک بوته در داخل دستگاه مربوط به این آزمایش حرارت داده و سپس باقیمانده ی زغالی را در کوره قابل کنترل مافل تا دمای ۷۷۵ درجه سانتیگراد با نرخ دمائی مناسب قرار می دهند تا به خاکستر تبدیل شود. پس از مدتی بوته را از کوره خارج ساخته، سرد می کنند. آن چه در بوته باقی می ماند، خاکستر نمونه است که اساساً از املاح معدنی غیر فرار تشکیل شده است. فرمول زیر مقدار درصد خاکستر را بدست خواهد داد.

$$\text{Ash, mass \%} = (w/W) \times 100$$

که در آن w جرم خاکستر برحسب گرم و W جرم نمونه برحسب گرم می باشد.

آزمایش تعیین باقیمانده کربن کنرادسون

Conradson Carbon Residu ASTM D189



مشخصه باقیمانده کربن کنرادسون در مورد فرآورده‌های غیرفرار تعیین مطرح می‌گردد. زمانی که میزان مواد غیرفرار و سنگین در نتیجه تجزیه حرارتی ایجاد زغال می‌نماید، باقیمانده حاصله مشخص کننده میزان کربن باقیمانده تحت عنوان باقیمانده کربن کنرادسون خواهد بود.

روش انجام این آزمایش به شرح زیر است:

در این آزمایش، ابتدا وزن معینی از نمونه فرآورده تحت آزمایش را در یک بوته ریخته و حرارت داده تا تبخیر شود. در ادامه عملیات حرارت دهی باقیمانده تبخیر نشده تجزیه خواهد شد. با ادامه حرارت دهی بخارها مشتعل می‌شوند تا اینکه احتراق پایان می‌پذیرد. پس از پایان یافتن احتراق، باقیمانده خاموش شده را که در بوته مانده است تکلیس می‌کنند. پس از عملیات تکلیس و بعد از سرد کردن بوته، یک باقیمانده زغالی به دست می‌آید که باید مقدار خاکستر حاصل از آزمایش قبلی را از آن کسر نمود. باقیمانده ی بدست آمده نشان دهنده کربن کنرادسون است. برای نمونه ای که از باقیمانده تقطیر ۱۰ درصد بدست می‌آید داریم:

$$\text{Carbon residue} = (A \times 100) / W$$

که در آن A جرم کربن باقیمانده بر حسب گرم و W جرم نمونه بر حسب گرم

می‌باشد.

آزمایش تعیین درجه نفوذ پذیری مواد آسفالتی

Penetration of Bituminous Test ASTM D- 5



مشخصه درجه نفوذ پذیری در فرآورده های جامد یا نیمه جامد (عمدتاً قیرها، گریس ها، پارافین ها و موم ها) اندازه گیری می شود. در این آزمایش برای مواد اشاره شده، میزان نفوذ یک سوزن یا یک مخروط استاندارد (برحسب دهم میلی متر) که در اثر یک وزنه مشخص (طبق استاندارد یک وزنه ۱۰۰ گرمی) در یک مدت معین (مطابق استاندارد برابر ۵ ثانیه) و در دمای ۲۵ درجه سانتیگراد در نمونه مورد نظر صورت می پذیرد اندازه می گیرند.

انجام این روش برای محاسبه مقدار فرورفتگی جهت قیرهای سفت و نیمه سفت توسط سوزن و وزنه ۵۰ گرمی به مدت ۵ ثانیه در درجه حرارت مشخص (طبق استاندارد ۲۵ درجه سانتیگراد) صورت می پذیرد. درجه نفوذ برای طبقه بندی قیرهای جاده سازی به کار می رود. بسته به درجه سفتی قیر مطابق با دستورالعمل های استاندارد، در بعضی از آزمایشات قیر از وزنه های ۱۰۰ یا ۲۰۰ گرم نیز استفاده می شود.

وسائل لازم جهت انجام این آزمایش شامل موارد زیر است:

- دستگاه مخصوص اندازه گیری نفوذ (Penetration) که دارای سوزن مخصوص و طراحی شده برای این منظور بوده و در موقع فرورفتگی بایستی به صورت

- کاملاً عمودی با وزن ۴۷/۵ گرم و همراه سوزن ۵۰ گرم می‌باشد.
- سوزن مخصوص که از آلیاژ مخصوص استیل و بسیار سخت در مقابل حرارت ساخته شده که حدوداً ۵۰ میلی متر طول آن و یک میلی‌متر قطر داخلی می‌باشد. در تصویر زیر چند نمونه دیگر از سوزن‌های استاندارد تا ۲۰۰ گرم نیز نشان داده شده است.



- ظرف نمونه و انتقال دهنده
 - حمام آب با ظرفیت ۱۰ لیتر و درجه حرارت 25°C
 - دماسنج از نوع ترمومتر (Thermometre) های مایع در شیشه
- روش انجام این آزمایش به صورت زیر است:
- ابتدا نمونه را توسط حرارت نرم و سپس تحت شرایط خاصی که استاندارد مطرح نموده است سرد می‌نمایند. مقدار فرورفتگی توسط نفوذکننده (Penetrometer) و سوزن مخصوص استاندارد تحت شرایط یادشده اندازه‌گیری می‌شود. روش اجرای آزمایش بدین صورت است که ابتدا مقداری قیر را حدود ۶۰ درجه یا تا دمایی بالاتر از نقطه نرمی گرم می‌نماییم و سپس درون ظرف مخصوص می‌ریزیم. این ظرف دارای ۵٫۵ سانتیمتر قطر و ۳٫۵ سانتیمتر ارتفاع می‌باشد. باید دقت شود که سطح قیر کاملاً صاف و بدون حباب باشد. جهت صاف نمودن سطح قیر می‌توان از کاردک استفاده نمود. ظرف حاوی قیر را در معرض هوای آزمایشگاه قرار می‌دهیم تا قیر سرد شود. سپس ظرف قیر را در داخل حمام آب گرم با درجه حرارت ۲۵ درجه قرار می‌دهیم تا پس از یک ساعت و نیم قیر با آب داخل حمام به تعادل برسد. ظرف را از درون حمام آب گرم خارج کرده و سطح آن را با دستمال نخی خشک می‌نماییم. طوری ظرف را زیر دستگاه تعیین درجه نفوذ قرار می‌دهیم که نوک سوزن و نوک تصویر آن در

سطح براق قیر بر روی هم منطبق شوند. حال درجه دستگاه را صفر می‌نماییم و با زدن کورنومتر، سوزنی که وزن آن با متعلقاتش ۱۰۰ گرم می‌باشد رها می‌شود و طی ۵ ثانیه مقدار نفوذ سوزن روی صفحه مدرج قرائت می‌شود و یادداشت می‌شود. این آزمایش برای هر نمونه (هر ظرف) ۵ تا ۱۰ بار انجام می‌شود و مقادیر بدست آمده یادداشت می‌شود. توجه نمایید که مقادیر بدست آمده بر حسب دهم میلی‌متر می‌باشد. باید دقت نمایید که فواصلی سوزن در قیر نفوذ می‌کند از یکدیگر فاصله تقریباً یکسانی داشته باشند و به لبه ظرف بیش از حد نزدیک نباشد تا خطای آزمایش کم شود. این تعداد آزمایش سبب می‌شود که خطای آزمایش کاهش یابد. میانگین اعداد بدست آمده همان میزان درجه نفوذ قیر خواهد بود.

آزمایش تعیین نقطه نرمی قیر

Bitumens Softening Point Test ASTM D-36



درجه نرمی قیر دمایی است که قیر در آن دما تحت شرایط خاص آزمایش از حالت جامد به حالت روان تبدیل شده و نرمی خاصی پیدا می‌کند. قیر در یک دمای مشخص از حالت جامد به حالت مایع تغییر حالت می‌دهد. این تغییر حالت قیر در اثر افزایش درجه حرارت بطور تدریجی انجام می‌گیرد. مطابق روش فوق اندازه‌گیری نقطه نرمی قیر با استفاده از روش حلقه و رینگ (Ring ball) انجام می‌پذیرد. تصویر زیر اجزاء لازم جهت مونتاژ حمام آزمایش را نشان می‌دهد.

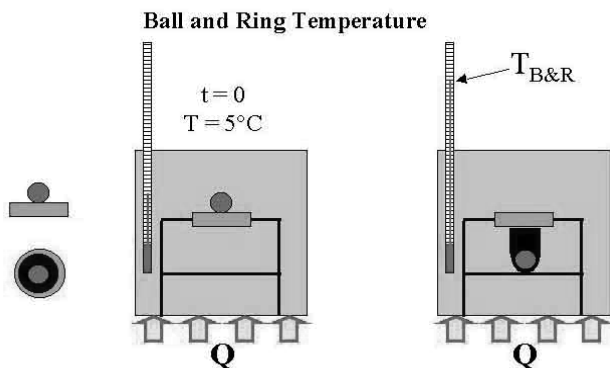


به طور خلاصه یک حلقه استاندارد را روی یک صفحه قرار می‌دهند و از قیر گرم پر می‌کنند. پس از آن که قیر سفت شد، روی قیر یک ساچمه ی فولادی استاندارد قرار می‌دهند و سپس این مجموعه را در حمام آب قرار داده و دمای آب را با سرعت معین افزایش می‌دهند. قیر در اثر دمای ملایم حمام به تدریج نرم می‌شود. زمانی که ساچمه از قیر عبور کرده و سقوط نماید، دما را یادداشت می‌نمایند. این دما همان نقطه نرم شدن قیر است. بنابراین در روش (Ring Ball) نقطه نرمی قیر درجه حرارتی است که در آن دما کره ی فولادی با وزن و قطر معین از داخل یک لایه قیر با قطر و ضخامت مشخص عبور می‌کند و به صفحه ای که در فاصله ۲۵ میلی‌متری از آن قرار دارد می‌رسد. تصویر زیر نمونه ای از مونتاژ تجهیزات آزمایش را نشان می‌دهند.



روش انجام آزمایش مطابق استاندارد ASTM D۳۶ به صورت زیر است:
 مقدار لازم از قیر را در ظرف مخصوص ریخته و حرارت می‌دهند تا قیر کاملاً ذوب و یکنواخت گردد و قطرات احتمالی موجود در آن بخار شود.
 حلقه‌ها را که قبلاً تمیز و آماده گردیده است روی یک صفحه که با مقداری گلیسیرین مایع به جهت عدم چسبندگی قیر به سطح زیر، آغشته شده است قرار می‌دهند و سپس قیر مذاب را به آرامی داخل حلقه ریخته تا سطح آن یکنواخت

و صاف شود. اگر سطح قیر درون حلقه پس از سرد شدن ناصاف بود بایستی با یک تیغه داغ قیرهای اضافی را جدا کرده تا سطح آن صاف شود. حلقه‌های آماده شده را در دستگاه Ring ball قرار داده و کره فولادی را روی سطح قیر در وسط آن قرار داده و مجموعه را داخل بستر محتوی آب قرار می‌دهند. شکل زیر شماتیک روش این آزمایش را نشان می‌دهد.



همانگونه که قبلاً شرح داده شد، در این روش دمای حمام آب را تا رسیدن به دمایی که در آن کره فولادی از درون قیر عبور کرده و به پایین بشر سقوط نماید افزایش می‌دهند. این دما را به عنوان نقطه نرمی قیر گزارش می‌کنند. در حمام مورد استفاده برای این آزمایش، اگر نقطه نرمی قیر بالاتر از ۸۰ درجه سانتیگراد باشد از گلیسیرویل (گلیسرین) به جای آب در حمام استفاده می‌شود. آزمایش را برای دو نمونه از یک قیر انجام می‌دهند اگر دمای بدست آمده بیشتر از ۱ درجه سانتی‌گراد تفاوت داشته باشد بایستی آزمایش را تکرار نمود.

آزمایش کشش یا انگمی قیر**Ductility Test ASTM D113**

یکی از مهمترین خواص قیر در انتخاب آن به عنوان ماده اصلی در تولید و استفاده محصولاتی چون آسفالت و روکش راه سازی، عایق کاری بام‌ها، کانال‌ها، تونل‌ها و خطوط لوله انتقال آب، گاز، فرآورده‌های نفتی و نفت خام مطرح می‌باشد خاصیت چسبندگی و کشش آن است. خاصیت کشش یا انگمی قیر، قابلیت استفاده قیر را برای این کاربردها معین می‌نماید.

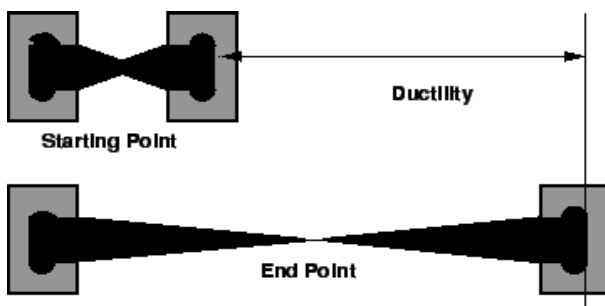
تصویر زیر نمونه ای از این قالب‌های استاندارد را نشان می‌دهد.



در این آزمایش قیری تحت آزمون مانند تصویر زیر در قالب قرار داده می‌شود.



نمونه قرارداده شده در قالب را در یک حمام با دمای ۲۵ درجه سانتیگراد قرار می‌دهند، سپس فک‌هایی که قیر را در میان گرفته اند با سرعت ۵ سانتی متر بر دقیقه از هم دور می‌کنند (Starting Point).



قیر کشیده می‌شود و هنگامی که به دو قسمت پاره گردید (End Point)، فاصله بین دو فک را اندازه می‌گیرند و به عنوان کشش قیر گزارش می‌دهند.

آزمایش نقطه ترک قیر

Fraass Breaking Test EN-12593



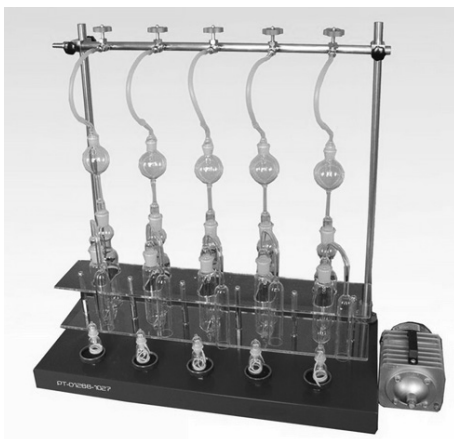
برای تعیین نقطه ترک (Fraass Breaking) قیر یک صفحه نازک فولادی را مانند تصویر زیر با لایه نازکی از قیر می پوشانند و بین دو گیره متکی به یک پایه قرار می دهند.



مجموعه گیره و صفحه قیراندود را در یک حمام سرد (طبق استاندارد حمامی متشکل از استون و یخ کربنیک یا یخ خشک) قرار می دهند. در فواصل دمایی معین طی سرد شدن حمام بواسطه تبخیر یخ خشک و کاهش دمای حمام، صفحه قابل انعطاف را خارج نموده، خم می کنند. هنگامی که شکاف هایی در لایه قیر ایجاد شود، دمای مربوط را که همان نقطه ی ترک است، یادداشت می کنند. نقطه ترک قیر قابلیت کاربرد قیر جهت شرایط آب و هوایی مناطق جغرافیایی مختلف و همچنین امکان کاربردهای مختلف آن را نشان می دهد.

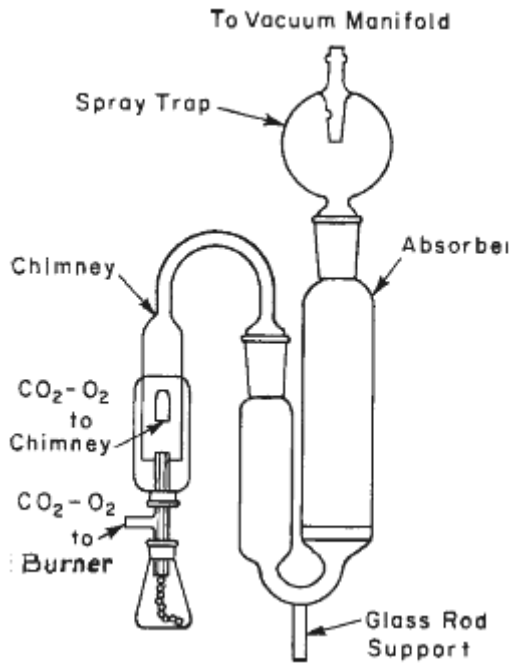
آزمایش تعیین میزان گوگرد با روش لامپ

Lamp Method Sulfor Content Test ASTM D4294



ترکیبات گوگردی که شامل سولفید هیدروژن، سایر سولفیدها و دی سولفیدهای حلقوی و ترکیبات تیوفنی می‌باشند، در مجموع به‌عنوان یکی از پارامترهای کلیدی خواص در تعیین سطح کیفیت فرآورده‌ها بوده و جزء ترکیبات ناخواسته و مضر در مسائل زیست محیطی و خوردگی فلزات محسوب می‌گردند. ترکیبات گوگردی اسیدی که در فرآورده‌های نفتی وجود دارند دارای بوی زننده بوده، در مخازن نیز ایجاد خوردگی می‌کنند. همچنین گوگرد سم کاتالیزورهایی است که در عملیات پالایشی به کار می‌روند. گوگرد خاصیت آرام سوزی بنزین‌ها را نیز کاهش می‌دهد. در اثر احتراق، گوگرد تبدیل به دی اکسید گوگرد می‌شود که در حضور آب تولید اسید سولفوریک رقیق می‌کند و باعث خوردگی در لوله‌های آگروز و دودکش‌ها می‌شود. همچنین ترکیبات گوگردی مسائل زیادی از نظر آلودگی محیط زیست به وجود می‌آورند.

مقدار گوگرد فرآورده‌های نفتی با روش‌های مختلفی مانند روش چراغ (Lamp method) و روش بمب (Bomb method) قابل اندازه‌گیری است.



در روش چراغ نمونه را در یک چراغ و در روش بمب نمونه را در یک بمب کالریمتر می‌سوزانند. نمونه‌گیری براساس جدول زیر صورت می‌پذیرد:

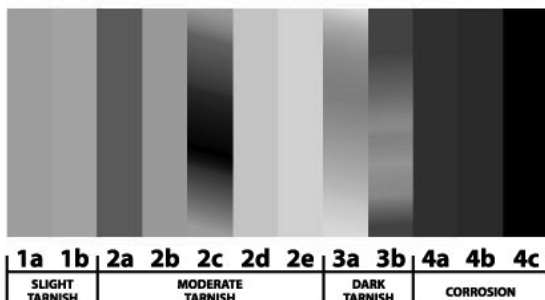
درصد جرمی محتوای گوگرد	اندازه نمونه برحسب گرم	اندازه نمونه برحسب ML
زیر ۰٫۰۵	۱۰ تا ۱۵	۲۰
بین ۰٫۰۵ تا ۰٫۴	۵ تا ۱۰	۱۰

در هر دو روش گازهای حاصل از احتراق جذب محلول‌های جاذب مناسب می‌شوند و سپس به روش تیتراژ یا به روش وزنی مقدار کل گوگرد در نمونه تعیین می‌شود.

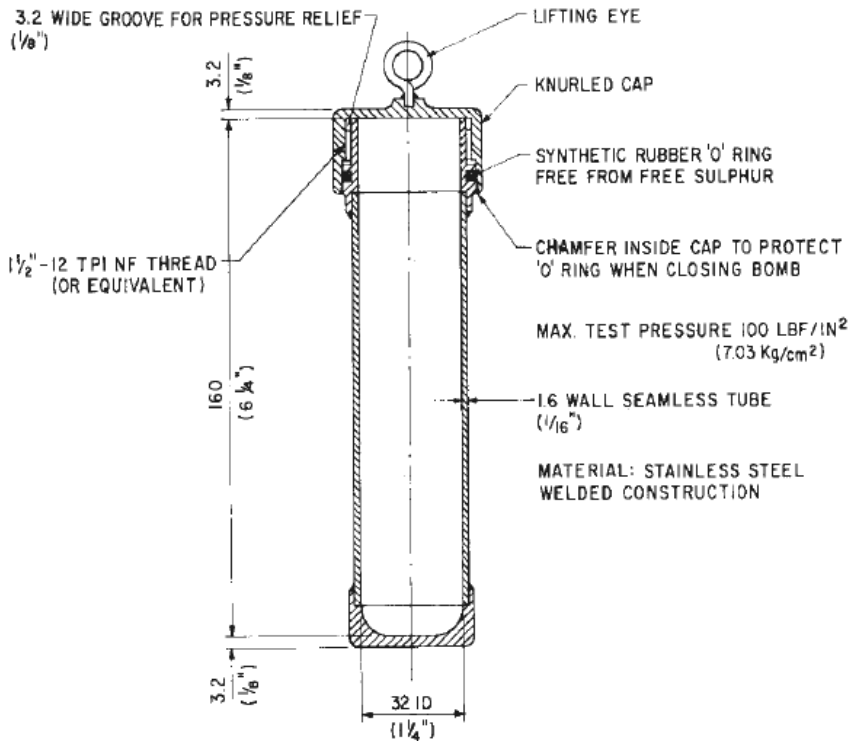
آزمایش خوردگی تیغه مسی

Copper Strip Tarnish Test ASTM D130

ASTM COPPER STRIP CORROSION STANDARDS



خاصیت خوردگی فرآورده‌هایی مانند بنزین و نفت سفید که مربوط به حضور مرکاپتان‌هاست به وسیله ی نوار مسی بررسی می‌شود. مس تنها فلزی است که در مقابل خوردگی‌های مختلف از خود تغییر رنگ نشان می‌دهد. با افزودن مواد ضد خوردگی به سوخت از خوردگی آن جلوگیری می‌کنند. آزمایش خوردگی به وسیله اثر آن بر روی تیغه‌های مسی و نقره ای سنجیده می‌شود. در این آزمایش نوار مسی قرمز صیقلی را در ظرف محتوی بنزین یا نفت سفید گذاشته، مجموعه نوار و ظرف نمونه را به مدت ۲٫۵ ساعت در حمام ۱۰۰ درجه سانتیگراد قرار می‌دهند.



پس از گذشت زمان فوق، رنگی را که نوار مسی به خود گرفته است با رنگ های استاندارد مقایسه می کنند و میزان خوردگی رخ داده شده را گزارش می نمایند. استاندارد ASTM D130، جدول زیر را در خصوص طبقه بندی خوردگی رخ داده شده بمنظور گزارش دهی ارائه نموده است.

طبقه بندی	فام و ظاهر تیغه	کد	توصیف
تیغه پرداخت شده	جلای مسی	B	جلای مسی
۱	کدر ضعیف	a	نارنجی روشن
		b	نارنجی تیره
۲	کمی کدر	a	قرمز ارغوانی
		b	بنفش کم‌رنگ
		c	چندرنگی بنفش آبی یا نقره ای
		d	نقره ای
		e	زرد برنجی یا طلائی
۳	بسیار کدر	a	صورتی تیره روی تیغه برنجی
		b	چندرنگی قرمز و سبز پرتلاووسی اما نه خاکستری
۴	خوردگی	a	قهوه ای یا خاکستری تیره و سیاه شفاف
		b	سیاه با درخشندگی کم یا نوک مدادی
		c	کهربائی سیاه یا براق

آزمایش تعیین گرمای احتراق (بمب کالریمتر)

Heat of Combustion Test ASTM D 240



گرمای احتراق (Heat of combustion) یا ارزش حرارتی یا ارزش گرمایی یک سوخت، مقدار گرمایی است که از سوختن کامل یک واحد جرم از آن سوخت در دما و فشاری معین آزاد می‌گردد. یک سوخت با ارزش انرژی کم، بازده گرمای کم در احتراق دارد بنابراین قدرت کمتری در مقایسه با همان مقدار سوخت با ارزش بالا تولید می‌نماید. اهمیت این کیفیت وابسته به مقدار هوایی است که سوخت بر اساس وزن یا حجم استفاده می‌کند.

واحد گرمای احتراق، واحد انرژی بر واحد جرم می‌باشد. این واحد در دستگاه بین‌المللی یکاها ژول بر کیلوگرم یا کالری بر کیلوگرم و در دستگاه یکای انگلیسی بی تی یو بر پوند است.

معمولا همه این واحدها در بخش‌های مختلف کاربرد فرآورده‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرند. با استفاده از جداول و روابط تبدیل در ضوابط این مجموعه می‌توان کلیه این واحدها را به یکدیگر تبدیل نمود. به عنوان نمونه‌هایی از بیان با واحدهای مختلف، ارزش حرارتی گاز طبیعی مایع ۴۶٫۱ مگاژول بر کیلوگرم، میعانات گازی حدود ۳۲۷۰۶/۴ بی تی یو بر لیتر، بوتان برابر با ۲۸۵۰۰ کیلو کالری بر مترمکعب، گاز طبیعی فشرده برابر با ۱۱۹۵۴ کیلوکالری بر کیلوگرم و بنزین بین ۱۰۵۰۰ تا ۱۱۲۰۰

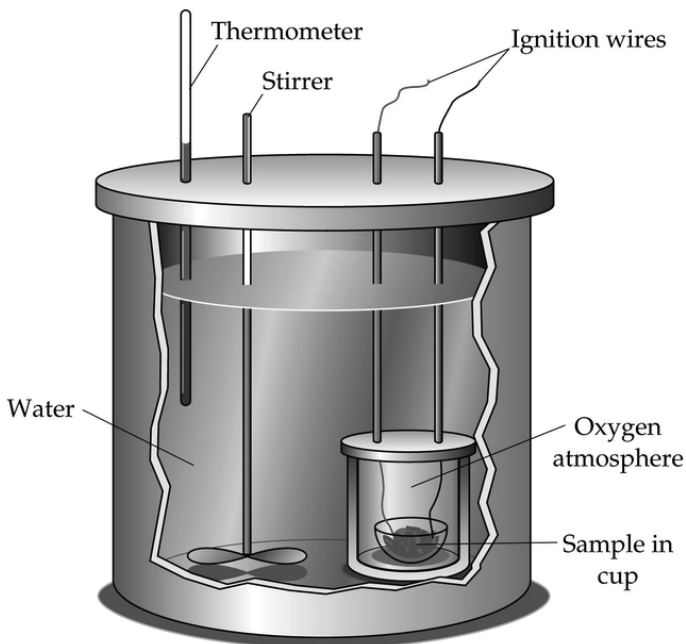
کیلوکالری بر کیلوگرم می‌باشد.

برای اندازه‌گیری جریان گرما در مورد فرآیندهایی که در آب صورت می‌گیرد می‌توان از گرماسنج استفاده نمود. اگر واکنش گرماده باشد موجب گرم شدن آب و بالا رفتن دمای آن خواهد شد و در واکنش‌های گرماگیر دمای آب کاهش می‌یابد. تعداد کالری‌هایی که از واکنش آزاد می‌شود، برابر با حاصلضرب افزایش دما در ظرفیت کل گرماسنج و محتویات آن است.

این آزمایش برای اندازه‌گیری گرمای احتراق یا به عبارت دیگر ارزش حرارتی یک سوخت و با استفاده از بمب کالریمتر بکار می‌رود.

روش کلی این آزمایش بصورت زیر است:

ابتدا نمونه با وزن دقیق و معین فرآورده تحت آزمون را در یک بوته پلاتینی ریخته و در داخل بمب کالریمتر قرار دهند. در فاصله کمی از سطح سوخت، سیم فلزی نازکی قرار دارد که دو سر آن به الکترودهای تعبیه شده برای بمب متصل می‌باشند.



پس از وارد کردن اکسیژن با فشار ۲۵ اتمسفر در بمب، آن را داخل آب کالریمتر قرار می‌دهند. پس از حصول تعادل دمایی، به مدت یک ثانیه جریان برق از سیم فلزی عبور داده می‌شود. نمونه در حضور اکسیژن کاملاً می‌سوزد و در نتیجه دمای آب کالریمتر افزایش می‌یابد. با محاسبه ی ساده ای می‌توان گرمای احتراق نمونه سوخت را با توجه به افزایش دمای آب به دست آورد. برای محاسبه گرمای خالص احتراق داریم:

$$Q_n (\text{net}, 25^\circ\text{C}) = Q_g (\text{gross}, 25^\circ\text{C}) - 0,2122 \times H$$

$Q_n (\text{net}, 25^\circ\text{C})$ برابر گرمای خالص احتراق در فشار ثابت برحسب MJ/kg
 $Q_g (\text{gross}, 25^\circ\text{C})$ برابر گرمای ناخالص احتراق در حجم ثابت برحسب MJ/kg
 H نیز درصد جرمی هیدروژن در نمونه مورد آزمایش می‌باشد.
 معادله اساسی محاسبه این گرما از توازن گرمائی زیر بدست می‌آید:

$$q_{\text{reaction}} = -(q_{\text{water}} + q_{\text{bomb}})$$

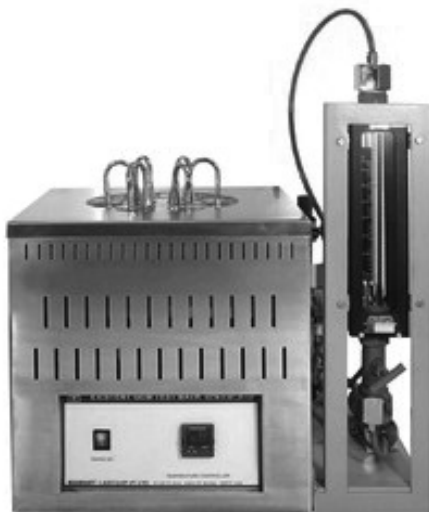
$$q_{\text{water}} = 4,18 \text{ J} / (\text{g} \cdot ^\circ\text{C}) \cdot m \cdot \Delta t_w$$

$$q_{\text{bomb}} = C_p \cdot \Delta t_b$$

که در آن C_p به عنوان ظرفیت حرارتی جنس فلزی بدنه بمب کالریمتر و Δt_w نیز برابر تغییر در دمای آب (اندازه‌گیری شده با دماسنج) می‌باشد.

آزمایش تعیین مقدار صمغ

Existent Gum Test ASTM D-381



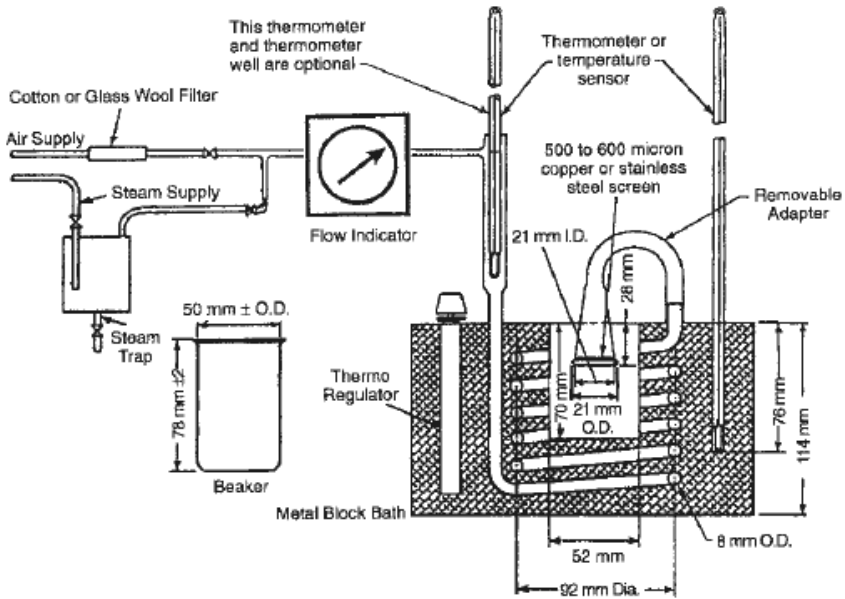
صمغ‌ها ترکیباتی هستند که از اکسید شدن و پلیمری شدن الفین‌های ناپایدار (ترکیبات دارای پیوند دوگانه با قابلیت واکنش در شرایط معمولی) موجود در بنزین تشکیل می‌شوند و معمولاً در سیلندر خودروها رسوب کرده و مانع احتراق کامل شده و خروجی سیلندر جز دوده و سوختن ناقص نخواهد بود.

روش انجام این آزمایش برای بنزین به شرح زیر است:

جهت انجام این آزمایش، ابتدا دو عدد ظرف مانند بیکر (Baker) مخصوص را درون محلول سولفورومیک شستشو داده تا کاملاً از آلودگی عاری و تمیز گردند. سپس آنها را با آب مقطر شستشو داده و داخل آن با دمای ۱۵۰ درجه سانتیگراد می‌دهند.

بعد از گذشت یک ساعت، ظرف را از درون آن خارج کرده و در داخل دسیکاتور قرار می‌دهند. (باید دقت شود که ظرف مدت زمانی را که در دسیکاتور

نگه داشته می شود همان مدت زمانی باشد که در آن قرار گرفته بود).



همزمان با این عمل دستگاه اندازه گیری صمغ (Gum Tester) را روشن نموده و دمای آن را روی ۱۶۰ درجه سانتی گراد تنظیم می نمایند. پس از طی زمان مشخص ظرف ها را از دسی کاتور خارج نموده و آنها را وزن می کنند و وزن هر کدام را ثبت می نمایند. سپس داخل یکی از ظرف ها مقدره ۵ سی سی بنزین ریخته و ظرف دیگر را به عنوان شاهد در نظر می گیرند.

هر دو ظرف را داخل دستگاه گام قرار داده و رابط های هوا را نصب نموده و کمپرسور هوای گرم را باز می نمایند و فشار را بین تنظیم می کنند و تا پایان ۳۰ دقیقه زمان تعیین شده این محدوده فشار را رعایت می کنند. پس از گذشت ۳۰ دقیقه هر دو ظرف را بیرون می آورند و درون دسیکاتور قرار می دهند تا کاملاً خنک شوند و این زمان را به اندازه زمان اولیه در نظر می گیرند.

پس از طی این مرحله دوباره هر دو ظرف را وزن می کنند. سه معادله زیر قابل تصور است:

برای صمغ غیرقابل شستشوی موجود سوخت‌های هوائی :

$$A = 2000(B - D + X - Y)$$

برای صمغ قابل شستشوی باحلال موجود در بنزین:

$$S = 2000(C - D + X - Z)$$

برای صمغ غیرقابل شستشوی موجود در بنزین:

$$U = 2000(B - D + X - Y)$$

A محتوای صمغ برحسب $100/mg$ MI

S محتوای صمغ قابل شستشو با حلال برحسب $100mL/mg$

U محتوای صمغ شستشو نشده برحسب $100mL/mg$

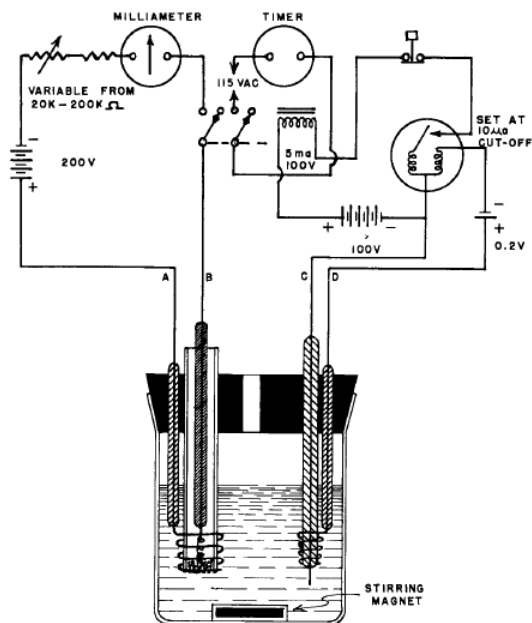
B و C جرم باقیمانده نمونه طبق استاندارد فوق و D نیز جرم بیکر خالی برحسب گرم می‌باشند. سایر پارامترهانی نیز با مراجعه به استاندارد یاد شده به قرار زیر می‌باشند. X و Y و Z به‌عنوان جرم خالص بیکر به شرح مندرج در استاندارد ASTM D-381 می‌باشد.

در صورتی که پس از توزین ظرف شاهد، افزایش وزن مشاهده گردید از علامت منفی (-) در رابطه استفاده می‌نمایند و در صورتی که کمبود وزن مشاهده شد از علامت مثبت (+) استفاده می‌شود. در استاندارد یاد شده حداکثر مقداری که برای صمغ بنزین موتور در نظر گرفته می‌شود عدد ۴ است.

آزمایش تعیین مقدار آروماتیک ها**Bromine Index Test ASTM D-1492**

این آزمایش، روشی استاندارد برای تعیین اندیس برم (Bromine Index) هیدروکربن های آروماتیک (ترکیبات هیدروکربنی حلقوی) بوسیله تیتراسیون کالریمتری (Coulometric Titration) است. در این تکنیک، هیدروکربن های اولفینی و آروماتیک ها به وسیله مخلوطی از اسید سولفوریک و انیدرید فسفریک جذب می شوند.

میزان اولفین ها یا ترکیبات دارای پیوند دوگانه در فرآورده به وسیله اندیس برم تعیین می شود و مابقی مخلوط جذب شده نشان دهنده میزبان آروماتیک هاست.



میلی آمپر جریان تولیدی	وزن نمونه برحسب گرم	برم ایندکس تخمین زده شده
۱	۱	۰-۲۰
۵	۰,۶	۲۰-۲۰۰
۵	۰,۰۶	۲۰۰-۲۰۰۰

اندیس برم عبارت است از مقدار برمی که بر روی صد گرم نمونه در شرایط استاندارد اثر می‌کند. در عمل بر روی نمونه حل شده در تتراکلریدکربن، محلولی از برمید-برمات اضافه می‌کنند. سپس مقدار اضافی برم به وسیله یدید پتاسیم احیا می‌شود و ید آزاد شده را تیتر می‌کنند. مطابق فرمول زیر خواهیم داشت:

$$B = TI \times 79,9 / 965W$$

T زمان تیتراسیون برحسب ثانیه

I جریان تولید شده برحسب میلی آمپر

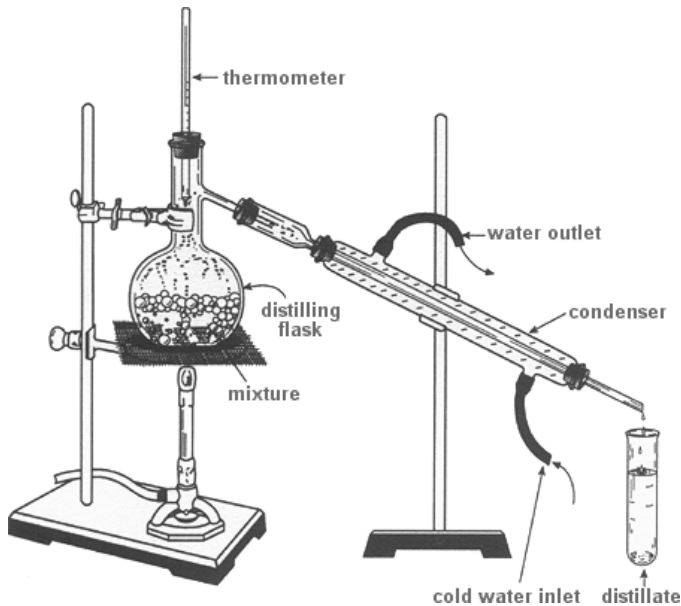
W وزن نمونه برحسب گرم

آزمایش تقطیر در فشار اتمسفر**Atmospheric Distillation ASTM D -86**

ویژگی‌های تقطیر هیدروکربن‌ها، خصوصاً در مورد سوخت‌ها و حلال‌ها اغلب اثر مهمی بر ایمنی و کارایی آنها دارد. ویژگی‌های تقطیر برای بنزین‌های هواپیما و اتومبیل بسیار حائز اهمیت است. دامنه جوش يك فرآورده اطلاعاتی را در مورد ترکیب، خواص و رفتار آن در طول نگهداشت و مصرف ارائه می‌دهد. وجود هیدروکربن‌هایی با نقطه جوش بالا در این ترکیبات و یا سوخت‌های دیگر می‌تواند اثر بسزائی بر میزان تشکیل رسوبات جامد حاصل از احتراق داشته باشد.

در این روش، عملیات تقطیر روی نمونه‌های بنزین موتور، بنزین هواپیما، نفتا، نفت سفید، گازوئیل و نفت کوره انجام می‌گیرد. این آزمایش به منظور به دست آوردن حدودی از ترکیب شیمیایی یک برش نفتی صورت پذیرفته و نتایج به صورت یک منحنی تقطیر رسم می‌گردد و نتیجه آزمایش مشخص کننده درجه

فراریت برش نفتی می‌باشد. تصویر زیر نشان دهنده سیستم مورد نیاز جهت انجام این آزمایش می‌باشد.



جزئیات دستگاه تقطیر به شرح زیر است:

اجزاء اصلی دستگاه تقطیر عبارتند از: بالن تقطیر، مبرد و حمام سرد کن مربوط، یک محافظ فلزی یا حصار برای بالن تقطیر، منبع حرارتی، نگه دارنده بالن، وسایل اندازه‌گیری دما و استوانه دریافت کننده جهت جمع‌آوری محصول تقطیر. علاوه بر اجزاء اصلی، دستگاه‌های خودکار نیز مجهز به سیستم اندازه‌گیری و ثبت دما و حجم‌های بازیافت شده مربوط در استوانه دریافت کننده به طور خودکار می‌باشند.

وسیله اندازه‌گیری دما یا دماسنج که در صورت استفاده از دماسنج‌های جیوه ای این دماسنج‌ها باید با یک گاز بی اثر پرگردند، ساقه آنها مدرج و قسمت پشت آنها لعابی باشند. برای محدوده‌های دمایی پایین و بالا باید از دماسنج‌های مطابق ASTM استفاده نمود. وسیله نگه دارنده دماسنج که باید در میان یک

قطعه اتصال مناسب که جهت استقرار آن در وسط دهانه بالن بطور مکانیکی طراحی شده، قرار گیرد. وسایل نگه دارنده به شرط آنکه بتواند دماسنج را در موقعیت مناسب در گردن ستون تقطیر نگه دارند، قابل قبول می‌باشند. هنگام انجام آزمون تقطیر به روش دستی (در مورد فرآورده‌هایی که دارای نقطه جوش پایین می‌باشند) ممکن است يك یا چند دما به علت وجود وسیله نگه دارنده دیده نشوند.

فشار سنج یا وسیله اندازه‌گیری فشار که قادر به اندازه‌گیری فشار محلی با دقت ۰/۱ کیلوپاسکال (يك میلی متر جیوه) یا بالاتر، در شرایطی که دستگاه تقطیر و فشارسنج در ارتفاع یکسان نسبت به سطح دریا قرار دارند، باشد.

روش انجام این آزمایش بصورت زیر است:

پس از تنظیم دستگاه تقطیر ASTM مقدار ۱۰۰ cc از نمونه را در بالن دستگاه تقطیر ریخته و آن را با ملایمت حرارت می‌دهند. پس از مشاهده اولین قطره مایع تقطیر شده دما را یادداشت کرده و سپس درجه حرارت‌های مربوط به ۵، ۱۰، ۲۰، ۳۰، ۴۰، ۵۰، ۶۰، ۷۰، ۸۰، ۹۰، ۱۰۰ درجه حرارت بر حسب درصد حجمی تقطیر شده (ارسم می‌توان منحنی تقطیر (درجه حرارت بر حسب درصد حجمی تقطیر شده) را رسم نمود.

نمونه بر اساس ترکیب، فشار بخار، نقطه جوش اولیه یا نقطه پایانی مورد انتظار یا هر دو در یکی از پنج گروه قرار داده می‌شود. ترتیب قرارگیری دستگاه، دمای مبرد و دیگر متغیرهای عملیاتی توسط گروهی که نمونه در آن قرار می‌گیرد، مشخص می‌گردند.

۱۰۰ میلی لیتر نمونه مورد آزمون (تحت شرایط شرح داده شده برای گروهی که نمونه در آن قرار دارد) تقطیر می‌گردد. عمل تقطیر در يك دستگاه تقطیر ناپیوسته آزمایشگاهی در فشار محیط انجام می‌شود که به طور تقریبی معادل دستگاه تقطیر جزء به جزء می‌باشد. دماهای خوانده شده و حجم‌های حاصل از میعان (بر اساس نیازهای استفاده کننده اطلاعات) به طور منظم مشاهده شده و حجم‌های باقیمانده و تلف شده نیز یادداشت می‌گردند.

در پایان تقطیر می‌توان دماهای مشاهده شده را نسبت به فشار اتمسفر

تصحیح و اطلاعات حاصل را جهت تطبیق با ویژگی‌های روشن (نظیر سرعت‌های تقطیر) بررسی نمود. در صورت برآورده نشدن شرایط ویژه، آزمون را تکرار می‌نمایند. نتایج آزمون معمولاً بصورت درصد تبخیر شده یا درصد بازیافت شده در مقابل دمای مربوط در یک جدول یا به طور ترسیمی به صورت نمودار منحنی تقطیر گزارش می‌گردند.

در این آزمایش، نقطه ابتدایی جوش (Initial boiling point)، درجه حرارتی است که در آن اولین قطره‌ی مایع از لوله دستگاه تقطیر می‌چکد. دمای دماسنج در لحظه‌ی پائین افتادن اولین قطره حاصل از میعان از نوک مبرد می‌باشد. نقطه نهایی جوش یا نقطه پایان (End point or finagling point) نیز بالاترین دمایی است که در طول آزمایش خوانده می‌شود. این معمولاً هنگامی است که تمام مایع در بالن تقطیر بخار شود. لذا این دما حداکثر دمای تصحیح شده دماسنج است که در طول آزمون بدست می‌آید. این دما معمولاً پس از تبخیر کل مایع از ته بالن مشاهده می‌شود.

نقطه خشک (Dry point)، درجه حرارتی است که در آن آخرین قطره مایع بخار می‌شود. دمای خوانده شده از دماسنج در لحظه‌ی آن است که آخرین قطره نمونه در ته بالن تقطیر، تبخیر می‌گردد. وجود قطرات یا لایه‌ی ای از مایع بر روی جداره داخل بالن و دماسنج در نظر گرفته نمی‌شود. نقطه تجزیه (decomposition point) نیز دمایی که با اولین نشانه‌های تجزیه حرارتی مایع درون فلاسک مطابقت داشته باشد که معمولاً این نشانه‌ها (دود کردن نمونه، کاهش دمای نمونه و ...) می‌باشد.

درصد بازیافت (Percent Recover)، درصد حداکثر distillate جمع آوری شده نسبت به مایع اولیه می‌باشد. بعبارتی، حجم حاصل از میعان است که در استوانه دریافت کننده مشاهده می‌شود و همزمان با دمای خوانده شده از دماسنج بیان می‌گردد.

درصد باقیمانده percent residue نیز تفاضل درصد بازیافتی کل از درصد بازیافتی یا حجم باقیمانده در بالن است که به صورت مستقیم اندازه‌گیری می‌گردد.

درصد تبخیر شده percent evaporated شامل مجموع درصد بازیافت شده و

درصد تلف شده می باشد.

درصد بازیافت کل (Percent Total Recovery) شامل مجموع ماکزیمم بازیافت یا Recovery بعلاوه مایع باقی مانده در فلاسک نسبت به مایع اولیه است.

$$\text{percent loss} = (100 - \text{percent Total Recovery})$$

درصد باقیمانده (percent Residue) نیز، حجم مایع باقیمانده در فلاسک بر حسب cc است.

$$\text{percent Residue} = (\text{percent total recovery} - \text{percent recovery})$$

در این روش نقاط جوش اندازه‌گیری شده بایستی در فشار استاندارد ۷۶۰ میلی‌متر جیوه گزارش گردد. بنابراین اگر در فشاری غیر از فشار استاندارد اندازه‌گیری شود بایستی با روابط زیر (برحسب درجه سانتیگراد یا فارنهایت) آن را تصحیح کرد.

$$C_c = 0,0009 (101,3 - P_k) (273 + t_c)$$

$$C_c = 0,00012 (760 - P) (273 + t_c)$$

$$C_f = 0,00012 (760 - P) (460 + t_f)$$

که در آنها C_c و C_f تصحیحات دمائی اضافه شونده بصورت جبری به دمای مشاهده شده است و P_k و P فشار بارومتریک برحسب کیلو پاسکال و میلی‌متر جیوه به شرح آمده در آزمایش می‌باشند.

اهمیت دما در صدهای تبخیر بنزین در تقطیر

در جدول زیر، در ده درصد تبخیر، ماکزیمم دمای گزارش شده بایستی ۶۵ درجه سانتیگراد باشد. این نتیجه در راستای استارت آسان (Easy Starting) خودرو و ممانعت از قفل بخار (Gas Lock) بسیار مهم است. سایر موارد نیز در این جدول قابل روئیت است.

	Reported	IBP
جهت تشخیص قفل بخار و استارت آسان	ماکزیمم ۶۵°C	٪۱۰
جهت گرم شدن مطلوب موتور و مسئله گرم کردن اولیه در موتور خودرو	ماکزیمم ۱۱۵°C	٪۵۰
جهت تشخیص مسئله ضربه	ماکزیمم ۱۸۰°C	٪۹۰
جهت تشخیص ممانعت از گرم شدن بیش از حد موتور	ماکزیمم ۲۰۵°C	FBP

اهمیت دما در صدهای تبخیر نفتگاز در تقطیر

report	IBP
report	بازیافت در ۱۵۰°C
report	٪۵۰ بازیافت شده
report	بازیافت در ۳۰۰°C
report	بازیافت در ۳۷۵°C
max ۳۸۵	FBP

اهمیت دما درصدهای تبخیرنفت سفید در تقطیر

report	IBP
max ۵۰	بازیافت در ۱۸۵°C
max ۲۰	بازیافت در ۲۰۰°C
max ۹۰	بازیافت در ۲۱۰°C
max ۹۵	بازیافت در ۲۳۵°C
max ۲۷۵ °C	FBP

هدف از آزمایش تقطیر بدست آوردن نقطه جوش و فشار بخار فرآورده می باشد. این آزمایش جهت آزمودن تمامی فرآوردها بکار رفته و محدودیتی در نوع فرآورده وجود ندارد و فقط در تجهیزات آزمایشگاهی لازم اندکی تفاوت وجود دارد. به عنوان مثال، سرامیک های تقطیر برای بنزین درسایز کوچک و برای نفتگاز درسایز بزرگ و برای نفت سفید سائیز متوسط استفاده می گردند. به عبارت دیگر کاشی مورد استفاده برای بنزین، نفت سفید و نفتگاز به ترتیب باید کوچک، متوسط و بزرگ باشد. همچنین جهت میعان بنزین از یخ فراوان و جهت میعان نفت سفید از آب معمولی و برای نفتگاز از آبجوش با دمای حداکثر استفاده می گردد.

جهت تقطیر بنزین، دمای کندانسور می بایست بین صفر تا ۵ درجه سانتیگراد و حمام تقطیر برگشتی بین ۱۳ تا ۱۸ درجه سانتیگراد قرار داده شود.

جهت تقطیر نفتگاز، دمای کندانسور می بایست بین صفر تا ۶۰ درجه سانتیگراد و حمام تقطیر برگشتی بین ۳ تا ۳- درجه سانتیگراد قرار گیرد.

جهت تقطیر نفت سفید نیز دمای کندانسور می بایست بین صفر تا ۵ درجه سانتیگراد و حمام تقطیر برگشتی نیز بین ۱۳ تا ۱۸ درجه سانتیگراد نگه داشته شود.

روش خلاصه انجام آزمایش تقطیر (ASTM-D۸۶) در انبارهای نفت به صورت زیر است:

قبل از شروع آزمایش، ابتدا شستشوی سیلندر و فلاسک ۱۲۵ میلی لیتری با فرآورده مورد آزمایش صورت می‌پذیرد. البته فلاسکهای ۱۰۰ سی سی معمولاً برای بنزین و فلاسکهای ۱۲۵ سی سی جهت نفت سفید و نفتگاز استفاده می‌گردند. پس از شستشو مقدار ۱۰ سی سی فرآورده را در فلاسک ریخته، به طوری که فرآورده کاملاً در فلاسک تخلیه شود.

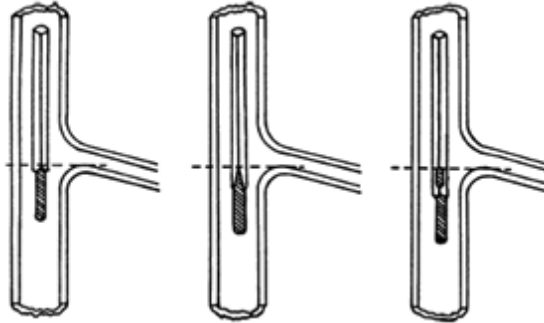
در نصب دستگاه تقطیر، فلاسک به شکل افقی قرار گرفته و در پوش فلاسک را از نوع چوب پنبه یا سیلیکون یا مواد پلیمری روی دهانه خروجی فلاسک طوری قرار می‌دهند که ۲۵ تا ۵۰ میلی متر از لوله ورودی کندانسور تقطیر فاصله داشته باشد. دهانه خروجی کندانسور را نیز طوری تنظیم می‌کنند تا حدود ۲۵ میل لیتر داخل سیلندر برگشتی فرورود.

برای آزمایش بنزین مقدار ۱۰۱ الی ۱۰۲ سی سی بنزین در سیلندر می‌ریزند. زیرا تاخیر سریع بنزین سبب خطای در آزمایش خواهد شد. با قرار دادن ترمومتر (Thermometre) روی فلاسک و تنظیم سطح نشانگر مایع جیوه ترمومتر در روبروی لوله کناری فلاسک و همچنین قرار دادن سیلندر در بشر پر از آب در خروجی دستگاه تقطیر و همچنین اطمینان از عدم خروج بخار از بالای فلاسک و دیگر منافذ قابل خروج، دستگاه را روشن نموده و درجه را با توجه به نوع دستگاه تنظیم می‌نمایند بطوری که نقطه جوش اولیه (IBP) در کمتر از ۱۰ دقیقه مشاهده شود.

لذا با توجه به مطالب فوق دما را طوری تنظیم می‌کنند قطره اول تقطیر ظرف حداقل ۵ تا ۱۰ دقیقه حاصل شود و همچنین دما طوری تنظیم شود که میانگین سرعت تقطیر ۴ تا ۵ میلی لیتر در دقیقه باشد. پس از تقطیر ۹۵ میلی لیتر، دما تا آخر زیاد شده بطوریکه FBP در مدت حداکثر ۵ دقیقه خوانده شود.

ترمومتر مورد استفاده برای تقطیر بنزین و نفت سفید قابلیت اندازه‌گیری تا ۳۰۰ درجه سانتیگراد و برای تقطیر نفتگاز تا ۴۰۰ درجه سانتیگراد را بتواند اندازه‌گیری نماید.

طرز قرا گرفتن ترمومتر (Thermometre) در فلاسک تقطیر به صورت زیر است:



نقطه جوش اولیه (IBP) اولین قطره جوشش یا به عبارت دیگر نقطه ای از رنج دماست که در آن اولین قطره از میعانات فرآورده به داخل سیلندر در خروجی دستگاه می‌ریزد و این ریزش باید تداوم داشته باشد.

حال دما را با توجه به قطرات میعان تنظیم می‌نمایند بطوری که هر ثانیه ۲ الی ۳ یا در هر دقیقه ۴ الی ۵ سی سی مجموع قطرات در سیلندر ریزش نماید. بمحض دیدن نقطه جوش اولیه یا IBP دما را ثبت می‌نمایند. البته باید توجه نمود مقدار IBP آنقدر مهم نیست که تغییرات آن در نتایج آزمایش تاثیرگذار باشد. در این آزمایش برای فرآورده بنزین، مشاهدات خود را در جدولی به شکل زیر تدوین می‌نمایند:

درصد فرآورده تقطیر شده	دمای مشاهده و ثبت شده
٪۰	IBP
٪۱۰	T_p
٪۵۰	T_p
٪۹۰	T_f
FBP	T_d

جهت فرآورده نفت‌گاز ممکن است بین دما و یا درصد تقطیر یکی معلوم و دیگری مد نظر تعیین شدن واقع گردد.

درجهت تعیین دقیق نقطه جوش نهائی، با توجه به جدول ثبت مشاهدات، دمای مشاهده شده در ۹۰٪ تقطیر را ثبت نموده و درجه دمای دستگاه را در تمام رنج ممکن بالا برده (FULL) و منتظر نقطه دمایی می‌مانند که در آن نقطه دما دیگر بالاتر نمی‌رود و روند نزولی دما مشخص می‌گردد. بمحض دیدن روند نزولی، دما را ثبت می‌کنند که در اصطلاح به آن نقطه جوش نهائی (FBP) یا دمای آخرین قطره جوشش گفته می‌شود. با بالا بردن دما (FULL رنج کردن ظرفیت گرمایش دستگاه) تمامی فرآورده‌های سنگین تر نیز بخار می‌شود. بابت نمودن نقطه جوش نهائی یا FBP، که معمولاً همراه با بخار و دود سفیدی است دستگاه را خاموش می‌کنند و با کمی کج نمودن فلاسک منتظر خنک شدن میعانات داخل سیلندر و فلاسک و ته مانده داخل فلاسک می‌مانند.

دو مورد دیگر که باید گزارش شود مقدار باقی مانده (Residue) یا R و مقدار هدر رفته (Latent) یا L می‌باشد.

مقدار R، منظور همان باقیمانده در فلاسک است و اندازه حجمی آن معلوم است. لذا بایستی پس از خنک شدن، باقیمانده را از مقدار جمع آوری شده میعانات کم کنند و در نتیجه آن همان مقدار L، یا فرآورده هدر رفته را بدست آورده و گزارش کنند.

مقدار R می‌تواند عدد ۲ را در برگرد ولی نباید بیشتر باشد و مقدار L معمولاً می‌تواند هر عددی باشد. جمع L و R نیز نباید بیشتر از ۵ باشد در غیر اینصورت احتمال آلودگی وجود داشته و باید گزارش شود.

بایستی توجه نمود FBP بنزین نباید بیشتر از ۲۱۵ درجه سانتیگراد باشد در غیر اینصورت احتمال آلودگی بسیار قوی است. معمولاً ۱۰٪ فرآورده تا ۶۵ درجه سانتیگراد (با مبنای صفر درجه سانتیگراد) جای دارد ۵٪ تا ۱۲۰ درجه سانتیگراد و ۹۰٪ تا ۱۸۰ درجه سانتیگراد می‌تواند قرار بگیرد.

تقطیر فرآورده آلوده جهت شناسائی آن

در صورتیکه این آزمایش برای فرآورده آلوده صورت پذیرد، در تقطیر آلوده، IBP و همه فاکتورها از ۵٪، ۱۰٪، الی ۹۵٪ و همچنین FBP گرفته می‌شود. هنگام نیاز به انجام سریع تقطیر، درجه دمای دستگاه تا آخر، مخزن پراز یخ و فقط FBP گزارش می‌شود. بنزین در گروه ۲ و نفتگاز و نفت سفید در گروه ۴ طبقه بندی شده است. تکرار پذیری و قابلیت تکرار پذیری برای گروه ۲ و ۴ به شرح ذیل می‌باشد.

	تکرار پذیری	قابلیت تکرار پذیری
I.B.P	۱,۴	۳,۷
۵-۹۵٪	۱,۴	۳
F.B.P	۱	۳,۵

آزمایش تقطیر در خلاء

Vacuum Distillation ASTM D-1160



با کاهش فشار بر روی سیالات (Reduced Pressure)، نقطه جوش آنها پائین خواهد رفت. به عبارت دیگر هرچه فشار اتمسفر را بر روی یک مایع کمتر نمائیم، دردمای پائین تری به جوش آمده و در این صورت علاوه بر حفاظت مایعات از تجزیه شدن بواسطه دمای بالا، امکان تقطیر فرآورده‌های بسیار فرار نیز میسر خواهد گردید. این روش جهت تعیین نقاط جوش و تبخیر موادی به کار می‌رود که در محدوده نقطه جوش خود به طور کلی یا جزئی بخار می‌شوند. این آزمایش را می‌توان به طور اتوماتیک یا دستی تحت فشار کاهش یافته انجام داد. دستگاه تقطیر شامل بالن تقطیر، لوله کندانسور غوطه ور در مخلوط آب و یخ و استوانه مدرج برای جمع آوری نمونه تقطیر شده می‌باشد. یک محل اندازه‌گیری دما (Probe) نیز برای اندازه‌گیری درجه حرارت در محل مخصوص نصب می‌شود.

روش انجام این آزمایش به صورت زیراست:

هنگام آزمایش، ۱۰۰ سی سی نمونه با سرعت معینی تبخیر می شود. بخارهای حاصل پس از عبور از کندانسور مایع شده، در استوانه جمع آوری می شود. نمونه تحت فشار کنترل شده بین ۶/۷ - ۱۳ کیلوپاسکال تقطیر می گردد و نتایج نقطه جوش اولیه، نقطه جوش نهایی و درصد حجم های تقطیر شده را می توان مشاهده کرد.

در این آزمایش منحنی تغییرات دما بر حسب حجم تقطیر شده رسم می شود. حداکثر دما معرف نقطه نهایی تقطیر است که مطابق با حجم کل تقطیر شده (d) می باشد. قسمت های سنگینی که تقطیر نمی شوند، در بالن باقی می ماند (r). موازنه حجمی تقطیر به قرار زیر می باشد:

$$d + r + l = 100$$

که l حجم تلف شده در تقطیر است. این تقطیر نسبت به روش های تقطیر دقیق، نقائص بسیاری دارد و دماهای ثبت شده، نشانگر عبور بخار خالص از سر بالن نیستند. با این حال منحنی تقطیر ASTM می تواند تا حدودی منعکس کننده ترکیب فرآورده باشد و مقایسه منحنی های ASTM، امکان نتیجه گیری در مورد توزیع هیدروکربن های موجود در نمونه های آزمایش شده را فراهم می نماید. معمولاً محدوده ترکیبات یک برش نفتی را به وسیله فاصله یا گستره جوش آن مشخص می کنند که عبارت است از:

= گستره جوش (Boiling range)

(Initial point) نقطه جوش اولیه (Final point) - نقطه جوش نهایی

$$AET = (748.18 / (1/T + 273.1)) + 0.3861A - 0.00051606 - 273.1$$

که در آن AET دمای تعادلی اتمسفریک بر حسب درجه سانتیگراد (atmospheric equivalent temperature) و T نیز دمای بخار مشاهده شده بر حسب درجه سانتیگراد و A نیز از رابطه زیر قابل محاسبه می باشد.

$$A = 5.143222 - 0.972546 \log_{10} P / 2663.129 - 95.76 \log_{10} P$$

آزمایش تعیین عدد ستان

Cetane Number Test ASTM D976



عدد ستان یک معیار اندازه‌گیری برای نشان دادن زمان تاخیر احتراق سوخت در موتورهای دیزل است. این عدد زمان تاخیر میان شروع پاشش به داخل محفظه احتراق و شروع احتراق سوخت را نشان می‌دهد. در طی این تاخیر زمان، سوخت جمع 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 بکینواخت تر 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. نفت گاز تولید شده به روشهای GTL عدد ستان بالایی دارند و کیفیت احتراق آنها بسیار خوب است.

عدد ستان معیاری برای نشان دادن زمان تاخیر احتراق سوخت در موتورهایی از نوع دیزلی (خود احتراقی) است که به نوع ترکیبات موجود در سوخت بستگی دارد. سوخت این موتورها، گازوئیل است. در فرآیند احتراق موتورهای دیزلی

زمان تاخیر، از شروع پاشش سوخت به محفظه احتراق تا شروع احتراق سوخت اطلاق می‌شود که در طی این تاخیر زمان، سوخت جمع شده و سپس محترق می‌گردد. این احتراق به صورت انفجار صورت می‌گیرد تا بتواند یک ضربه با قدرت و محرک در پیستون ایجاد کند. هر چه زمان تاخیر کمتر باشد احتراق یکنواخت تر خواهد بود. کیفیت گازوئیل به وسیله عدد ستان مشخص می‌شود که هر چه این عدد بزرگتر باشد، مرغوبیت آن بیشتر است. عدد ستان برای هیدروکربن خطی ستان $C_{16}H_{34}$ بسیار اکسید شونده را معادل ۱۰۰ و عدد ستان برای آلفا متیل نفتالین $C_{10}H_8$ اکسید شونده ضعیفی که به سختی شعله ور می‌شود صفر فرض شده است. سوخت دیزلی با مخلوط این دو هیدروکربن مقایسه می‌شود. عدد ستان، به حجم ستان در مخلوطی از این دو ماده گفته می‌شود که فرآیند سوختنی مشابه با سوخت دیزلی مورد نظر دارد. حداقل عدد ستان برای نفت گاز باید ۵۰ باشد. اندیس ستان در این روش بصورت فرمولی و یا نمودار خطی و با در دست داشتن وزن مخصوص و نقطه جوش متوسط ۵۰ درصد تقطیر D۸۶ محاسبه می‌گردد. این عدد برای هیدروکربنهای از نوع پارافینی خطی بالا (سوختهای گازوئیلی تقطیر مستقیم و کراکینگ کاتالیستی) و برای اولفینی‌ها پائین (گازوئیل حاصل از کراکینگ حرارتی) می‌باشد. عدد ستان (آزمون موتوری) در بیشتر از ۷۵ درصد از سوختهای پارافینیک ۲ (+/-) درجه با اندیس ستان (آزمون محاسباتی) اختلاف دارد. این اختلاف در محدوده وسیعی از عدد ستان ۳۰ تا ۶۰ می‌باشد. اگر سوخت محصول کراکینگ حرارتی باشد این اختلاف بیشتر می‌گردد.

به‌عنوان مثال اگر معادل سوختن مخلوط ۵۵٪ نرمال ستان و ۴۵٪ آلفا متیل نفتالین باشد، عدد متان سوخت ۵۵ بیان می‌شود. در عمل به جای آلفا متیل نفتالین از ترکیب هپتامتیل نونان (HMN) با عدد ستان برابر ۱۵ استفاده می‌شود که در آن صورت، عدد ستان براساس رابطه زیر تعریف می‌شود:

$$CN = \%Vol(nC_{16}H_{34}) + 0,15 \%Vol(HMN)$$

عدد ستان بالاتر موجب لرزش کمتر موتور، خوب روشن شدن و کاهش آلودگی

محیط زیست می‌گردد. جهت محاسبه عدد ستان فرمول زیر استفاده می‌گردد:

$$\text{Calculated cetane index} = - ۴۲۰,۳۴۱۰,۰۱۶ G^۲ + ۰,۱۹۲ G \log M +$$

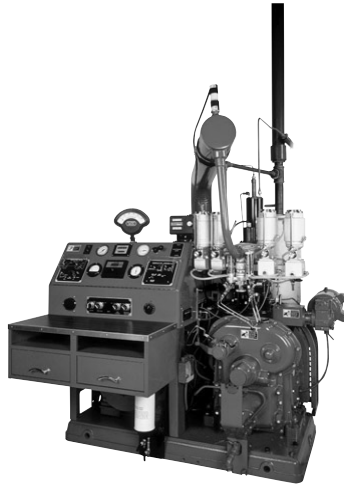
$$۶۵,۰۱ (\log M)^۲ - ۰,۰۰۰۱۸۰۹ M^۲$$

$$\text{Calculated cetane index} = ۴۵۴,۷۴ - ۱۶۴۱,۴۱۶ D + ۷۷۴,۷۴ D^۲ - ۰,۵۵۴ B +$$

$$۹۷,۸۰۳ (\log B)^۲$$

که در آنها خواهیم داشت:

G برابر درجه API و M نیز دمای متوسط جوش برحسب درجه فانهایت، D دانسیته نمونه در ۱۵ درجه سانتیگراد برحسب گرم بر میلی لیتر و B نیز دمای متوسط جوش برحسب درجه سانتیگراد (تصحیح شده بر حسب فشار بارومتریک) می‌باشد.

آزمایش تعیین عدد اکتان RON**Research Octane ASTM D-2699**

جهت بالا بردن راندمان موتور بنزینی، بایستی سوختی تهیه نمود که مشخصات آن از جمله کیفیت ضد ضربه، مشخصات تقطیر، فشار بخار، مقدار گوگرد، پایداری در مقابل اکسیداسیون و مقاومت در مقابل خوردگی با استانداردهای موجود مطابقت داشته باشد. جهت بالا بردن درجه آرام سوزی بنزین به آن مواد افزودنی مانند MTBE (متیل ترشیری بوتیل اتر) تا حداکثر غلظت ۱۱٪ اضافه می‌نمایند.

کیفیت آرام سوزی (Octane Number) میزان خوش سوزی و تولید مناسب مقدار انرژی بدست آمده را نشان می‌دهد. چنانچه عدد اکتان پایین باشد، آزار دهنده قوه شنوایی بوده، باعث احتراق زودرس و صدمه دیدن پیستون و ... می‌شود. ضربه باعث افزایش سرعت خوردگی جداره‌ها می‌شود. این روش جهت تعیین خواص ضربه زنی بنزین‌های موتور در موتورهای درون سوز بنزینی بر حسب آنچه که ASTM برای درجه آرام سوزی تعریف نموده است به کار می‌رود. در واقع عدد اکتان بنزین درجه آرام سوزی آن را نشان می‌دهد. درجه آرام سوزی یک سوخت به وسیله مقایسه ضربه زنی آن با مقدار ضربه زنی مخلوطی از سوخت

مرجع ASTM دارای درجه آرام سوزی مشخص تحت شرایط استاندارد تعیین می‌گردد. این عمل با تغییر ضریب تراکم برای نمونه انجام می‌گیرد که شدت ضربه حاصله توسط knock meter اندازه گرفته می‌شود. زمانی که ضربه حاصله برای نمونه سوخت روی knock meter بین دو عدد نشان داده شده برای سوخت مرجع قرار گرفت درجه آرام سوزی قابل محاسبه می‌باشد. چهار عامل مهم که در کارایی بنزین موتور اهمیت بسزایی دارند:

۱- آرام سوزی (عدد اکتان)

۲- کنترل آلودگی (کنترل ناخالصی، گوگرد، صمغ)

۳- تمیز ماندن سیستم احتراق حین کار (کامل بودن احتراق)

۴- قابلیت حرکت (میزان فراریت)

دستگاه اندازه‌گیری عدد اکتان شامل یک موتور تک سیلندر می‌باشد که ضریب تراکم آن قابل تغییر است و تجهیزات و وسایل لازم بر روی آن نصب شده است. داشتن یک زیر بنای محکم برای سوار کردن دستگاه امری ضروری و بسیار مهم می‌باشد.

مواد مرجع ASTM که برای اندازه‌گیری ضربه استفاده می‌شوند به شرح زیر می‌باشند:

• ایزواکتان (۲ و ۴ - تری متیل هپتان)

• نرمال هپتان

• اکتان ۸۰

• مخلوط اکتان مورد نظر که مخلوطی از ایزواکتان و اکتان ۸۰ می‌باشد.

• تولوئن مرجع که با ایزواکتان یا نرمال هپتان یا هر دوی آنها جهت تولید

سوخت پایه ای استاندارد در چک کردن مشخصات ویژه موتور استفاده می‌شود.

فرمول زیر جهت محاسبه اکتان نمونه استفاده می‌گردد:

$$O.N.S = O.N_{LRF} + (K.I_{LRF} - K.I.S / K.I_{LRF} - K.I_{HRF}) (O.N_{HRF} - O.N_{LRF})$$

که در آن O.N.S به عنوان عدد اکتان نمونه سوخت، O.N_{LRF} به عنوان عدد

اکتان PRF پائین، O.N_{HRF} عدد اکتان PRF بالا و K.I.S نیز به عنوان شدت

ضربه نمونه سوخت و K.I.LRF نیز به عنوان شدت ضربه PRF پائین در نظر گرفته

می‌شود.

آزمایش اندازه‌گیری گرانروی سینماتیک**Kinematic Viscosity of ASTM D445**

مقاومت مایع در برابر جریان خود روانی را گرانروی مطلق یا ویسکوزیته می‌نامند. این مقاومت نتیجه اصطحکاک مولکول‌هایی است که بر روی یکدیگر می‌لغزند. گرانروی قابلیت پمپ کردن مواد و نوع جریان آن‌ها را در لوله‌ها مشخص می‌کند. با افزایش درجه فراریت از مقدار گرانروی کاسته می‌شود و حرکت سیال سریع‌تر می‌شود.

گرانروی سینماتیک عبارت است از حاصل تقسیم گرانروی مطلق بر دانسیته در دمایی که گرانروی اندازه‌گیری می‌شود و واحد آن استوک است که یک صدم آن را سانتی استوک می‌نامند.

این آزمایش معمولاً برای فرآورده‌هایی مانند سوخت جت، نفت گاز و نفت کوره و... (Transparent and Opaque Liquids) قابل انجام است.

- Base oils
- Formulated oils
- Petroleum wax
- Residual fuel oils

- Additives
- Gas oils
- Jet fuels

ویسکومترهای متفاوتی جهت اندازه‌گیری هریک از فرآورده‌های نفتی یاد شده می‌بایست استفاده گردد. سه نوع ویسکومتر زیر براساس حدود اندازه‌گیری هر ویسکومتر در این استاندارد توصیه شده‌اند:

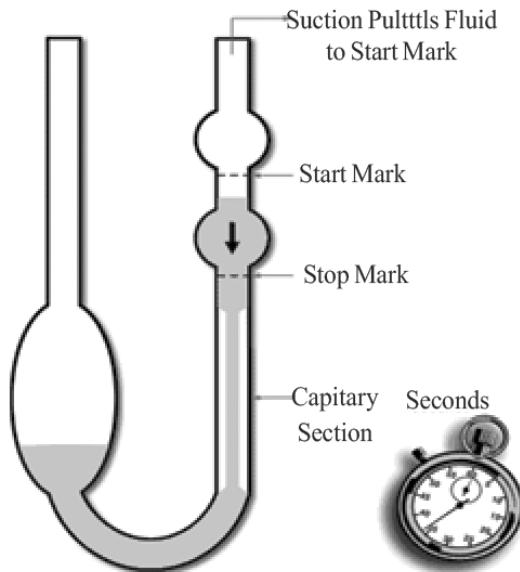
- Modified Ostwald viscometers, transparent Newtonian liquids up to 20 000 mm²/s.
- Suspended-level viscometers, kinematic viscosities of transparent, Newtonian liquids up to 100 000 mm²/s.,
- Reverse-flow viscometers, measurement of kinematic viscosities of opaque and transparent liquids up to 300 000 mm²/s.

Viscometer Identification	Kinematic Viscosity Range, ^A mm ² /s
A. Ostwald Types for Transparent Liquids	
Cannon-Fenske routine ^B	0.5 to 20 000
Zeifuchs	0.6 to 3 000
BS/U-tube ^B	0.9 to 10 000
BS/U/M miniature	0.2 to 100
SIL ^B	0.6 to 10 000
Cannon-Manning semi-micro	0.4 to 20 000
Pinkevitch ^B	0.6 to 17 000
B. Suspended-level Types for Transparent Liquids	
BS/IP/SL ^B	3.5 to 100 000
BS/IP/SL(S) ^B	1.05 to 10 000
BS/IP/MSL	0.6 to 3 000
Ubbelohde ^B	0.3 to 100 000
FitzSimons	0.6 to 1 200
Atlantic ^B	0.75 to 5 000
Cannon-Ubbelohde(A), Cannon Ubbelohde dilution ^B (B)	0.5 to 100 000
Cannon-Ubbelohde semi-micro	0.4 to 20 000
C. Reverse-flow Types for Transparent and Opaque Liquids	
Cannon-Fenske opaque	0.4 to 20 000
Zeifuchs cross-arm	0.6 to 100 000
BS/IP/RF U-tube reverse-flow	0.6 to 300 000
Lantz-Zeifuchs type reverse-flow	60 to 100 000

مطابق تعریف در صورتیکه μ گرانروی مطلق یا ویسکوزیته دینامیک بر حسب سانتی پویز (Centipoise) و ν گرانروی یا ویسکوزیته سینماتیک بر حسب سانتی استوک (Centistoke) و s چگالی نسبی، که از تقسیم چگالی سیال بر چگالی آب به دست می‌آید $s = \rho / \rho_w$ باشند، در این صورت رابطه زیر بین ویسکوزیته مطلق و سینماتیک برقرار است:

$$\nu = \mu / s$$

با توجه به اینکه گرانروی مایعات با افزایش دما کاهش می‌یابد، آزمایش بایستی مطابق دستورالعمل استاندارد در دمای ثابت انجام شود. حجم مشخص و استاندارد از نمونه درون ویسکومتر که قبلاً تمیز و خشک شده است، ریخته و در داخل حمام آب با دمای ثابت قرار می‌دهند.



نگهداری ویسکومتر با استفاده از گیره‌های مخصوص صورت می‌پذیرد. زمان تخلیه حجم مشخصی از سیال را اندازه‌گیری می‌کنند. برای هر نمونه دو بار این

آزمایش را انجام می‌دهند. ضریب ویسکومتر بر حسب mm^2/sec^2 و t بر حسب ثانیه می‌باشد. بنابراین گرانروی سینماتیک بر حسب mm^2/sec است که هر mm^2/sec نیز برابر یک سانتی استوک خواهد بود.

روش انجام این آزمایش بدین صورت است که در آزمایش تعیین ویسکوزیته نفت گاز ابتدا دستگاه را روشن کرده تا به دمای مربوطه $37/8$ درجه سانتی‌گراد برسد. سپس در لوله با قطر بیشتر دستگاه ویسکومتر نمونه را تا حدی میریزیم که سطح بالایی نمونه در لوله با قطر متوسط بین دو خط تنظیم شود. سپس ویسکومتر را درون حمام آب با دمای ذکر شده قرار می‌دهیم تا به مدت 20 تا 30 دقیقه گرم شود و در حین میکسر در دستگاه عمل همدمايي را انجام می‌دهد. پس از طی این زمان پوآر را روی لوله با قطر متوسط قرا می‌دهیم و دهانه لوله باریک را نگه می‌داریم تا نمونه بالاتراز خط نشانه قرار گیرد. وقتی که نمونه از دو خط نشانه ای که برویسکومتر قرار دارد گذشت با رها کردن پوآر و انگشت اجازه می‌دهیم تا نمونه از لوله ویسکومتر پایین بیاید. مدت زمانی که طول می‌کشد تا نمونه از خط شاخص بالایی عبور کند تا به خط شاخص پایینی برسد توسط زمان سنج ثبت می‌شود. سپس زمان بدست آمده بر حسب ثانیه را در فاکتور ویسکومتر ضرب می‌کنیم. عدد حاصل ویسکوزیته بر حسب سانتی استوک می‌باشد. محدوده مجاز (استاندارد) ویسکوزیته برای نفت گاز بین 2 تا $5/5$ می‌باشد.

تعیین ویسکوزیته نفت کوره نیز شبیه نفت گاز است با این تفاوت که دمای حمام پارافین آن $48/2$ درجه سانتی‌گراد می‌باشد. ویسکومتر نفت کوره دو لوله است در صورتی که برای نفت گاز سه لوله ای است. در ویسکوزیته نفت کوره وقتی نمونه داخل ویسکومتر ریخته شد و به مدت معینی در حمام پارافین قرار گرفت نمونه در لوله موئین از پایین به بالا میرود و مدت زمانی که نمونه از خط شاخص پایینی عبور می‌کند و به خط شاخص بالایی می‌رسد توسط زمان سنج ثبت می‌شود (بر حسب ثانیه) و در فاکتور ویسکومتر ضرب می‌شود.

آزمایش طیف بینی جذب اتمی

Atomic Absorption Spectrophotometer



دقیق ترین راه تشخیص نوع هیدروکربن ها استفاده از روش طیف بینی جذب اتمی است. طیف بینی جذب اتمی شامل مطالعه جذب انرژی تابشی در ناحیه های ماوراء بنفش و مرئی به وسیله اتمهای خنثی مواد در حالت گازی است. طیف سنجی (یا طیف نمایی یا اسپکتروسکوپی) مطالعه ماده و خواص آن، با بررسی نور، صوت و ذرات گسیل شده، جذب شده یا پراکنده شده از ماده مورد نظر است. طیف سنجی به عنوان مطالعه برهمکنش بین نور و ماده نیز تعریف می شود. از لحاظ تاریخی طیف سنجی به شاخه ای از علم برمی گردد که برای مطالعات نظری در ساختار ماده و آنالیزهای کیفی و کمی از نور مرئی استفاده می شد. در حال حاضر طیف سنجی به عنوان یک تکنیک جدید نه فقط برای نور مرئی بلکه برای بسیاری از تابش ها با طول موجهای متفاوت به کار برده می شود. طیف سنجی جذب اتمی یکی از روشهای طیف سنجی است که به وسیله آن می توان با دقت بالایی غلظت عناصر فلزی موجود در یک نمونه را تعیین نمود.

طیف سنجی جذب اتمی (AAS) یک روش اسپکتروسکوپی برای اندازه گیری کمی عناصر شیمیایی با استفاده از جذب اشعه نوری (نور) توسط اتم در حالت گازی است. در شیمی تجزیه این تکنیک برای تعیین غلظت یک عنصر خاص

در یک نمونه مورد استفاده قرار می‌گیرد. طیف‌سنجی جذب اتمی می‌تواند برای تعیین مقدار کمی بیش از ۷۰ نوع از عناصر مختلف مورد استفاده قرار گیرد. البته حد تشخیص برای همه آن ۷۰ عنصر مناسب نیست مثلاً اگرچه اندازه‌گیری اورانیم در نرم‌افزار دستگاه جذب اتمی وارد شده است اما کمترین غلظتی که می‌توان اندازه‌گیری کرد در حدود ۵۰۰ ppm است که مقدار بزرگی است؛ لذا این روش دستگاهی را می‌توان برای اندازه‌گیری حدود ۳۰ عنصر با حد تشخیص مناسب زیر ۱ ppm بکار برد.

اصول کلی طیف بینی جذب اتمی عبارتست از این که در یک تجزیه جذب اتمی عنصر مورد اندازه‌گیری باید ابتدا به حالت عنصری کاهش یافته و تبخیر شده و سرانجام سر راه یک دسته شعاع تابش قرار گیرد. این فرآیند اغلب اوقات با کشیدن محلولی از نمونه به صورت مه رقیق به داخل یک شعله مناسب انجام می‌گیرد.

در طیف جذبی یک عنصر در شکل گازی و اتمی جهش الکترونی بیرونی ترین الکترون‌ها قابل روئیت است.

نمودار تراز انرژی برای بیرونی‌ترین الکترونهای یک عنصر وسیله مناسبی را برای نشان دادن نوع انتقالات مسئول جذب اتمی فراهم می‌سازد. در جذب اتمی تابش جذب شده به وسیله اتم‌های تحریک نشده تعیین می‌شود و شدت جذب مستقیماً تحت تأثیر دمای شعله قرار نمی‌گیرد.

در اندازه‌گیری جذب اتمی به دلیل آنکه خطوط جذب اتمی بسیار باریک اند و انرژی انتقالی برای هر عنصر منحصر به فرد است روشهای تجزیه ای برپایه ای این نوع جذب بالقوه خیلی اختصاص هستند. در جذب اتمی به وسیله شعله کنترل دقیق دما الزامی است زیرا برای رفع دخالت طیفهای مولکولی باید دما را زیاد کنیم تا مولکول تجزیه شود اما زیاد شدن بیش از حد دما هم نامطلوب بوده و موجب یونیزاسیون شدن اتم‌ها می‌گردد.

دستگاه جذب اتمی در صنعت پالایش نفت جهت آنالیز عنصری ترکیباتی که توسط طیف بینی جذبی قابل اندازه‌گیری هستند بکار می‌رود. متدهای استاندارد زیادی جهت اندازه‌گیری فلزات و عناصر دیگر آورده شده از جمله آن UOP-۳۹۱-۹۱ می‌باشد.

دستگاه مورد نیاز برای اندازه‌گیری جذب اتمی همان اجزاء را دارد که در یک طیف نورسنج برای اندازه‌گیری جذب محلول‌ها داراست. دستگاه طیف سنج جذب اتمی شامل اجزای زیر می‌باشد:

- منبع اولیه ی تابش
- دستگاه انتخاب طول موج برای تولید تابش تکفام
- دستگاه پاشش ماده به درون شعله و تولید بخار اتمی
- آشکارساز
- مانیتور قرائت داده‌ها

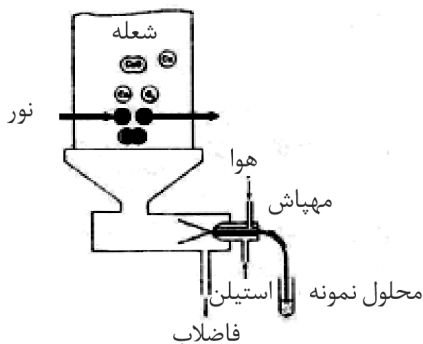
منبع اولیه تابش شامل یک کاتد استوانه ای همراه یک سیم تنگستنی به عنوان آند در یک شیشه حاوی گاز نادری در فشار ۱ تا ۲ میلی‌متر جیوه قرار داده شده است. الکترودها بوسیله ی پتانسیلی در حدود ۲۰۰ تا ۴۰۰ ولت انرژی داده می‌شوند و در جریان‌هایی تا حدود ۱۰۰ میلی آمپر کار می‌کنند. گاز کمیاب که اساسا شامل نئون یا آرگون است به یونهای مثبت، تبدیل شده و یونها پس از شتاب گرفتن به دیواره داخلی کاتد استوانه ای برخورد می‌کنند. اگر پتانسیل به اندازه کافی بزرگ باشد این یونهای نئون و یا آرگون انرژی جنبشی کافی برای کندن تعدادی از اتم‌های فلزی را از سطح کاتد پیدا می‌کنند و سپس اتمهای کنده شده بوسیله این یونها برانگیخته می‌شوند. پیکربندی استوانه ای کاتد باعث می‌شود تا تابش را در یک ناحیه محدود از لوله متمرکز سازد، این طرح همچنین احتمال اینکه رسوب دادن مجدد اتمهای فلزی، روی کاتد را نسبت به رسوب دادن روی دیواره‌های شیشه ای را افزایش می‌دهد.

لامپ تخلیه بدون الکترودها به عنوان منبع تابش دیگری است که می‌تواند مورد استفاده این دستگاه واقع شود. در میان منابع تابش خطی، لامپهای تخلیه بدون الکترودها بیشترین تابش و باریکترین پهنای خطوط نشری را دارند. این لامپ‌ها هم در جذب اتمی و هم در فلورسان اتمی به کار رفته و شدت تابش آنها می‌تواند چندین برابر لامپ‌های کاتد توخالی باشد. این لامپ‌ها متشکل از یک محفظه شیشه ای از جنس کوارتز می‌باشد که توسط گاز بی اثر با فشار چند تور (تور واحد فشار است) پر شده است. داخل این لامپ‌ها یک قطعه از فلز مورد نظر

با نمک آن قرار می‌گیرد و اطراف آن، سیم پیچی قرار می‌گیرد که امواج رادیویی یا میکروویو از آن عبور می‌کند. بر اثر امواج رادیویی، گاز آرگون یونیده شده و تحت میدان مغناطیسی ایجاد شده با سرعت بسیار زیادی حرکت می‌کند و به سطح فلز و یا نمک فلز برخورد کرده و موجب ایجاد اتمهای زیادی در حالت برانگیخته می‌شود. این اتمها در هنگام برگشت به حالت پایه، خط نشری مورد نظر را تولید می‌کنند.

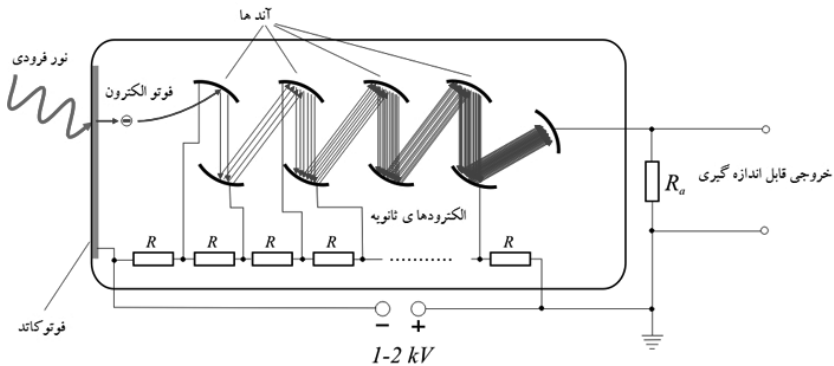
دستگاه انتخاب طول موج یا تکفام ساز، پرتو چند فام را به پرتو تکفام تبدیل می‌کند. در واقع دستگاه باید قادر به ایجاد یک پهنای نوار باریک باشد تا خط انتخاب شده برای اندازه‌گیری را از خطوط طیفی دیگری که ممکن است مزاحمت ایجاد کنند یا حساسیت را کاهش دهند، جدا سازد.

دستگاه تشکیل بخارهای اتمی برای اتم سازی نمونه و تولید اتمهای آزاد است. اتمهای آزاد اتم‌هایی هستند که با اتمهای دیگر ترکیب نمی‌شوند. هیچ اتمی به حالت آزاد وجود ندارد بجز اتم گازهای کمیاب که با هم به صورت مولکولی در می‌آیند. بنابراین برای ایجاد اتمهای آزاد ضروری است که مولکول‌ها شکسته شوند. این فرایند را اتم سازی گویند. بهترین روش برای اتمی کردن مولکول‌ها، تفکیک آنها به وسیله گرماست. برای آنالیز محلول‌ها، از شعله به عنوان منبع گرما استفاده می‌شود و نمونه برای تبدیل به اتمهای آزاد در دمای زیاد گرم می‌شود. این روش را روش اتم‌سازی شعله‌ای می‌گویند. شکل زیر نمایی از یک دستگاه اتم ساز نوعی در حضور شعله‌ای از جنس هوا استیلین است.



آشکارسازها و شناساگرها

دستگاه‌هایی هستند که یک نوع از انرژی را به نوع دیگری تبدیل می‌کنند و معمولاً به سه گروه اصلی تقسیم می‌شوند: ۱- فتوالکتريک ۲- فتوشیمیایی و ۳- حرارتی. رایج‌ترین آنها، دستگاه فوتوتکثیرکننده است که انرژی تابشی را با بهره‌گیری از پدیده فتوالکتريک به علامت الکتریکی تبدیل می‌کند و توانایی آشکارسازی نور مرئی، ماوراءبنفش و فرکانس‌های نزدیک مادون قرمز را دارد. این آشکارسازها می‌توانند نور تابشی را تا صد برابر تقویت کرده و حتی در شرایطی که شار فرودی خیلی کم است آن را آشکارسازی کند. یک فوتوتکثیرکننده، شامل یک فوتوکاتد و چندین کاتد ثانویه و یک آند است. فوتوکاتد با ماده‌ای نظیر آلیاژ سزیم-آنتیموان که به سهولت یونیده می‌گردد، پوشیده می‌شود. چنانچه فوتون فرودی برای یونش ماده، به قدر کافی پرانرژی باشد موجب کنده شدن الکترون می‌شود و بدین ترتیب پرتو نور به سیگنال الکتریکی تبدیل می‌شود. اگر لوله‌های فوتوتکثیرکننده بسیار کارآمد هم باشند، جریان تولید شده توسط این فرایند کوچک است و سیگنال با استفاده از فرآیند نشر ثانوی که در زیر توضیح داده می‌شود، تقویت می‌شود:



همانطور که در شکل فوق دیده می‌شود تکثیرکننده الکترون از تعدادی الکترون تشکیل شده است که کاتد ثانویه نامیده می‌شوند. تمامی این کاتدهای ثانویه در ولتاژی مثبت تر از کاتد ثانویه قبل از خود قرار داده می‌شوند. نخستین الکترون

کنده شده از فوتوکاتد، مقداری انرژی از فوتون‌های وارده دارد و وقتی وارد اولین کاتد ثانویه می‌شود به وسیله میدان الکتریکی شتاب می‌گیرد و به انرژی بالاتر می‌رسد. سپس الکترون‌ها به سمت دومین کاتد ثانویه شتاب می‌گیرند. کاتد ثانویه‌ها به صورت سری به یکدیگر متصل شده‌اند و در هر صورت در هر مرحله تعداد الکترون‌های تولید شده افزایش می‌یابد و در آخر به آند می‌رسند جایی که انباشتگی بارها یک جریان زیاد را نتیجه می‌دهد. لامپ‌های تکثیرکننده نور برای کارکرد درست به ۱۰۰۰ تا ۲۰۰۰ ولت اختلاف پتانسیل اعمالی احتیاج دارند.

دستگاه نمایش خروجی نیز می‌تواند یک گالوانومتر، صفحه ثبات، اسپلیسکوپ یا صفحه نمایشگر کامپیوتر با نرم افزارهای متنوع باشد.

بطور خلاصه در طیف سنجی جذب اتمی، عنصر مورد اندازه‌گیری باید به حالت اتمی کاهش یابد و سپس سر راه پرتو فرودی از منبع تابش مناسب قرارگیرد. با توجه به میزان جذب طیف عبوری از نمونه می‌توان مقادیر عناصر فلزی و شبهه فلزی در ترکیبات معدنی طبیعی و سنتزی، فلزات و آلیاژها را اندازه‌گیری نمود. از مزایای عمده طیف سنجی جذب اتم، ارزان بودن هزینه دستگاه و آنالیز است.

آزمایش کروماتوگرافی گازی

Gas Chromatography Test



سیستم‌های کروماتوگرافی گازی جهت جداسازی و شناسایی ترکیبات هیدروکربنی سبک و سنگین در صنعت پالایش نفت خام از اهمیت به‌سزایی برخوردار می‌باشند. این سیستم‌ها براساس نوع آنالیزی که انجام می‌دهند طراحی و مورد استفاده قرار می‌گیرد بطور کلی در صنعت پالایش فرآورده‌های نفتی دستگاه‌های کروماتوگرافی با توانایی آنالیز نمونه ای گازی (RGA)، نمونه گاز مایع (LPG) و هیدروکربن‌های نفتی از C_3 تا C_{10}^+ کاربرد بیشتری دارد. جهت آنالیز هر کدام از مواد عنوان شده روش‌های استاندارد می‌مثل ASTM-D2163، ASTM-D1319، ASTM-D5443، ASTM-D5134، UOPV41-74 و ... وجود داشته که براساس این تست متدها سیستم کروماتوگرافی با شرایط موجود در آن‌ها مورد استفاده قرار گیرد.

کروماتوگرافی گازی یکی از قدیمی‌ترین و در همان حال فراگیرترین روش‌های تجزیه دستگاهی است که تاکنون به خدمت گرفته شده‌اند. اگر از امکانات و توانمندی‌های این ابزار به خوبی استفاده شود می‌توان اطلاعات متنوع و بسیار مفیدی را هم در زمینه تجزیه کیفی (شناسایی) و هم در مورد تجزیه کمی (تعیین مقدار) در ارتباط با تک تک اجزاء تشکیل دهنده یک مخلوط پیچیده به دست آورد. البته به این معنی نیست که همه نمونه‌ها را می‌توان به روش GC آنالیز

نمود و تنها نمونه‌هایی به روش GC قابل آنالیز هستند که دارای خصوصیات و ویژگی‌هایی معینی باشند، اجزاء نمونه مورد آنالیز باید در محدوده دمایی ۴۰۰- ۳۵۰ درجه سانتیگراد فرار بوده و از فشار بخار قابل توجهی برخوردار باشند و یا اینکه با افزایش سریع دما اجزاء نمونه بدون آنکه تخریب و یا تجزیه شوند تبخیر گردند.

GC سرنام کلمات Gas Chromatography می‌باشد. هر دستگاه GC به ترتیب

متشکل از

- مخزن یا ژنراتور گازهای حامل و سوخت

- محل تزریق نمونه (injector)

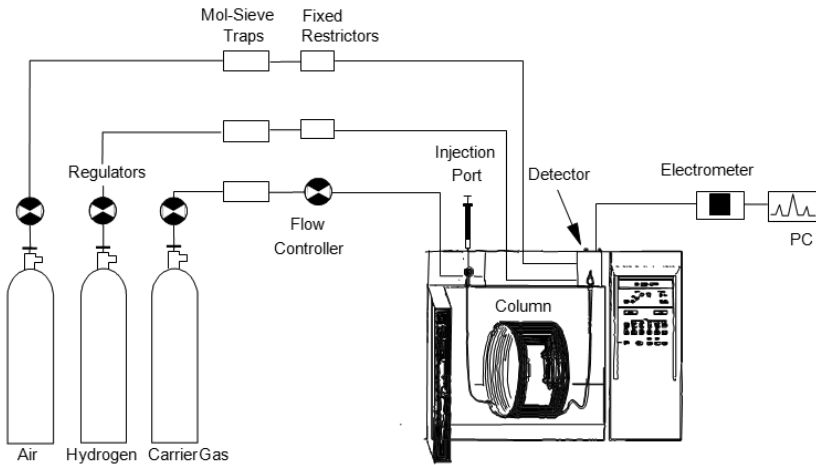
- ستون

- آون

- آشکار ساز (detector)

- سیستم پردازش اطلاعات

می‌باشد. هر دستگاه می‌تواند شامل یک یا چند injector, detector و ستون باشد. ستون یا ستونها در داخل آون قرار می‌گیرند که شرایط دمایی آون قابل برنامه‌ریزی است. دتکتورها در انواع ECD, TCD, NPD, FID و ... موجودند که هر کدام کاربرد خاص خود را دارند. اینجکتورها نیز در انواع مختلفی موجود می‌باشند. بطور کلی وقتی نمونه ای به دستگاه تزریق می‌شود، در Injector تبدیل به بخار می‌شود و سپس با جریان گاز حامل وارد ستون شده و عمل جدا سازی در ستون انجام می‌شود و پس از جدا سازی از طریق دتکتورها آشکار می‌گردند. شکل زیر شماتیک کلی دستگاه GC را نشان می‌دهد.



به طور کلی جهت انجام این آزمایش، ابتدا کیسول های گاز مورد نیاز را باز نموده و فشار گازها را روی ۵bar تنظیم نموده و در صورت داشتن ژنراتور گاز آنها را روشن می کنند.

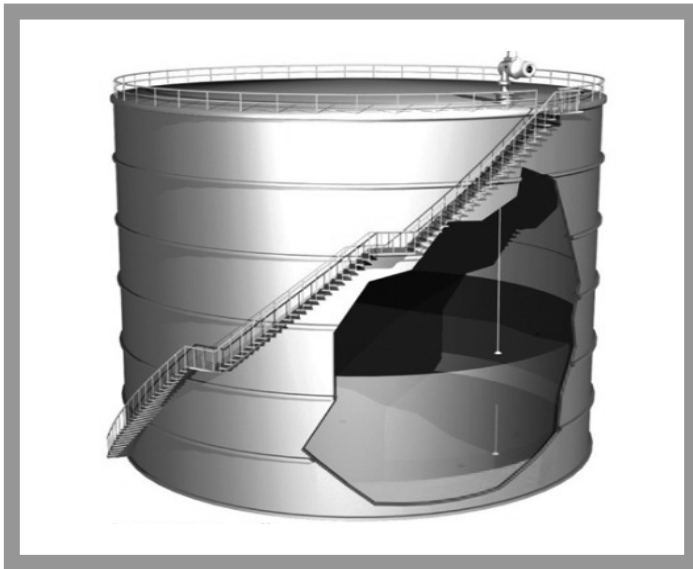
سپس دستگاه و کامپیوتر را روشن نموده و بعد از بالا آمدن دستگاه و کامپیوتر برنامه کاربردی آنلاین تخصصی شده برای سیستم را جهت کار با دستگاه اجرا می نمایند. (مانند نرم افزار ChemStation)



سیستم‌های اندازه‌گیری در حالت استاتیک

(عمق یابی)

Static Measuring Systems



روش های اندازه گیری در حالت استاتیک

Static Gauging Methods

روش اندازه گیری استاتیک فرآورده داخل مخزن، اشاره خاص به اندازه گیری دستی به روش عمق یابی دارد. شرط لازم این روش سکون و ایستائی مخزن، بدون هیچ گونه ورودی و خروجی و تلاطم می باشد.

در صورتیکه مخزنی در حال ورود و خروج فرآورده باشد، هر چند سطح فرآورده داخل مخزن با سرعت کمی در حال حرکت است، اما روش اندازه گیری عمق یابی با دست، نتایج ارزشمندی برای کنترل موجودی بدست نخواهد داد.

در شرایطی که یک مخزن در حال ورود یا خروج فرآورده می باشد، اندازه گیری اتوماتیک بهترین تجویز فنی می باشد که در هر لحظه با توجه به سرعت اندازه گیری و خطای حداقل آن می تواند حدود نسبتا دقیقی از موجودی فرآورده را تعیین نماید. بنابراین در حالت استفاده از اندازه گیرهای اتوماتیک، از حالت ایستا خارج شده ایم. مگر اینکه هیچ گونه ورودی و خروجی به مخزن نداشته باشیم که در این صورت اندازه گیری از نوع ایستا با تجهیزات اتوماتیک (نه دستی) خواهیم داشت. در فصول بعدی سیستم ها و نحوه اندازه گیری اتوماتیک شرح داده خواهند شد. در حالت ایستا یعنی بدون هیچ گونه ورودی و خروجی فرآورده، فرآیند اندازه گیری مخازن در انبارها و لندینکرافت و کشتی مشابه هم بوده مگر در جایی که نیاز به اندازه گیری پارامترهای خاص کشتی مانند میزان داخل شدن کشتی در آب و یا میزان کج شدن کشتی طبق جداول و اسناد طراحی موجود، و در مخازن انبار و... دمای بدنه مخزن و یا دمای محیط اطراف مد نظر باشد.

اندازه گیری استاتیک یا ایستای حجم فرآورده های نفتی در مخازن انبار نفت به لحاظ وجود شرایط پایدارتر نسبت به کشتی نفتکش و نفتکش جاده ای، از سهولت و سادگی بیشتری برخوردار است.

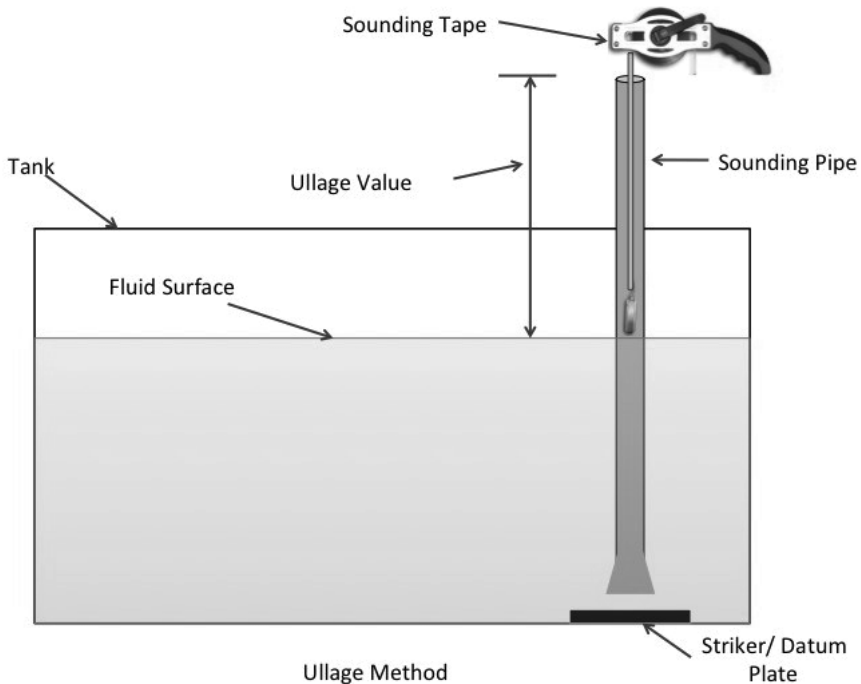
در این فصل اندازه گیری ایستا (روش عمق یابی) برای سه دسته زیر شرح داده خواهد شد:

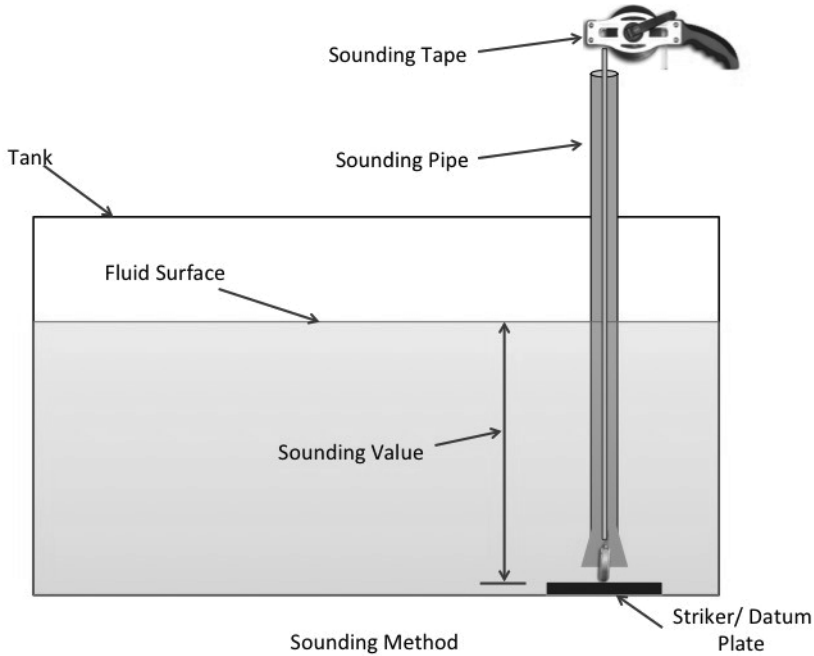
- اندازه گیری فرآورده داخل مخازن در حالت ایستا
- اندازه گیری فرآورده داخل نفتکش جاده ای و ریلی در حالت ایستا
- اندازه گیری فرآورده داخل مخزن کشتی در حالت ایستا

روش اندازه‌گیری دستی مخازن ذخیره (عمق یابی)

Storage Tanks Gauging With Sounding Method

اندازه‌گیری سیال بدون حرکت بر روی مخزن عمق یابی نام دارد. عمق یابی مخزن، صرف نظر از تکنولوژی مورد استفاده که یکی از قدیمی ترین روش‌های اندازه‌گیری حجمی محسوب می‌گردد، هنوز مورد استفاده است. یکی از مهمترین ایرادات وارده بر روش عمق یابی این است که همواره امکان راکد نمودن سیال در مخزن جهت اندازه‌گیری وجود ندارد. تکنیک اندازه‌گیری به روش عمق یابی خود به روش اندازه‌گیری فضای خالی مخزن (Ullage Value) و یا اندازه‌گیری حجم پرشده مخزن (Sounding Value) صورت می‌پذیرد.





دقت اندازه‌گیری در هر دو روش به تجربه اندازه‌گیر و سرعت عمل و دقت درقرائت ارقام و مقادیر دارد.

بطورکلی عوامل زیر در دقت اندازه‌گیری به روش عمق یابی تاثیر گذارند:

- سال ساخت مخزن به لحاظ تکنولوژی ساخت و ثبات کالیبراسیون آن
- بواسطه ساختار مکانیکی و نشست‌های فونداسیونی و ...
- کالیبراسیون مخزن بواسطه دما و فصل کالیبراسیون و چگونگی تاثیر شرایط دمائی و محیطی حین کالیبراسیون
- تغییرات انجام شده روی مخزن بعد از کالیبراسیون
- رسوبات درون مخزن و سرعت رسوب‌گیری و الگوی توزیع رسوب
- وضعیت لوله عمق یابی (عدم انحراف یا هرعارضه داخلی لوله و ...)
- روش اندازه‌گیری شامل روش فضای خالی یا روش حجم پر شده
- درجه حرارت زمان اندازه‌گیری و تفاوت‌های سیستم و محیط

- تکنیک نمونه‌گیری
- آنالیز نمونه
- خطای انسانی (اشتباه در روش، خطا در قرائت، خطا در ثبت و...)
- چگونگی اصلاح اثر دما
- محاسبه یا عدم توجه به آب آزاد
- اصلاح وزن سقف در مخازن سقف شناور
- درجه حرارت بدنه
- خطای تجهیزات اندازه‌گیری
- و....

بنابراین همانگونه که در فصل عملیات انبار نیز بیان گردید، درخصوص زمان اندازه‌گیری دستی، اندازه‌گیری مخازن در اول وقت هر روز قبل از شروع کار به‌عنوان یک معیار مناسب از عدم تاثیر شرایط محیطی و عملیاتی و مبنای موجودی اول وقت واقع خواهد گردید. در این روش، مبدأ و شروع اندازه‌گیری مخازن همواره در ساعت مشخصی از روز انجام می‌شود تا مقایسه‌های صورت پذیرفته خطای درجه حرارت و اصلاح اثر دما را حداقل نماید. قبل از شروع اندازه‌گیری، عملیات رسید و برداشت از مخزن باید کاملاً متوقف شده و فرآورده در سکون کامل (بدون تلاطم) باشد تا شرط ایستائی مخزن و اعتبار انجام روش عمق یابی حاصل شود. قبل از شروع عملیات اندازه‌گیری وسایل مورد نیاز باید بررسی و تمیز شده باشد تا خطای تجهیزات حداقل شود. اندازه‌گیری مخازن باید از محلی انجام شود که قبلاً برای این کار تعیین و در نظر گرفته شده است تا مقایسه‌های روزهای متعدد خطا را حداقل نماید. به‌هنگام اندازه‌گیری، نوار اندازه‌گیری باید با بدنه مخزن در تماس و بدون لرزش باشد تا خطال شخص اندازه‌گیر حداقل شود. بهتر است به منظور تسریع در کار انبار و شروع عملیات، ابتدا مخازن فعال سپس مخازن راکد اندازه‌گیری شوند. دقت شود دو نوبت اندازه‌گیری انجام شود و ارقام با هم اتفاق داشته باشند تا صحت اندازه‌گیری تأیید شود. برای مشخص کردن سطح مایع باید از به کار بردن گچ و خاک یا مواد مشابه بر روی نوار یا میله اندازه‌گیری خودداری شود. زیرا این مواد

دارای حالت فتیله‌ای هستند و در نتیجه سطح مایع را بالاتر از سطح حقیقی نشان می‌دهند. پس از اتمام کار اندازه‌گیری هر مخزن لازم است دریچه محل اندازه‌گیری مجدداً بسته شود تا تبخیر فرآورده از آن صورت نپذیرد. برای آنکه بتوان حجم هر نوع فرآورده نفتی مشابه را با یکدیگر مقایسه و یا جمع و تفریق کرد، لازم است که حجم‌ها در درجه حرارت معینی محاسبه شوند. برای تأمین و تسهیل اجرای این منظور باید درجه حرارت فرآورده‌های نفتی را به طور دقیق اندازه‌گیری کرد.

تعیین درجه حرارت به وسیله دماسنج به روشی که در فصل هشتم این کتاب بیان گردیده است صورت می‌پذیرد. پس از تعیین درجه حرارت با استفاده از رابطه زیر، عملیات محاسبه حجم به صورت استاتیک انجام می‌پذیرد. در این رابطه dT برحسب سردتر یا گرمتر بودن فرآورده نسبت به 60° درجه فارنهایت به ترتیب با تاثیر افزایشی یا کاهش‌ی به حجم اندازه‌گیری شده عمل خواهد نمود.

$$V = V_0 + \beta \cdot V_0 \cdot dT$$

به‌عنوان مثال، برای محاسبه حجم فرآورده بنزین (V_0) دریافت شده در مخزن، از پالایشگاه تهران که میزان ضریب مصحح حجم آن 0.00065 اعلام گردیده است، پس از اندازه‌گیری دمای فرآورده مخزن، میزان آن حدود 58° درجه فارنهایت اندازه‌گیری می‌گردد. همچنین نتایج عمق یابی، ارتفاع بدست آمده را از جدول کالیبراسیون برابر 2000000 لیتر نشان می‌دهد. جهت بدست آوردن حجم فرآورده این مخزن به طریق محاسبات در 60° درجه فارنهایت، از رابطه زیر استفاده می‌گردد (این محاسبات به همراه جدول کالیبراسیون مخازن، به‌عنوان پایه محاسباتی نرم افزار کنترل موجودی انبارهاست):

$$V_{60} = V_{58} + \beta \cdot V_{58} \cdot dT$$

$$V_{60} = 2000000 + 0.00065 * 2000000 (60 - 58)$$

$$V_{60} = 2002600$$

لذا ۲۶۰۰ لیتر بنزین نسبت به دمای معیار ۶۰ درجه دریافت گردیده است. به عبارت دیگر حجم استاندارد در ۶۰ درجه فارنهایت به عنوان مبنای اندازه‌گیری در تحویل بوده، و ۲۶۰۰ لیتر نسبت به دمای استاندارد، بنزین بیشتری دریافت گردیده است.

خطای قابل توجه در این روش مربوط به عدم تاثیر دخالت انقباض و انبساط مخزن نسبت به ارقام جدول کالیبراسیون و حجم سنجی مخزن و خطای اندازه‌گیری اپراتور و ابزار مورد استفاده می‌باشد. البته در صورتیکه عملیات پرووینگ مخازن اتمسفریک یا همان اندازه‌گیری به روش عمق یابی (اقدامات جدید اندازه‌گیری تاثیر تغییر دما در تغییر گنجایش مخزن) در محاسبات فوق تاثیر داده شود، حداقل انحراف از حجم استاندارد را خواهیم داشت. (به مبحث اندازه‌گیری حجم ناخالص مشاهده شده فرآورده برای مخازن انبار نفت مراجعه نمائید).

دستورالعمل اجرای موجودی مخازن به روش دستی **Storage Tanks Gauging With Sounding Procedure**

اندازه‌گیری و تعیین موجودی به روش دستی (روش جاری در شرکت پخش فرآورده‌های نفتی) به مفهوم استفاده از ابزار و تجهیزات معمولی مانند دماسنج و میله و یا نوار عمق سنجی و سایر ملزومات انجام این اندازه‌گیری است. بامروری بر رعایت الزامات در اندازه‌گیری موجودی به روش دستی، متدلوژی این روش را از نظر می‌گذرانیم. در تعیین موجودی به روش دستی برای فرآورده‌های نفتی بیظرف در دو دمای طبیعی و ۶۰ درجه فارنهایت رعایت و کاربرد نکات زیر الزامی است:

- الف- تعیین و ثبت زمان اندازه‌گیری مخازن
- ب- استفاده از وسایل دقیق مورد نیاز اندازه‌گیری مخازن
- ج- انجام صحیح روش اندازه‌گیری مخازن

الف- زمان اندازه‌گیری مخازن

- الف-۱- لازم است اندازه‌گیری مخازن در اول وقت هر روز و قبل از شروع کار انبار «شروع کارشیفیت صبح» انجام شود.
- الف-۲- مبدأ و شروع اندازه‌گیری مخازن انبار باید همواره در ساعت مشخصی از روز انجام شود.
- الف-۳- زمان شروع اندازه‌گیری مخازن فعال و راکد انبار در فصول مختلف سال حداقل ساعت ۶ و حداکثر ساعت ۷ صبح خواهد بود. باید توجه داشت که ابتدا باید مخازن فعال انبار اندازه‌گیری شوند. در صورت طولانی شدن زمان اندازه‌گیری مخازن فعال ممکن است که مخازن راکد بعد از ساعت ۷ صبح اندازه‌گیری شوند.

ب- وسایل مورد نیاز اندازه‌گیری مخازن

میزان بندی و دقت کار وسایل و دستگاه‌های تعیین کمیت در تأسیسات

نفتی مهم است و باید همواره بر صحت کار آنها نظارت شود؛ زیرا اضافه تحویل با کسر تحویل، عامل مؤثری در بروز کسری یا سرک انبارها و مجاری عرضه است. دستگاه‌ها و وسایل اندازه‌گیری حجم فرآورده‌های نفتی به روش عمق یابی عبارتند از نوار اندازه‌گیری یا عمق سنج، خمیرآبیاب، برای اندازه‌گیری حجم فرآورده‌های نفتی در مخازن واسطه از وسایل زیر استفاده می‌شود:

ب-۱- نوار عمق سنج (Dip Tape) یا نوار اندازه‌گیری مناسب از جهت طول و دارای شرایط استاندارد و جداول اندازه‌گیری مخزن



این وسیله شامل یک نوار فولادی به انضمام وزنه ای از جنس برنج به نام شاغول که به ابتدای آن متصل می‌باشد. این نوار در سیستم متریک به متر، سانتی متر و میلی متر مدرج شده است. نوارها برای اندازه‌گیری ارتفاع موجودی فرآورده‌های نفتی در مخازن بزرگ به کار می‌رود. بعد از اندازه‌گیری ارتفاع فرآورده بر حسب متر، سانتیمتر و میلی‌متر مقدار آن را از جدول مربوطه به همان مخزن محاسبه می‌نمایند. طول نوار که درازای وزنه هم جزو آن است در سیستم انگلیسی با فوت و اینچ و یک هشتم اینچ و در مواردی تا یک دهم اینچ و در سیستم متریک به متر و سانتی‌متر و میلی‌متر مدرج شده است. وزنه‌ها (شاغول) نیز مدرج بوده و طول آنها جزء اندازه‌گیری محسوب می‌گردد. در تصویر زیر چند نوع وزنه را با اشکال مختلف می‌توان مشاهده نمود.



نوارها برای اندازه‌گیری ارتفاع موجودی مواد نفتی در مخازن بزرگ به کار می‌روند و برای اینکه حجم موجودی از روی ارتفاع آن برحسب لیتر معین شود لازم است از جداول مخصوصی که مهندسی کنترل کمیت برای هر مخزن جداگانه تهیه کرده، استفاده شود. در صورت فرسوده شدن جداول مربوط به حجم وابسته به عمق فرآورده در مخازن، تهیه نسخه‌های جدید، باید از طریق خدمات مهندسی انجام شود. بواسطه ظرافت و لزوم حفظ دقت نوارهای اندازه‌گیری می‌بایست در نگهداری و استفاده از آنها کاملاً مراقب بود. برای این منظور باید از تماس نوارها با زمین کاملاً جلوگیری کرد. نوار اندازه‌گیری را باید در حین خروج از مخزن روی دریچه اندازه‌گیری پاک و با دقت روی قرقره مربوطه جمع کرد تا از تاب خوردگی و با زیریا رفتن آن جلوگیری شود.

ب-۲- دماسنج سالم و مناسب جهت محدوده دمائی مورد نیاز توضیحات لازم درخصوص انتخاب دما سنج مناسب در فصل ۸ ارائه گردیده است.

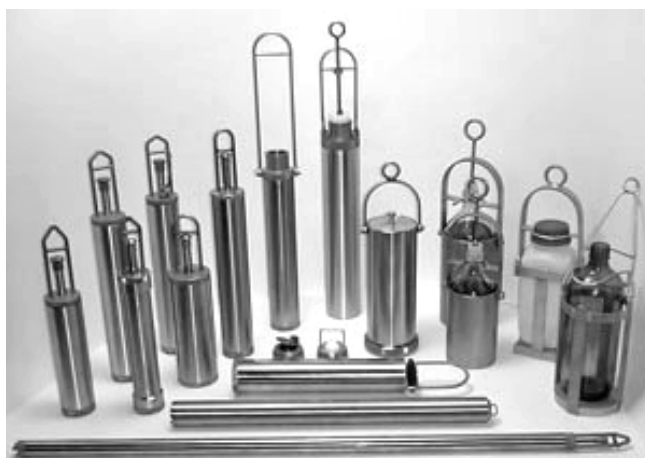


ب-۳- محفظه برنجی دماسنج (Thermometer Keeper) یا محافظ ترمومتر محافظ ترمومتر، محفظه ای است از جنس برنج یا مس که ترمومتر مطابق تصویر زیر داخل آن قرار گرفته است و به عنوان محافظی برای ترمومتر محسوب می‌گردد.



ب-۴- طناب و سمپل گیریا نمونه‌گیر (Sampler)

نمونه‌گیر محفظه ای استوانه ای از جنس مس یا برنج (بواسطه ایمنی و عدم ایجاد جرقه الکتریکی در برخورد با بدنه و متعلقات آهنی مخزن) سنگین شده با سرب درته ظرف و دارای کلاهک فنرداری به شکل‌های نشان داده شده در تصویر زیر است. همانگونه که مشاهده می‌گردد این ظروف دارای دسته ای جهت نصب طناب آویز می‌باشند.



درپوش نمونه‌گیر، قطعه ای از نمونه‌گیر و جهت ممانعت از ورود فرآورده در لحظات اولیه فروربردن نمونه‌گیر در مخزن بوده و با مکانیزمی که بعداً توضیح داده خواهد شد در نقطه ای که مد نظر است نسبت به باز نمودن درب نمونه‌گیر و پر نمودن آن از نمونه اقدام می‌گردد. محافظ ترمومتر، محفظه ای است از جنس برنج یا مس که ترمومتر مطابق تصویر زیر داخل آن قرار گرفته است و به عنوان محافظی برای ترمومتر محسوب می‌گردد.

ب-۵- خمیر آب یاب



ج- روش اندازه‌گیری مخازن

نکات برجسته و مهم در اندازه‌گیری مخازن و همچنین مراحل مختلف اجرایی آن بدین قرارند:

ج-۱- اندازه‌گیری دقیق حجم فرآورده‌های موجود در مخازن و تعیین درجه حرارت آنها.

ج-۲- اندازه‌گیری آب مخزن به وسیله میله و یا نوار اندازه‌گیر و خمیر آب یاب.

ج-۳- تعیین حجم فرآورده باید طبق روش صحیح اندازه‌گیری و تعیین درجه حرارت در ارتفاع‌های مختلف مخازن انجام شود با این توضیح که عملیات اندازه‌گیری مخازن لازم است در اول وقت هر روز، قبل از شروع فعالیت انبار و در هنگامی که عملیات رسید و برداشت فرآورده از مخزن متوقف است، با حضور مسئول کنترل موجودی بیظرف و اندازه‌گیر صورت گیرد.

ج-۴- بایستی ارقام اندازه‌گیری شده شامل عمق فرآورده، درجه حرارت و مقدار آب، در دفاتر یا نرم افزار ثبت اندازه‌گیری مخازن ثبت و به مسئول کنترل موجودی بیظرف انبار «انباردار بیظرف» ارائه شود.

ج-۵- مسئول کنترل موجودی بیظرف، مقدار لیتر فرآورده‌ها را، با توجه به

- اندازه‌های به دست آمده که برحسب متر و سانتی‌متر و میلی‌متر (در سیستم متریک) و یا یارد و فوت و اینچ و اجزاء اینچ است، از روی جدول مخزن که توسط مهندسی کنترل کمیت تهیه شده، استخراج می‌کند.
- ج-۶- مسئول کنترل موجودی، مقدار لیتر آب مخزن را با توجه به جدول تعیین آب که جداگانه تهیه و در ذیل یا کنار جدول مخزن درج گردیده تعیین می‌کند.
- ج-۷- مسئول کنترل موجودی، مقدار حجم فرآورده در حرارت طبیعی را براساس اندازه به دست آمده و کسر مقدار آب «بندهای ۵ و ۶ فوق» تعیین و در دفتر موجودی بیظرف منعکس می‌کند.
- ج-۸- مسئول کنترل موجودی، مقدار حجم طبیعی فرآورده را با استفاده از ضرایب مصحح حجم، به حجم ۶۰ درجه حرارت فارنهایت تبدیل و در ستون مربوطه دفتر یا نرم افزار ثبت موجودی «مقدار لیتر ۶۰ درجه» ثبت می‌کند.
- ج-۹- مسئول کنترل موجودی، جمع مقادیر رسیده به انبار را به موجب بارنامه‌ها و قبوض مربوطه کنترل و رسیدگی و در دفتر موجودی، ستون دریافت، ثبت می‌کند.
- ج-۱۰- مسئول کنترل موجودی، جمع ارقام خارج شده از انبار را با توجه به بارنامه‌ها و حواله‌های فروش و صورت تحویلی‌های روزانه انبار که شامل ارقام تحویلی در حرارت طبیعی و ۶۰ درجه فارنهایت است. در ستون خارج شده دفتر موجودی بیظرف ثبت می‌کند.
- برای اطمینان از صحیح بودن ارقام رسیده و تحویلی باید اقلام مندرج در دفاتر و مدارک موجود در واحدهای مختلف، انبار شامل صدور و دریافت، تخلیه و بارگیری، بازرسی دروازه‌های ورودی و خروجی با تحویلی‌های روزانه مطابقت داده شود و به تأیید و امضای مسئول انبار برسد.
- ج-۱۱- وضعیت عملیات روزانه انبار، با توجه به موجودی آخر وقت روز قبل و مقادیر رسیده و خارج شده و مقایسه آن با رقم موجودی واقعی بدست آمده «موجودی روز» و در نظر گرفتن سرک و کسری به دست آمده تعیین می‌شود.

- نکته: موجودی روز عبارتست از: موجودی اول وقت بعلاوه مقدار رسیده منهای مقدار خارج شده بعلاوه سرک منهای کسری
- ج-۱۲- به منظور اطلاع و ثبت میزان موجودی واقعی مخازن راکد و جلوگیری از پیشامدهای احتمالی، از قبیل نشستی و یا سوراخ شدن مخزن، این قبیل مخازن باید مانند مخازن فعال به طور روزانه اندازه‌گیری شوند.
- ج-۱۳- عمق یابی باید بدون لغزش دست و نوسان فرآورده انجام شود.
- ج-۱۴- با توجه به حجم فرآورده محتوی مخزن حتی‌الامکان از سه قسمت بالا، وسط و پایین درجه حرارت فرآورده گرفته شود.
- تذکر: روش کامل اندازه‌گیری حجم فرآورده محتوی مخازن در ابتدای همین فصل بیان شده است.
- ج-۱۵- در خواندن نوار و یا میله اندازه‌گیری و همچنین درجه حرارت سنج کاملاً دقت شود.
- ج-۱۶- برای آگاهی بیشتر رئیس انبار نفت از فعل و انفعالات انبار، مسئول کنترل موجودی بیطرف لازم است به طور روزانه موجودی فرآورده‌های نفتی را کتباً به رئیس انبار گزارش دهد.
- ج-۱۷- مسئول کنترل موجودی بیطرف، سرک و کسری‌های غیرمعارف انبار را پس از بررسی‌های لازم بلافاصله کتباً به رئیس انبار گزارش دهد.
- ج-۱۸- برای حفظ کیفیت فرآورده‌ها، لازم است آب مخازن، طی صورت جلسه‌ای با حضور مسئول کنترل کیفیت و مهندسی انبار و مسئول کنترل موجودی بیطرف تخلیه شود.
- ج-۱۹- به منظور اعمال کنترل‌های لازم و تهیه صورت‌های مورد نیاز لازم است دفاتر موجودی در پایان هر دهه جمع‌بندی شود.
- ج-۲۰- شروع اندازه‌گیری مخازن فعال انبار در فصول مختلف سال حداقل ۶ و حداکثر ۷ صبح است. ضمناً، به منظور تسریع در کار انبار و شروع عملیات تخلیه و بارگیری بهتر است ترتیبی داده شود تا اندازه‌گیری مخازن فعال در اولویت قرار گیرد و پس از آن مخازن راکد اندازه‌گیری شوند.
- ج-۲۱- قبل از شروع عملیات اندازه‌گیری باید وسایل مورد نیاز بررسی و تمیز شده باشند.

- ج-۲۲- به هنگام بالا و پایین رفتن از مخزن دست‌ها باید با نرده پلکان در تماس باشند (ایمنی کار)
- ج-۲۳- اندازه‌گیری مخازن باید از محلی انجام شود که قبلاً برای این کار تعیین و در نظر گرفته شده است.
- ج-۲۴- به هنگام اندازه‌گیری باید نوار اندازه‌گیری با بدنه مخزن در تماس باشد.
- ج-۲۵- برای تشخیص سطح مایع باید از به کار بردن گچ و خاک یا مواد مشابه بر روی نوار و یا میله اندازه‌گیری برای تشخیص سطح مایع خودداری شود، زیرا این مواد علاوه بر ایجاد آلودگی در محتویات مخزن، دارای خاصیت ویسکوزیته «حالت فنیله‌ای» هستند و سطح مایع را بالاتر از سطح حقیقی نشان می‌دهند.
- ج-۲۶- به هنگام بالا آوردن میله و یا نوار اندازه‌گیری از مخزن باید دقت شود که قطرات فرآورده باعث آلودگی سقف و اطراف محل اندازه‌گیری نشود. به همین منظور بهتر است تشتکی در بالای مخزن قرار داده شود تا قطرات فرآورده داخل آن بچکد.
- ج-۲۷- پس از اتمام کار اندازه‌گیری هر مخزن لازم است دریچه محل اندازه‌گیری مجدداً بسته شود.

نکات مهم روش اجرایی اندازه‌گیری روزانه حجم فرآورده‌های بیظرف در مخازن

کارگر اندازه گیر قبل از رفتن به بالای مخازن لوازم مورد نیاز اندازه‌گیری که عبارت است از نوار فلزی متریک، درجه حرارت، خمیر آب یاب و مقداری کرباس (برای پاک و تمیز کردن نوار فلزی) در ساک و یادریف مخصوص خود قرار می‌دهد. تذکر: قراردادن وسایل یادشده در ظروف فلزی مانند حلب یا سطل ساخته شده از آهن آلات ممنوع می‌باشد.

۲- مسئول کنترل موجودی (کارمند بیظرف) به اتفاق کارگر اندازه گیر با وسایل یادشده با توجه به اطلاع از وضعیت موجودی فرآورده مخزن و ارتفاع آن (به لحاظ تسریع در امر اندازه‌گیری) در بالای مخزن حضور می‌یابد.

تبصره ۱: حضور اندازه گیر (کارگر نقل و انتقال) به تنهایی برای اندازه‌گیری مخازن ممنوع بوده و باید با اتفاق کارمند کنترل موجودی و یا یک نفر از کارکنان

واحد بیظرف باشد.

تبصره ۲: حضور برروی مخازن ذخیره سازی فرآورده‌های نفتی بدون استفاده از البسه و تجهیزات ایمنی مورد تأیید اداره HSE، اکیداً ممنوع می‌باشد.

۳- زمان اندازه‌گیری مخازن که تعیین کننده وضعیت نقل و انتقالات روز گذشته انبار می‌باشد معمولاً قبل از طلوع آفتاب است. زیرا تابش آفتاب برپدنه مخزن درجه حرارت فرآورده را تغییر می‌دهد.

۴- برای اندازه‌گیری (عمق یابی) فرآورده داخل مخزن، ابتدا قسمت مدرج شده شاقول برنجی متصل به نوار فلزی اندازه‌گیری را با خمیر آب یاب آغشته نموده و پس از تماس دادن شاقول با بدنه مخزن نوار را به آرامی از محل دریچه مخصوص اندازه‌گیری داخل مخزن نموده و سپس محدوده محلی که احتمال وجود سطح فرآورده برروی نوار فلزی می‌باشد با کرباس خشک پاک و شفاف می‌گردد تا آثار فرآورده بوضوح روی نوار دیده شود. با توجه به اینکه کارگر اندازه‌گیر از ارتفاع مخزن مطلع است نوار فلزی را به اندازه طول لوله اندازه‌گیری باز نموده هم سطح لوله اندازه‌گیری قرار می‌دهد تا شاقول با ته مخزن تماس حاصل نماید. تقریباً یک دقیقه نوار را بهمان طریق نگاه داشته چنانچه آبی درته مخزن باشد روی خمیر آب یاب آغشته برروی شاقول اثر می‌گذارد. (رنگ خمیر را عوض می‌کند). سپس نوار اندازه‌گیری را بالا می‌کشد (جمع می‌کند). بعد از خواندن ارتفاع فرآورده و آب از روی نوار اندازه‌گیری با توجه به ارتفاع تغییر رنگ یافته خمیر آب یاب و یادداشت آن در دفتر برای تعیین درجه حرارت، محفظه فلزی (نمونه‌گیری) را که در آن ترمومتر قرار دارد را تا عمق‌های مورد نظر برای مدت ۲ دقیقه در داخل فرآورده قرارداده تا حرارت آن را با توجه به ارتفاع جیوه ترمومتر تعیین و یادداشت می‌کند.

دستورالعمل کامل چگونگی اندازه‌گیری دما در فصل ۸ ارائه شده است.

تا این قسمت از بحث اندازه‌گیری به روش عمق‌یابی، از تاثیر دما برمیزان گنجایش مخزن صرف‌نظر گردید. با توجه به رویکردهای اخیر بسیاری از فعالان حوزه توزیع فرآورده‌های نفتی، در این خصوص، بحث محاسبه حجم ناخالص مشاهده شده در زیر جهت ایجاد آشنائی اولیه ارائه خواهد شد.

حجم ناخالص مشاهده شده فرآورده برای مخازن انبار نفت

Products Gross Observed Volume In Storage Tanks

تأثیر انقباض و انقباض حجم مخزن در اثر گرم و سرد شدن ناشی از بارگیری با فرآورده و تفاوت گنجایشی که نسبت به کالیبراسیون حاصل می‌نماید، مسئله‌ای است که در اندازه‌گیری‌های بسیار دقیق تحت عنوان محاسبات حجم ناخالص مورد استفاده قرار می‌گیرد. برای محاسبه حجم ناخالص مشاهده شده فرآورده (Gross Observed Volume) یا V_{GO} کفایت حجم حجم آب آزاد (Free Water Volume) یا V_{FW} را از حجم کل مشاهده شده (Total Observed Volume) یا V_{TO} کسر نموده و با ضرب در ضریب تصحیح دمایی مربوط به پوسته مخزن (CT_{sh}) تأثیر انقباض یا انقباض پوسته مخزن را در حجم فرآورده بدست آورد. سپس با اعمال مقدار حجم ناشی از اصلاح وزن سقف‌های جابجا شونده (V_{FRA}) (در صورت وجود این گونه سقف) که مربوط به طراحی و ساخت سقف بوده و دارای ارقام مندرج در جدولی برای ارتفاع‌های مختلف سقف نیز می‌باشد می‌توان حجم ناخالص فرآورده را برای مخازن انبار نفت بدست آورد.

$$V_{GO} = (V_{TO} - V_{FW}) * C_{Tsh} \pm V_{FRA}$$

در فرمول فوق:

حجم کل مشاهده شده یا V_{TO} را نیز باید از روی جداول کالیبراسیون مخازن و با توجه به میزان فضای خالی بالای مایع یا عمق مایع مشاهده شده، محاسبه نمود. جهت اصلاحات وجود آب آزاد و رسوبات موجود در کف مخزن، اندازه‌گیری میزان آب آزاد و رسوبات کف مخزن چه قبل و چه بعد از پرو خالی شدن مخزن از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. این مقدار از روی جداول کالیبراسیون مخازن و با توجه به میزان سطح آب آزاد و رسوبات مشاهده شده در کف مخزن، محاسبه می‌گردد. بدلیل اثر دما بر روی پوسته مخزن، با توجه به دمای پوسته مخزن، حجم مخزن نیز تغییر خواهد نمود. هر مخزن در دماهای پوسته متفاوت دارای جدول کالیبراسیون مشخصی می‌باشد که به کمک آن می‌توان با تأثیر دادن C_{Tsh} حجم

مخزن را در دمای پوسته آن در آن لحظه بدست آورد.

در صورتیکه دمای مشاهده شده برای پوسته مخزن در جداول کالیبراسیون موجود نباشد، می‌توان از رابطه زیر استفاده نمود:

$$C_{T_{sh}} = 1 + 2\alpha\Delta T + \alpha^2\Delta T$$

در این رابطه $\Delta T = T_{sh} - T_b$ یعنی اختلاف دمای پوسته و دمای پایه، دمایی که در آن جداول کالیبراسیون مخزن تهیه شده است و در آن $T_{sh} = (7T_L + T_a) / 8$ بوده که T_a دمای محیط اطراف مخزن و T_L دمای سیال داخل مخزن می‌باشد. برای مخازنی که عایق کاری شده اند، دمای پوسته مخزن تقریباً برابر دمای مایع داخل مخزن خواهد بود.

$$T_{sh} = T_L$$

ضریب انبساط خطی (α) مواد تشکیل دهنده پوسته مخزن نیز از جدول زیر بدست می‌آید:

نوع فولاد	ضریب بر اساس °F	ضریب بر اساس °C
Mild Carbon	0.00000620	0.0000112
304 Stainless	0.00000960	0.0000173
316 Stainless	0.00000883	0.0000159
14-4PH	0.00000600	0.0000108

جهت محاسبه ضریب تصحیح سقف شناور V_{FRA} ، اگر با استفاده از یک چگالی مرجع، ضریب تصحیح سقف شناور در جدول ظرفیت مخزن محاسبه شده باشد، می‌توان با داشتن اختلاف بین چگالی مرجع با چگالی مشاهده شده در دمای مخزن، مقدار ضریب تصحیح سقف شناور را محاسبه نمود. اما اگر جدول ظرفیت مخازن بر اساس جداول ناخالص یا مخازن رو باز باشد مقدار این تصحیح حجم را می‌توان از حاصل تقسیم جرم سقف بردانسته آن با اعمال:

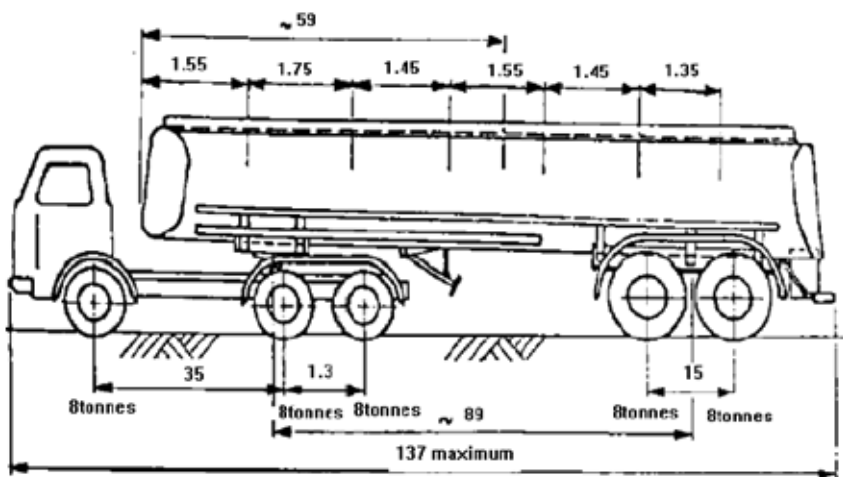
$$V_{FRA} = \text{Weight (Apparent Mass) of Roof} / \text{Density} \times C_{TL}$$

که در آن V_{FRA} ضریب تصحیح سقف بر اساس گالن، وزن سقف (Weight (Apparent Mass) of Roof) بر اساس پوند، چگالی (Density) پوند بر گالن در ۶۰ درجه فارنهایت و C_{TL} ضریب تصحیح دما بر اساس ۶۰ درجه فارنهایت می‌باشد.

اندازه‌گیری دستی نفتکش ریلی و جاده ای

Road&Rail Tanker Gauging With Sounding

مخزن نفتکش‌های جاده ای با توجه به قوانین هیدرودینامیک و ممانعت از تلاطم‌های ضربه ای هنگام حرکت و جهت توزیع نمودن نیروهای هیدروستاتیکی هنگام سربالایی و سرازیری جاده‌ها (عدم تجمع سیال در یک بخش و ممانعت از نیروهای نامتعادل‌کننده و واژگون‌کننده) بصورت چندبخشی (چندخانه‌ای) طراحی و ساخته می‌شوند. استانداردهای مختلفی ناظر بر این طراحی است که در کتاب سوم این هند بوک به قدرآشنائی مفید، توضیح داده شده‌اند.



به‌عنوان مثال درنمونه فوق که تحت استاندارد API مورد طراحی و ساخت واقع می‌گردد، ظرفیت ۲۶۰۰۰ لیتر را به ۶ بخش ۵۰۰۰ لیتری با ۴۰۰۰ لیتر Ullage یا فضای خالی برای تمهیدات عدم سرریز و موازنه‌های دینامیکی سیال هنگام حرکت نفتکش در نظر گرفته است که با توجه به محورهای نفتکش و طول‌های ارائه شده، نحوه و نوع تقسیم بندی مخازن نفتکش برای هر ظرفیت کلی و هر نوع طراحی محور منحصر بفرد شده است.

به هر حال قبل از استفاده یک نفتکش جهت حمل و نقل فرآورده‌های نفتی،

در صورتی ملاک تحویل و تحول حجم فرآورده باشد (مانند سیستم جاری در شرکت پخش فرآورده‌های نفتی ایران)، کالیبراسیون مخزن نفتکش بصورت هرخانه بطور مجزا، شرط ورود نفتکش به سیستم حمل و نقل خواهد بود. شرایط ذکر شده در خصوص مخازن نفتکش ریلی نیز از این الزامات مستثنی نیستند.

بنابراین اندازه‌گیری حجم فرآورده در نفتکش‌های جاده ای و ریلی به شرط:

- قرارگیری در سطوح کاملاً مسطح و بدون شیب (که معمولاً جهت این عملیات تعبیه می‌شود)

- کالیبره بودن مخزن و وجود میله مدرج شده

- مطابقت شماره حک شده روی میله و مشخصات خانه آن نفتکش

بسیار ساده و بوده و بین ۵الی ۷ دقیقه پس از توقف کامل نفتکش و از بین رفتن تلاطم درخانه‌های نفتکش، ابتدا میله دیپ را بیرون آورده و پس از خشک و تمیز نمودن بخش لازم به قرائت آن با پارچه ای نخی، مجدد دیپ را در مکان خود فرو نموده و مجدداً بیرون آورده و از روبروی قسمت مدرج، میزان حجم قرائت می‌گردد.

سایر تشریفات اداری و فنی و شرایط رسید و تخلیه نفتکش‌ها توأم با رعایت موارد ایمنی آنها، در بخش‌های مربوطه ذکر گردیده است.

اندازه‌گیری مبتنی بر حجم و با محاسباتی دیگر مبتنی بر جرم نیز خواهد بود. ملاک این اندازه‌گیری، کالیبراسیون نفتکش و میله مدرج شده در کالیبراسیون یاد شده برای نفتکش مذکور است. با اندازه‌گیری دما و استفاده از رابطه تغییر حجم بر اثر تغییر دما ضمن در دست داشتن ضریب انبساط حرارتی فرآورده تحت اندازه‌گیری (شبهه مخازن استاتیک انبار) حجم ظاهری و حجم واقعی (نسبت به ۶۰ درجه فارنهایت) را می‌توان محاسبه نمود. با داشتن جرم حجمی نیز می‌توان جرم فرآورده را مبنای تحویل و تحول قرار داد.

واضح است که این روش نیز خطای محاسباتی ناشی از انبساط و انقباض جداره مخزن نفتکش و همچنین تاثیر دمای محیط در حین اندازه‌گیری و از همه مهمتر زمان و دقت کالیبراسیون و تغییر تنظیمات آن بواسطه تغییر دمای سیال و محیط و ... را دربر خواهد داشت.

با توجه به مطالب فوق، اندازه‌گیری حجم فرآورده نفتی درون مخزن نفتکش

را در حالات زیر (بسته به شرایط مندرج در قرارداد های فروش و حمل فرآورده های نفتی) می توان در نظر گرفت:

مهمترین ابزار اندازه‌گیری نفتکش میله اندازه‌گیری آن است که می‌بایست تحت شرایطی که قید خواهد گردید مدرج و منطبق بر مخزن نفتکش شود.

میله اندازه‌گیری عمق (Brass Bar Deep Meter)



همانگونه که قبلاً بیان گردید، از میله اندازه‌گیری برای اندازه‌گیری ارتفاع و تعیین حجم مواد نفتی در مخازن کوچک و نفتکش‌ها استفاده می‌شود که جنس آن از برنج یا آلومینیوم است.

دراکثر موارد جنس این میله بواسطه نرمی آن نسبت به آهن و اصطکاک ناپذیری آن (عدم ایجاد جرقه) در تماس و ضربه به فولاد و آهن، معمولاً از برنج (Brass) بوده و به خاطر وزن سنگین طول‌های زیاد آن، برای اندازه‌گیری و تعیین حجم مواد نفتی در مخازن با عمق کم (مخزن نفتکش‌ها و مخازن کم عمق سوخت) و زیرزمینی (دفن شده مانند اسلوپ تانک) به کار برده می‌شود.

میله‌های اندازه‌گیری به دو صورت مدرج شده‌اند:

۱- میله‌هایی که مانند نوارها درجه‌بندی شده و برای تبدیل ارتفاع موجودی به حجم آن از جدول مربوط به مخزن استفاده می‌شود.

۲- میله‌هایی که برحسب لیتر و برای مخزن‌های معینی ساخته و درجه‌بندی شده‌اند و باید علامت مشخصی داشته باشند و فقط برای همان مخزن مورد استفاده قرار گیرد تا از هرگونه اشتباهی جلوگیری به عمل آید. با این نوع میله‌ها می‌توان حجم محتویات مخزن مربوطه را بدون مراجعه به جدول تعیین کرد. درج شماره مخزن دار راه آهن و با نفتکش روی میله اندازه‌گیری مربوطه الزامی است.

در مورد کامیون‌های مخزن دار (نفتکش‌های جاده‌پیما) از نوع دوم میله اندازه‌گیری استفاده می‌شود که عدم نیاز به مراجعه به جدول دلیل انتخاب آن است. این میله‌ها خود به دو صورت زیر ساخته می‌شوند:

- میله‌هایی که ته آن روی کف مخزن می‌نشینند.
 - میله‌هایی که خار کلاهک آن روی دریچه اندازه‌گیری می‌نشینند و معلق در مخزن تا نقطه تماس بر کف مخزن است.
- نوع معلق آن بواسطه ضربه پذیری فشاری کمتر و طول عمر دقت بیشتر، فراوانی بیشتری در استفاده دارد.

بواسطه ظرافت و لزوم حفظ دقت میله‌ها و نوارهای اندازه‌گیری می‌بایست در نگهداری و استفاده از آنها کاملاً مراقب بود. برای این منظور باید از تماس نوارها و میله‌ها با زمین کاملاً جلوگیری کرد. نوار اندازه‌گیری را باید در حین خروج از مخزن روی دریچه اندازه‌گیری پاک و با دقت روی قرقره مربوطه جمع کرد تا از تاب خوردگی و یا پامال شدن آن جلوگیری شود.

در مورد میله‌های اندازه‌گیری باید دقت کرد تا از ساییدگی انتهای میله و کج شدن آن جلوگیری شود و در مواقعی که استفاده نمی‌شوند به طور عمودی آویخته شوند تا منحنی شکل و کج نگردند. میله هر مخزن زیرزمینی باید همواره در خود همان مخزن قرار داشته باشد.

میله‌های اندازه‌گیری نفتکش‌ها و مخزن‌دارهای راه‌آهن در مواقعی که مورد استفاده نیستند باید در محفظه مخصوصی که برای این منظور تهیه شده نگهداری شوند.

بررسی صحیح بودن میله‌های اندازه‌گیری نفتکش‌ها

- صحیح و سالم بودن میله‌ها و نوارهای اندازه‌گیری باید مرتب رسیدگی شود.
- در مورد میله‌های مخازن زیرزمینی و کامیون‌های مخزن دار (نفتکش‌های جاده‌پیما) این عمل باید با تطبیق فواصل روی میله با ارقامی که در گواهی‌نامه مربوطه قید شده، انجام گیرد.
- گواهی‌نامه مربوط به میله‌های مخازن زیرزمینی در پرونده ضبط تأسیسات بایگانی می‌شود و گواهی‌نامه مربوط به مخازن نفتکش‌های جاده‌پیما،

همراه خود آنها است.

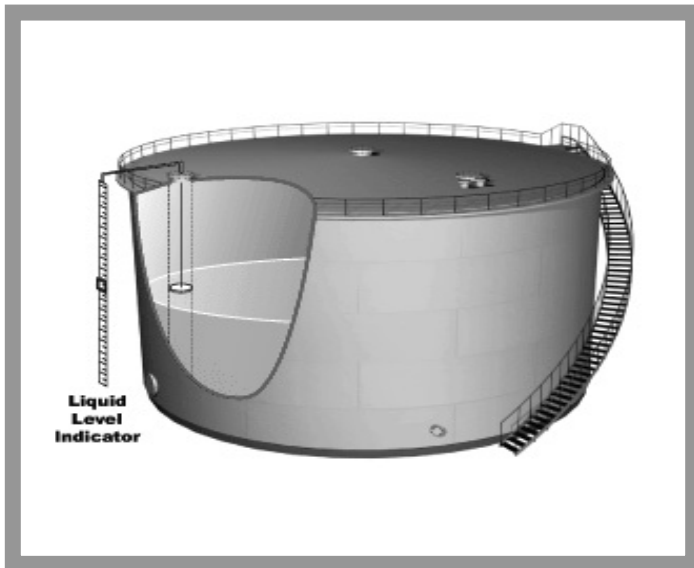
- بررسی میله‌های اندازه‌گیری مخازن ثابت و میله‌های مخزن دارهای راه‌آهن
- در مورد میله‌های مخزن دارهای راه‌آهن و مخازن ثابت، صحیح و سالم بودن میله اندازه‌گیری از طریق تطبیق طول آنها با طول نوار اندازه‌گیری معیار (Deep Tape Master) انجام می‌شود
- برای رسیدگی به صحیح و سالم بودن نوارهای اندازه‌گیری نیز همین کار باید به طور مرتب انجام شود.

فصل چهارم

اندازه‌گیری اتوماتیک فرآورده‌های نفتی در مخازن

(حجم سنجی)

Storage Tank Automatic Measuring



تعیین اتوماتیک موجودی مخازن

در تعیین موجودی يك مخزن با استفاده از ابزار دقیق، ذکر این نکته مهم است که اساس کار اندازه گیری حجم استاندارد مخازن (Tank Gauging) بر اندازه گیری کمیات دما و حجم استوار است و مابقی کمیات های مورد نظر از این دو کمیت نتیجه می شوند.

در انبارهای نگهداری فرآورده های نفتی این روش تحت عنوان تجهیز به - LG TG به اجرا درآمده است. در این روش اندازه گیری با اندازه گیری پیوسته واتوماتیک ارتفاع و دمای سیال درون مخزن، محاسبه حجم بر اساس ارتفاع و دمای اندازه گیری شده ضمن بهره مندی سیستم محاسبات از تغذیه ارقام مربوط به ابعاد هندسی مخزن، صورت می پذیرد. در این روش دما توسط سنسورهای RTD (در فصل دماسنجی شرح داده شده است) اندازه گیری می شود.

برای اندازه گیری ارتفاع نیز روش های گوناگونی چون لیزر، (Time Domain Reflectometry) یا TDR، التراسونیک، نوری، ظرفیتی، شناوری، رادار و ... وجود دارد.

جهت آشنائی با موضوع اندازه گیری سطح و حجم مایعات موجود در مخازن، سه روش سطح سنج شناور، سطح سنج Servo و سطح سنج نوع رادار که در سیستم های tank gauging بیشتر مورد استفاده قرار گرفته و تقریباً در بیشتر انبارهای فرآورده های نفتی این روش ها قابل رویت می باشند مطرح می گردند.

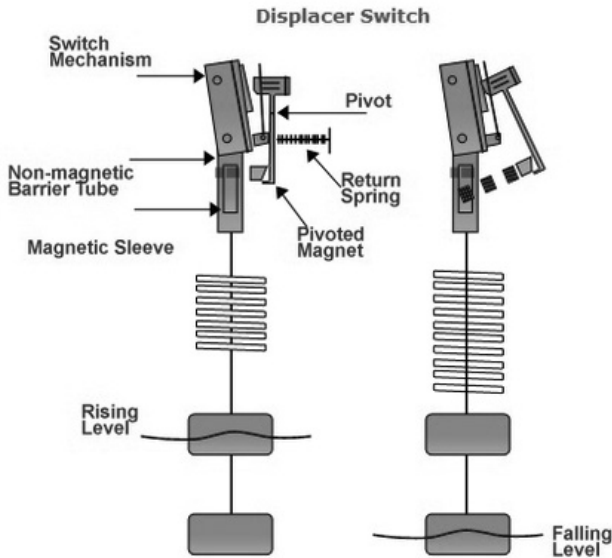
سطح سنج شناور

Float Displacer Level Measurement



از خاصیت شناوری هم در اندازه‌گیری نقطه ای سطح گسسته و هم پیوسته استفاده می‌شود. در اندازه‌گیری پیوسته می‌توان به کمک مکانیزم‌هایی، موقعیت شناور را در هر نقطه داخل مخزن اندازه‌گیری و به اتاق کنترل ارسال کرد. یکی از روش‌ها استفاده از وزنه و کابل می‌باشد که به مکانیزم سطح سنج شناور موسوم گردیده است. در این نوع از سطح سنج یک وزنه تعادل به وسیله کابل به شناوری که درون مخزن قرار گرفته متصل می‌شود. این وزنه تعادل همزمان با بالا و پایین رفتن شناور در اثر تغییر ارتفاع سیال درون مخزن، جابجا و ارتفاع سیال را بر روی درجه بندی که در بیرون از مخزن نصب شده است نمایش می‌دهد. وزنه تعادل کشیدگی کابل را هنگام بالا و پایین رفتن شناور حفظ می‌کند. به جای کابل می‌توان از زنجیر نیز استفاده کرد. این سطح سنج‌ها دقیق می‌باشند اما معایب مکانیکی همچون گیر کردن کابل و یا اصطکاک میان کابل و چرخ دنده‌ها

از دقت آنها می‌کاهد. هنگام نصب باید دقت شود که بخش‌های مکانیکی سنسور از تماس با هوا و سیال در امان بمانند. زیرا این مساله موجب خوردگی و فرسایش تدریجی این قطعات می‌شود. این سنسورها به ندرت جهت ارسال سیگنال الکتریکی به کار می‌روند و تنها برای نمایش محلی ارتفاع سیال مناسب هستند و نصب آنها در مخازن با سقف بسته و تحت فشار نیازمند رعایت شرایط خاص مخزن خواهد بود. سطح سنج‌های شناوری تکنولوژی ساخت پیچیده ای ندارند و نسبت به انواع دیگر سطح سنج‌های پیوسته ارزانتر بوده و اندازه‌گیری دقیق و قابل اطمینانی را فراهم می‌نمایند. با توجه به اینکه شناور و لوله آن به طور کامل درون سیال فرو می‌روند باید از مواردی که در برابر خوردگی مقاوم هستند، ساخته شوند. در هنگام نصب سنسور باید دقت شود که میله سنسور بصورت کاملاً قائم درون سیال قرار گیرد و شناور به راحتی و آزادانه درون آن جابجا شود. اساس این روش، اندازه‌گیری ارتفاع سطح مایعات با استفاده از خاصیت غوطه‌وری مواد در سطح مایع و نمایش این تغییرات به کمک اتصال به یک نشان دهنده می‌باشد. مکانیزم عملکرد این سطح سنج را می‌توان در شکل زیر مشاهده نمود.



این روش بر مبنای شناور شدن یک قطعه (با دانسیته کمتر از دانسیته فرآورده) روی سطح فرآورده استوار است. این روش مکانیکی علاوه بر سهولت در استفاده در بسیاری شرایط خاص در مخازن نظیر فشار و دمای بالا می‌تواند مورد استفاد قرار گیرد. ضمن توجه به این نکته که روش‌های دستی امکان استفاده در فشار و دماهای بالا را ندارند.

در برخی نمونه‌های این سطح سنج‌ها، به کمک گوی‌های شناوری و در برخی دیگر با توجه به خاصیت مغناطیسی که برای گوی در نظر می‌گیرند می‌توانند در کنار سطح مخزن قطعات فلزی رنگی که شبیه به کرکره در کنار هم چیده شده‌اند را تغییر وضعیت دهند و به اپراتور وضعیت سطح را نمایش دهند. با بالا رفتن سطح فرآورده (Rising Level)، تغییر میدان مغناطیسی ناشی از تعداد دور سیم پیچ حادث گردیده و در نتیجه موجب عمل کردن سویچ می‌شود.

سطح سنج اختلاف فشاری

Differential Pressure Level Transmitters



فشار در هر نقطه از مایع، به ارتفاع ستون مایع بالای آن بستگی دارد. این فشار می تواند صرف نظر از فشار اتمسفر (و یا توام با فشار اتمسفر اندازه گیری و بیان شود.. در سطح سنج هایی که بر اساس محاسبه فشار کار می کنند می توان طبق رابطه زیر با اندازه گیری فشار و معلوم بودن مقدار چگالی سیال (ρ) ارتفاع ستون مایع درون مخزن را بدست آورد:

$$P_{abs} = P + (\rho \cdot g \cdot H)$$

در این رابطه P فشار گازها و بخارات بالای مخزن است که در مخازن بدون سقف با فشار جو در منطقه برابر می باشد. جهت محاسبه ارتفاع سیال درون یک مخزن با این روش، نیاز است که فشار ستون مایع و فشار بالای مخزن اندازه گیری شوند. بدین منظور ترانس میترهای اختلاف فشاری ساخته شده اند که با محاسبه اختلاف فشار مخزن، سیگنالی متناسب با ارتفاع سیال درون آن ارسال می کنند. فشاری که در این حالت اندازه گیری می شود فشار استاتیک مایعی می باشد که در حالت سکون درون مخزن قرار دارد به همین دلیل، به این روش، تکنیک اندازه گیری فشار هیدرواستاتیک نیز گفته می شود. اندازه گیری سطح با این روش پیچیدگی خاصی ندارد و استفاده از این نوع سنسورها به دلیل سادگی و قیمت پایین بسیار فراگیر شده است.

سطح سنج موتوری

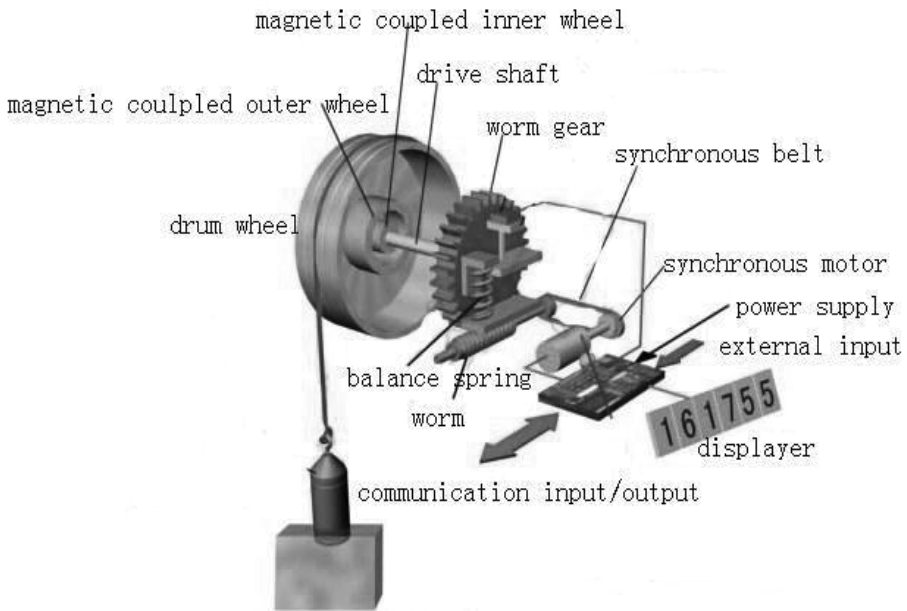
Servo Tank Gauging



مکانیزم این نوع سطح سنج بر پایه الکترومکانیک استوار بوده و با پیکربندی شبیه شکل فوق، سنجش سطح را مقدور میسازد. اندازه گیر سطح فرآورده در مخزن به روش Servo نسبت به روشهای مکانیکی متحرک رایج، پیشرفت زیادی کرده است. در این روش، جابجا کننده با یک شناور (Displacer) کوچک جایگزین می‌شود که این شناور به یک سیم انعطاف پذیر محکم، متصل شده است. اندازه‌گیری‌های Servo به جای موتور فنری از موتور Servo الکتریکی برای بالا بردن و پایین آوردن شناور استفاده می‌کنند. یک سیستم سنجش هوشمند، به طور منظم وزن و خاصیت شناوری شناور را اندازه‌گیری می‌کند و سیستم Servo را کنترل می‌کند. همچنین فرستنده داخلی را موتور به حرکت درمی‌آورد.

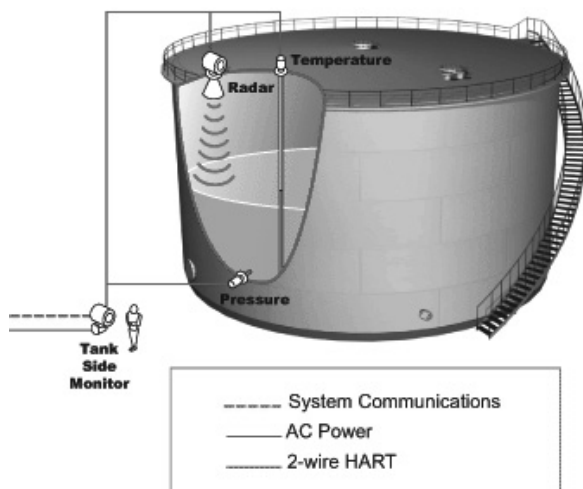
جریان متلاطم، اصطکاک مکانیکی در سیستم سروو (Servo)، فرستنده، نمایشگر و سوئیچ‌های آلارم، هیچ تاثیری روی حساسیت و دقت اندازه‌گیری ندارد. یک ادغام کننده (Integrator) در سیستم کنترل مکانیسم، تاثیرات حرکات ناگهانی فرآورده را خنثی می‌کند. اندازه‌گیری نه تنها در شرایط متلاطم فرآورده در داخل مخزن، سطح میانگین را ارائه می‌دهد بلکه حرکات غیر ضروری را حذف

می‌کند و استهلاک را کاهش و عمر مفید وسیله را افزایش می‌دهد. این اندازه گیرها همچنین قدرت زیادی برای پردازش اطلاعات دارند. روش سطح سنج موتوری فقط سطح فرآورده را اندازه نمی‌گیرد بلکه این قابلیت را دارد که سطح فرآورده و چگالی محصول را تواما اندازه‌گیری کند. شکل زیر مکانیزم عملکرد يك سطح سنج موتوری را نشان می‌دهد.



سطح سنج‌های نوع رادار

Radar Tank Gauging (RTG)



از ویژگی‌های مهم امواج رادار این است که در برخورد با سطح اجسام بازتاب می‌شوند. میزان بازتاب با اندازه ثابت دی الکتریک اجسام مرتبط است. هر ماده ای که دارای ثابت دی الکتریک بزرگتر از ۱٫۸ باشد این امواج را از خود عبور نمی‌دهد. خلا دارای ثابت دی الکتریک ۱ است. این بدان معنی است که امواج الکترومغناطیسی از خلا عبور می‌نمایند و بازتاب نمی‌شوند. این موضوع اساس کار سنسورهای راداری است. فرآورده‌های نفتی دارای ثابت دی الکتریک بزرگتر از ۱٫۸ هستند و به راحتی این امواج را برگشت می‌دهند.

سطح سنج‌های راداری تجهیزاتی هستند که با ارسال امواج رادار، فضای خالی بالای مخزن را اندازه‌گیری می‌کنند. با کسر ارتفاع خالی مخزن، از مقدار ارتفاع واقعی آن که به عنوان مقدار اولیه (ست پوینت High) به حسگر داده شده است ارتفاع مایع محاسبه می‌شود. در حقیقت امواج رادار از طریق آنتن، منتشر و پس از برخورد با سطح سیال مجدداً به سمت آنتن بازتاب می‌گردد. به همین دلیل این به روش RTG یا رادار معروف گردیده است. با توجه به رابطه معکوس

میان فرکانس و طول موج، هر چه فرکانس امواج ارسالی از آنتن (تعیین کننده طول موج) بالاتر باشد، طول موج امواج، کوتاه تر خواهد بود و موجب کاهش طول آنتن خواهد شد. بنابراین استفاده از سطح سنج‌هایی که با فرکانس بالا کار می‌کنند به سبب کوتاه بودن طول آنتن، نسبت به حسگرهای فرکانس پایین آسان تر خواهد بود. آنتن این سطح سنج‌ها معمولاً از جنس فولاد ضد زنگ ساخته می‌شود. در تصویر زیر تعدادی از این نوع سطح سنج‌ها را می‌توان مشاهده نمود.



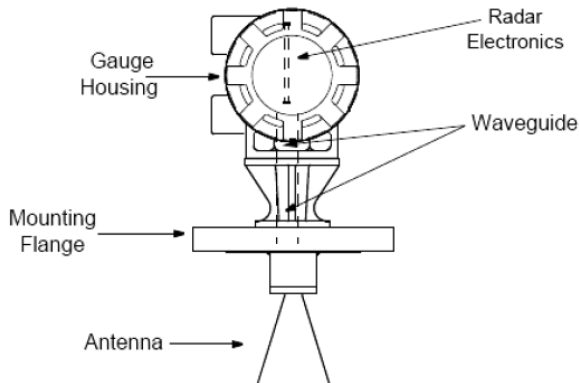
این مدل اندازه‌گیری سطح به روش غیر تماسی با سطح سنج راداری به دلیل استقلال از پارامترهای دما، فشار، چگالی، هدایت، بخار یا گرد و غبار از روش‌های دقیق و موثر برای اندازه‌گیری سطح مخازن مایع متلاطم، سطوح دارای فوم یا کف با دقت در حد میلی‌متری باشد.

در این روش ارتفاع سیال درون مخزن مستقیماً و بطور پیوسته توسط سنسورهای نصب شده اندازه‌گیری می‌شود. مقادیر بدست آمده به همراه دمای اندازه‌گیری شده به سیستم کنترل ارسال می‌شوند. به کمک این اطلاعات حجم اشغال شده توسط سیال در دمای به دست آمده محاسبه می‌شود. حجم محاسبه شده به حجم استاندارد یعنی شرایط یک اتمسفر و ۲۵ درجه سانتیگراد تبدیل می‌شود.

با وارد نمودن چگالی اندازه‌گیری شده سیال بصورت دستی در محاسبات نرم

افزایی سیستم کنترل، جرم سیال درون مخزن را نیز می‌توان بدست آورد. البته استفاده از دانسیته مترهای آنلاین دیجیتال نیز می‌تواند جایگزین این تکنیک تعیین جرم سیال درون مخزن شود. سنسورهای مورد استفاده در این روش بدلیل عدم تماس با مایعات درون مخزن و همچنین نداشتن قطعات متحرک، هزینه نگهداری و تعمیرات ناچیزی دارند. تنها ایراد این سنسورها قیمت بالای آنها به واسطه تکنولوژی مدرن آنهاست.

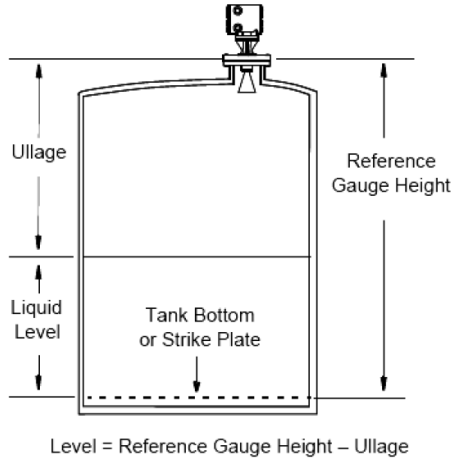
در شکل زیر قسمت‌های مختلف یک ترانس‌میتور نوع رادار نشان داده شده است. بخش الکترونیک در حقیقت قلب این سنسور است که تغذیه الکتریکی را به کمک نوسان ساز به امواج الکترومغناطیسی تبدیل می‌کند. این امواج از طریق waveguide (مسیری که در تصویر زیر نشان داده شده است) به آنتن ارسال می‌شوند.



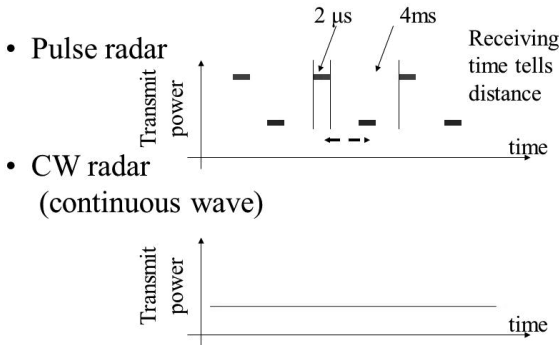
پس از اندازه‌گیری ارتفاع مایع درون مخزن حجم آن محاسبه می‌شود. لازم است که این حجم به حجم استاندارد تبدیل شود. لذا نیاز به اندازه‌گیری دمای سیال درون مخزن نیز احساس می‌شود. به سبب برخی شرایط فرآیندی و بزرگ بودن مخازن، معمولاً در نقاط مختلف قدری متفاوت است، به منظور بالا بردن دقت محاسبات با نصب ترانس‌میتورهای دما در چند نقطه مخزن دمای میانگین سیال محاسبه می‌شود و در روابط وارد می‌شود.

نکته مهم دیگر در سطح سنج نوع رادار این است که در این نوع سطح سنج‌ها

با ارسال امواج رادار، در واقع فضای خالی مخزن اندازه گیری می شود و با کسر ارتفاع خالی مخزن از مقدار ارتفاع واقعی آن که به عنوان مقدار اولیه به سنسور داده شده است ارتفاع مایع محاسبه می شود. شکل زیر شماتیکی از چگونگی نصب و روش محاسباتی در این روش را نشان می دهد.

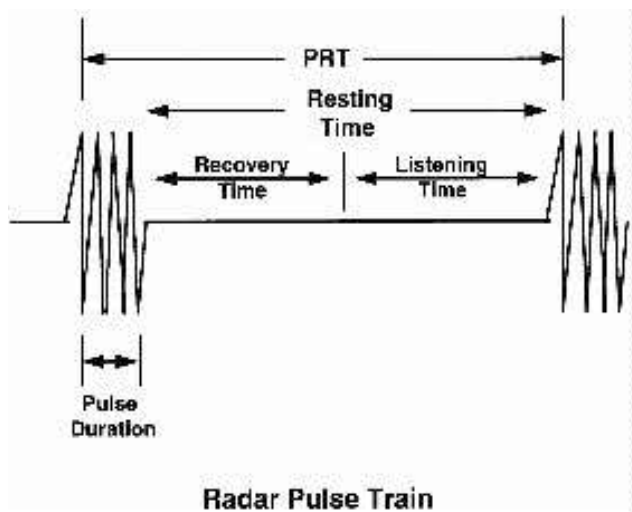


در شکل فوق، منظور از Ullage قسمت خالی مخزن است و معیار این اندازه گیری ارتفاع کل مخزن می باشد. سنسورهای راداری به منظور اندازه گیری سطح مایعات از دو روش پالس و پیوسته که نمایش نموداری آن ها بصورت زیر است استفاده می نمایند:



روش Dulse Radar Gauges

در این حالت امواج بصورت ناپیوسته توسط آنتن ارسال گردیده و پس از برخورد با سطح مورد نظر بازتاب می‌شوند. سطح (ارتفاع) فرآورده متناسب با زمان رفت و برگشت امواج می‌باشد. ترانسمیتر با اندازه‌گیری مدت زمان سپری شده در رفت و برگشت امواج، ارتفاع مایع درون مخزن را اندازه‌گیری میکند. به دلیل سرعت بی نهایت این امواج سنسورهای از این نوع دارای کاهش دقت در محاسبات لازم خواهند بود زیرا سرعت کم اندازه‌گیری درمقایسه با سرعت انتقال امواج رفت و برگشت و تاخیر زمانی ناشی شده از مقاومت‌های درونی سنسور، ضمن تاثیرافزایشی در زمان مجموع رفت و برگشت موج این کاهش دقت را سبب خواهند گردید.

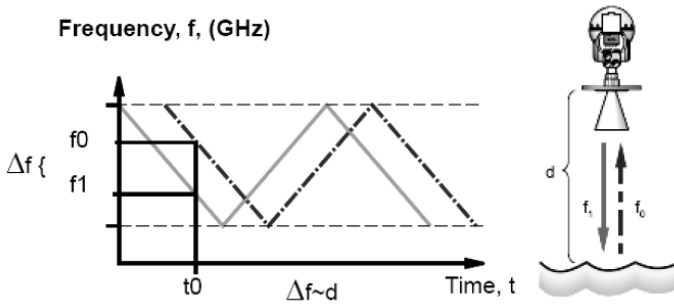


$$\text{Distance} = (\text{Speed of Light} * \text{Time Delay}) / 2$$

ترانسمیتر تاخیر زمانی بین سیگنال ارسالی و دریافتی را اندازه‌گیری نموده و پردازشگر روی برد الکترونیکی، این تاخیر زمانی را براساس فرمول فوق به فاصله تبدیل می‌نماید.

روش fmcw یا frequency modulated continuous waves

در این حالت امواج رادار بطور پیوسته ارسال می شوند. فرکانس امواج پس از برخورد با سطح سیال تغییر میکند که این تغییر متناسب با فاصله پیموده شده (که همان فضای خالی مخزن می باشد) و مدت زمان طی مسافت این فاصله است. ترانسمیتر بجای اندازه گیری مدت زمان رفت و برگشت موج، اختلاف فرکانس ایجاد شده در اثر برخورد با سطح فرآورده را اندازه گیری میکند و با سنجش این اختلاف فرکانس مدت زمان طی شده را محاسبه و ارتفاع سیال درون مخزن را تعیین می کند. اندازه گیری اختلاف فرکانس امواج برگشتی با امواج ارسالی بسیار دقیق تر از اندازه گیری زمان رفت و برگشت موج می باشد لذا دقت این روش از روش *puls radar gauges* بیشتر خواهد بود. اصول اندازه گیری در این روش، در شکل زیر نمایش داده شده است.



معادله حاکم بر روش FMCW عبارتست از:

$$R = (c_0 \times |\Delta t|) / 2 = (c_0 \times |\Delta f|) / 2 (df/dt)$$

که در آن R عبارتست از فاصله بین آنتن (Antenna) و سطح منعکس کننده سیال بر حسب متر و همچنین c_0 عبارتست از سرعت نور (Speed of Light) که معادل 3×10^8 m/s بوده و Δt نیز برابر تاخیر برگشت موج ارسالی بر حسب ثانیه است. عبارت df/dt را تغییر فرکانس موج بر واحد زمان در نظر می گیرند.



سیستم‌های اندازه‌گیری در حالت دینامیک

(جریان سنجی)

Dynamic Measuring Systems



یکی از مهمترین چالش های موجود در عرصه توزیع و فروش فرآورده های نفتی، دقت در تنظیم مقادیر (جرمی یا حجمی) بر اساس دمای مبنای پذیرفته شده در این خصوص است. با نگاهی بر سیر تحول در اندازه گیری، از اندازه گیری حجم در ظروف استاندارد تا اندازه گیری حجم در دمای ۶۰ درجه فارنهایت و در پی آن اندازه گیری جرم به عنوان تکامل و دقت طلبی ذی نفعان این حوزه از فعالیت ها می توان مشاهده نمود. البته سهم کشورها و صنایع مختلف بسته به حساسیت های اقتصادی و سیاسی و... از این تکامل متفاوت بوده است. با توجه افزایش سرمایه گذاری گذر بر مسیر اندازه گیری حجمی به اندازه گیری جرمی، سیستم اندازه گیری حجمی در حد مبنا قرار دادن ۶۰ درجه فارنهایت بصورت سیستمی به اندازه کافی مطلوب پذیرفته شده است. ولی نباید از نظر برداشت که هرچقدر به سمت اندازه گیری جرمی پیش می رویم، تاثیرات محیطی حداقل گردیده و دقت اندازه گیری بالاتر خواهد رفت.

ورود به بازار جهانی جهت مبادعات و تبادلات فرآورده های نفتی، صرفه اقتصادی اندازه گیری مواد نفتی در هنگام فروش، جلوگیری از مغایرت های احتمالی در مبادلات فرآورده ها میان شرکت ها و پالایشگاه ها، درجه اهمیت و حساسیت سیستم های اندازه گیری در صادرات و واردات مواد نفتی و بسیاری از موارد دیگر، لزوم دقت در انتخاب و تجهیز سیستم های اندازه گیری رابه مکانیزم های بر مبنای جرم گوشزد می نمایند.

بطور کلی روشی که مطابق با استاندارد جهانی و مورد توافق خریدار و فروشنده محموله باشد، راه برون رفت از این چالش می باشد.

اندازه گیری مشخصات فیزیکی شامل حجم، جرم، دما، جرم حجمی و ... فرآورده های نفتی همزمان با عملیات بارگیری، تخلیه و ارسال را اندازه گیری در حالت دینامیک می نامند. سطوح این اندازه گیری بسته به تجهیزات و قابلیت های آنها برای اندازه گیری دارد.

به همین منظور، میترها (Meter) به عنوان دستگاه هایی که برای اندازه گیری سیالات بطریق دینامیک مورد استفاده قرار می گیرند توسعه و پیشرفت های روزافزونی داشته اند. میترها می توانند اندازه گیر جرمی جریان (Mass Flow meter) و یا اندازه گیر حجمی جریان (Volume Flow meter) باشند. معمولاً در پایانه های

بارگیری، با توجه به نوع سیال، از میترهای جابجائی مثبت P.D یا توربینی T.M و در رویکردهای نوین از میترهای پیشرفته تر و دقیق تر برمانند فلومیتر کوریولیس و ... حسب مورد، استفاده می‌شود.

میترهای PD نوعی میتراندازه گیر حجمی هستند که برای اندازه‌گیری مواد نفتی با گرانش بالا و نیز در بارگیری مواد نفتی که دما و فشار عملیات، تغییرات زیاد و سریعی نداشته باشد به کار می‌روند. این نوع میترها حجم زیادی را اشغال می‌کنند. در عوض میترهای کوریولیس با اشغال نمودن حداقل فضا، موجبات تحقق اندازه‌گیری‌های دقیق تری را فراهم نموده اند. از حیث سرمایه گذاری، میترهای کوریولیس با برندی مناسب و معتبر معمولاً بین ۵ تا ۹ برابر میترهای جابجائی مثبت سرمایه بری دارند.

بطور کلی میترهای حجمی دستگاه‌هایی مکانیکی هستند که حجم مقدار مایعی را که از آنها عبور می‌کند، تعیین می‌کنند. با توجه به اینکه این دستگاه‌ها تعیین‌کننده کمیت فرآورده تحویلی هستند، دقت کار آنها فوق‌العاده مهم و ضروری است و باید پیوسته صحت کار آنها را کنترل کرد.

اندازه‌گیری حجم فرآورده‌های نفتی در حالت دینامیک

Dynamic Oil Product Volume Measuring

همانگونه که از نوع عملیات میترها مشخص می‌گردد منظور از اندازه‌گیری فرآورده‌های نفتی به روش دینامیک استفاده از انواع میتر در اندازه‌گیری این مواد در حین بارگیری و تخلیه می‌باشد. هرگونه تجهیزیتی که بتواند میزان حجم عبوری رادرتی زمان سپری شده با دقت مطلوبی مشخص نماید یک ابزار دینامیک در اندازه‌گیری تلقی خواهد شد. اندازه‌گیری حجم فرآورده در مخازن انبارها و مخازن ساحلی و یا مخازن کشتی با توجه به عدم در جریان بودن فرآورده در زمان اندازه‌گیری، محاسبات حالت ایستا و همچنین اندازه‌گیری نفت و فرآورده‌های آن توسط میتر در انواع مختلف آن محاسبه حجم در حالت دینامیک شناسائی شده است.

در اندازه‌گیری استاتیک فرآورده‌های نفتی دیدیم پس از بارگیری و لودینگ مخزن بارگیری شده، با ارائه فرصت لازم برای ایجاد حالت سکون و حذف تلاطم، ضمن توجه به شکل هندسی و وضعیت مخزن بارگیری شده، می‌توان میزان فرآورده بارگیری شده را اندازه گرفت. اما همیشه نه اشکال هندسی منظم و دقیقی را می‌توان در عملیات مختلف مشاهده نمود و نه زمان و دقت کافی برای این عملیات وجود خواهد داشت. بدین علت روش اندازه‌گیری‌های دینامیک امروزه گسترش زیادی یافته‌اند. هرچند که عملیات اندازه‌گیری در حالت استاتیک نیز می‌توانند بصورتی برنامه ریزی و طرح ریزی گردند که در نوع خود از دقت بالا و قابل قبولی برخوردار شوند. اساس و رکن اندازه‌گیری فرآورده‌های نفتی در حالت استاتیک، وجود مخازنی کالیبره شده با رفتاری کاملاً شناخته شده نسبت به تغییر دماست. بنابراین عملیات اندازه‌گیری مخازن ضمن استفاده از تکنیک‌های کالیبراسیون مبتنی بر پرووینگ (محک زنی با تجهیزات بسیار دقیق اندازه گیر حجم) عملیاتی است که توانائی مخزن را در اندازه‌گیری دقیق فرآورده‌های نفتی بالا خواهد برد. بنابراین تاثیرات دما نیز در این شرایط به سهولت قابل تعیین شدن است.

در صورتیکه اندازه گیرهای دینامیک یا میترها نیازی به مخزن نداشته و به طور مداوم میزان فرآورده عبوری از خود را پایش نموده و قادر به محاسبه همزمان حجم و تناژ عبوری از خود می‌باشند. خصوصا اینکه تصحیح دمائی بصورت آنلاین

نیز می‌تواند در عملیات اندازه‌گیری دخالت نموده، مینا و معیاری برای تحویل فرآورده را نیز فراهم نماید. کارآیی یک میتر به این صورت تعریف می‌شود که یک میتر به چه میزان خوب طراحی و ساخته شده است و یا باید ساخته شود تا بتوان به کمک آن یک اندازه‌گیری دقیق را انجام داد.

اندازه‌گیری مواد نفتی با روش دینامیک دارای خصوصیات و مزایای ارزشمند زیر است:

۱. در اندازه‌گیری دینامیک با توجه به عدم دخالت اپراتور در محاسبات میتر خطای انسانی به کمترین حد ممکن رسیده و با تایید عملکرد دوره ای میتر، خطای دستگاه نیز تا حد امکان کم خواهد شد.

۲. در اندازه‌گیری دینامیک همواره دما پایش و حتی این روش قادر به ارائه میانگین دما در طول بارگیری می‌باشد.

۳. در اندازه‌گیری دینامیک امکان دسترسی داده‌ها از راه دور میسر است و نمونه‌گیری توسط نمونه‌گیر خودکار نیز قابل انجام است که با تنظیم آن، سیستم قادر خواهد بود از ابتدا تا انتهای بارگیری، نمونه‌گیری کرده و نتایجی با کمترین خطای ممکن را ارائه دهد.

۴. در اندازه‌گیری دینامیک، جریان فرآورده‌های نفتی به طور پیوسته و بدون وقفه برقرار بوده و بارگیری و تغییر همزمان مخازن در طول اندازه‌گیری وجود دارد.

۵. در سیستم دینامیک این امکان وجود دارد که در صورت نیاز با نصب سیستم‌های اتوماتیک، چگالی سیال به طور مداوم اندازه‌گیری و در پایان بارگیری میانگین چگالی بارگیری شده ارائه گردد. این اندازه‌گیری مبنای اندازه‌گیری جرمی است.

با توجه به مزیت‌های استفاده از میتر جهت اندازه‌گیری مقادیر نفتی و دقت بالای آن با توجه به لحاظ کردن مداوم تغییرات دما و فشار در میزان جریان عبوری اندازه‌گیری شده، شرکت‌های نفتی با فعالیت پیوسته و زیاد را مجاب به جایگزین کردن روش‌های قدیمی عمق یابی مخازن با روش‌های نوین میترینگ کرده است.

به دلایل مشروحه در بالا، امروزه اندازه‌گیری جریان سیال یا دینامیک فرآورده‌های نفتی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. در حقیقت اغلب کارشناسان پس از اندازه‌گیری دما مهمترین کمیت اندازه‌گیری را جریان سیال میدانند. در ادامه جهت آشنائی با این تجهیزات، تعدادی از پرکاربردترین این میترها شرح داده خواهند شد.

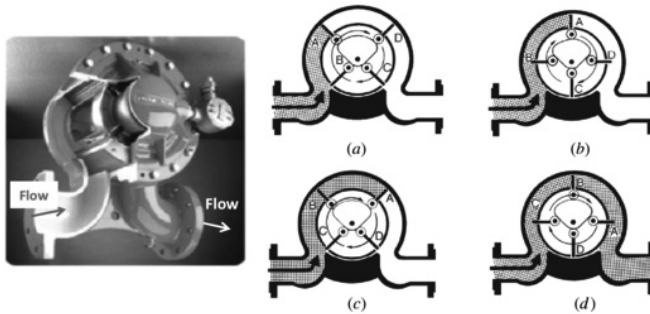
وسایل اندازه‌گیری مبتنی بر دینامیک سیال

فلومتر حجمی جابجایی مثبت

Positive Displacement Flow Meter



تکنولوژی دبی سنج‌های جا به جایی مثبت تنها تکنولوژی اندازه‌گیری دبی است که مستقیماً حجم سیال عبوری از دبی سنج را با مکانیزم‌های مختلفی از اشکال هندسی متفاوت طراحی شده اندازه می‌گیرد. برای تحقق این منظور، دبی سنج جابه جایی مثبت با به دام انداختن مکرر سیال، دبی آن را اندازه می‌گیرد. می‌توان این فرایند را اینگونه نیز تفسیر کرد؛ پیش از آن که سیال دبی سنج را ترک کند و به پایین دست جریان بپیوندد، گویا سطلی با سیال پی در پی پر می‌شود. تعداد دفعاتی که سطل پر می‌شود دبی جریان را به دست می‌دهد. در این فرض هیچگونه باقیمانده ای در سطل نمانده و بنابراین اختلاطی با مواد پر شده بعدی و باقیمانده ای از سطل قبلی رخ نخواهد داد. به دام انداختن سیال معمولاً به وسیله ی اجزای چرخانی صورت می‌گیرد که به خوبی به یک دیگر و یا به بدنه ی دبی سنج چسبیده اند (بدون فضای خالی بدون حضور مایع) و حرکت می‌کنند. تصویر زیر مکانیزم فوق را بیان می‌نماید.



طراحی‌های متعددی از دبی سنج‌های جا به جایی مثبت (PD Meter) از حیث تفاوت در شکل هندسی در دسترس است. در اکثر طراحی‌ها اجزاء چرخان فاصله‌های اندکی با هم دارند، بنابراین این اتصالات می‌توانند از عبور سیال، قبل از این که مورد اندازه‌گیری قرار گیرند، جلوگیری کنند (لغزش). در برخی از دبی سنج‌های جا به جایی مثبت از یاتاقان برای حمایت چرخنده‌ها استفاده می‌شود. چرخش می‌تواند به صورت مکانیکی یا به صورت آشکار سازی حرکت یکی از اجزاء چرخان نشان داده شود. هنگامی جریان بیشتری داریم، به تناسب جریان، سرعت چرخش این اجزاء نیز بیشتر می‌شود. یک فرستنده، سیگنالی را که از چرخش ایجاد شده، پردازش می‌کند تا دبی جریان مشخص شود. بعضی از این دبی سنج‌ها از تجهیزاتی مکانیکی برای نمایش محلی دبی سیال برخوردار می‌باشند. خروجی دیگر دبی سنج‌های جا به جایی مثبت، پالس‌هایی است که می‌تواند در یک تجهیز الکترونیکی ثانویه برای نمایش دبی سیال عبوری استفاده شود. هنگامی که از دبی سنج جا به جایی مثبت استفاده می‌شود، باید از تهی شدن جریان مایع از حباب‌های گازی اطمینان حاصل شود.

اندازه‌گیری‌های انجام شده در حضور حباب‌های گاز نسبت به حالتی که حبابی وجود ندارد، دبی حجمی بیشتری از سیال ثبت می‌نشان می‌دهد. زیرا حجم حباب‌ها نیز به عنوان حجمی از جریان مایع اندازه‌گیری می‌شود. بنابراین حضور حباب‌های گاز و به خصوص حضور تعداد زیادی حباب گاز می‌تواند تاثیر منفی روی اندازه‌گیری جریان به وسیله ی دبی سنج جا به جایی مثبت داشته باشد. برای اطمینان از این وضعیت، ممکن است یک تجهیز به منظور حذف گاز از جریان نیاز باشد و این مشکل را مرتفع سازد.

در فلومترهای جابجایی مثبت، بایستی سیال قطعات داخل فلومتر را بصورت مکانیکی به حرکت درآورد تا اندازه‌گیری انجام گیرد. میزان دبی حجمی در این نوع فلومترها با اندازه‌گیری حجم سیال در پیمان‌های داخل فلومتر در واحد زمان محاسبه می‌گردد.

تئوری این دستگاه بصورت معادله زیر توصیف می‌گردد:

$$Q_v = \text{Volume per revolution} \times \text{Rotational speed} - \text{Leakage}$$

یعنی حجم انتقالی در یک دوران کامل (revolution) ضربدر سرعت چرخشی منهای مقدار نشتی به مسیر برگشت (از مشخصات ساخت و دقت میتر است) برابر حجم اندازه‌گیری شده خواهد بود. بطور ساده می‌توان گفت، حجم قطعات و تجهیزات و پیمان‌ها و ... بواسطه اشکال هندسی معین آنها قابل اندازه‌گیری بوده و در آزمایشگاه کنترل عملکرد نیز با استفاده از کالیبراتورهای حجمی، نسبت به تعیین ضریب نشتی (Leakage) اقدام می‌نمایند.

در صورتیکه L_{ax} طول محوری محفظه (chamber) و N تعداد حجم‌های عبور داده شده در هر چرخش در نظر گرفته شود معادله فوق به صورت پارامتری ذیل نوشته خواهد شد:

$$Q_v = (\pi(r_o^2 - r_i^2) - \lambda). N \cdot L_{ax} - \text{Leakage Flow}$$

جریان حجمی Leakage Flow در هر شکاف (Gap) بوسیله معادله زیر تنظیم خواهد گردید:

$$P_u - P_d / L = - \mu (d^2 u / dy^2)$$

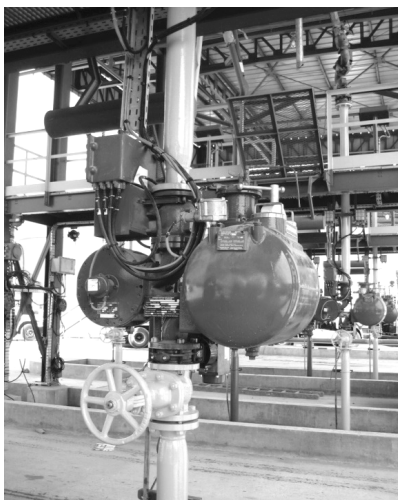
که در آن u معادل سرعت سیال در نقطه y مربوط به هر gap و μ نیز ویسکوزیته سیال و همچنین P_u معادل فشار بالادست و P_d معادل فشار پائین دست و L نیز معادل طول gap می‌باشند. در نتیجه از تلفیق دو معادله فوق به فرمول نهائی ذیل جهت محاسبه جریان حجمی اندازه‌گیری شده توسط میتر می‌توان دست یافت:

$$0.5(P_u - P_d)(r_o^2 - r_i^2) L_{ax} = T_0 + \mu U_j L_j I_j r_j / t_j$$

که در آن T_0 معادل یک گشتاور ثابت برای دستگاه و r_j شعاع چرخش محوری در $clearance$ جی ام (ژام) است.

با توجه به روابط و ارتباطات مشاهده شده در معادله فوق می‌توان دریافت، میترهای جابجائی مثبت برای اندازه‌گیری مواد نفتی با گرانیروی بالا (ویسکوز) و نیز در بارگیری مواد نفتی که دما و فشار عملیات، تغییرات زیاد و سریعی نداشته باشد به کار می‌روند.

بارگیری نفت و بنزین و نفتگاز در انبارهای نفتی، با توجه به ویسکوزیته و حالات سیالی متناسب با این فلومتر، شرایط استفاده از این میتر را دارند. انواع متفاوتی از نوع فلومترها از لحاظ ساختاری و شکل هندسی پیمانه طراحی و ساخته شده است که مدل دیسک گردنده به صورت محوری (Nutating Disk)، مدل نوع ون (Rotatory Van)، مدل دنده‌ای (Gear)، مدل دنده‌ای حلزونی (Helical Gear Flowmeter) (برای مواد با ویسکوزیته بالا استفاده می‌شود) مدل دنده‌ای بیضوی (Ovale Gear Flowmeter) و... از این نوعند. اما نوعی که با توجه به ساختار هندسی و مکانیزم اندازه‌گیری، در انبارهای نفت از پاسخدهی مطلوبی برخوردار بوده اند نوع روتاری بلید (Rotatory Blads) است که با پره‌های (Blads) دارای حرکت آزادانه برای اندازه‌گیری فرآورده‌های نفتی سفید مانند سوخت‌های نفت سفید و بنزین و نفتگاز و فرآورده‌های هیدروکربنی تصفیه شده بسیار مناسب و کاربرد پذیر شده‌اند.



این نوع طراحی، طراحی ساده با کاربرد ۲ جفت پره و یک روتور (Rotor) چرخشی که به طور فوق العاده‌ای هزینه‌های بهره‌برداری و تعمیرات نگهداشت آن را کاهش داده است می‌باشد. تصویر قبل نوع با قابلیت نصب عمودی (Vertical metering system) این فلومیترو تصویر زیر نیز نوع با قابلیت نصب افقی (Horizontal metering system) آن را نشان می‌دهد.



- مهمترین جاذبه ای استفاده از این نوع میتر عبارتند از:
 - این میترها حداقل افت فشار را ایجاد می‌نمایند که خود معیاری جهت کاهش مصرف انرژی و افزایش دقت اندازه‌گیری در نوع میترهای جابجائی مثبت است.
 - این مدل از میترها حداقل هزینه نگهداری را از خود نشان داده اند که به ساختار مکانیکی غیر ظریف آن برمی گردد.
 - این میترها ماندگاری دقت (Stability of measurements) بالائی از خود نشان داده اند. بطوری که کالیبراسیون آنها با مستر میتر در کمتر گزارشی لازم به تنظیم بوده است.
 - منیفولد فلومتر از مخزن اندازه‌گیری به منظور حذف کردن هرگونه اغتشاش و تنش مکانیکی ممکن در قسمت‌های دیگر جدا گردیده است.

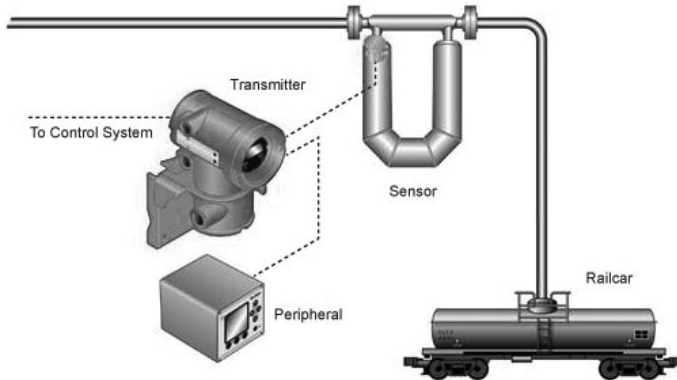
- این مدل از میتر طراحی مدولار (Modular design) داشته و امکان نصب تجهیزات مختلف جهت افزایش کارایی و ارتباطات با سایر تجهیزات سیستم‌های مختلف مانیتورینگ و اینترلاک و ... دارد. گستره وسیعی از تجهیزات برای کاربردهای خاص این نوع فلومیتر وجود دارد. یکی از تجهیزاتی که می‌تواند با این مدل از فلومیترها کارایی سیستم را افزایش دهد کنترلرهای نوع field batch است که سازندگان این سیستم‌ها برای انبارها و پایانه‌های نفت طراحی نموده‌اند. نمونه ای از این تجهیزات در تصویر زیر نشان داده شده است.



این سیستم‌ها به‌عنوان ثبت‌کننده الکترونیکی و کنترل‌کننده حد مجاز و میزان تخلیه و بارگیری بوده که به‌طور مستقیم با سیستم‌های اتوماسیون و سیستم‌های مدیریت داده‌ها ارتباط برقرار می‌کنند. درانتخاب این این سیستم‌ها می‌بایست تمام الزامات مربوط به عملیات بارگیری و تخلیه کامیون‌های تانکر، راه آهن و کشتی را در نظر گرفت و دقت نمود با تمام محدوده‌های حجمی و جرمی مورد استفاده در کاربرد مورد نظر سازگار باشد.

فلومتر جرمی کوریولیس

Coriolis Mass Flowmeter

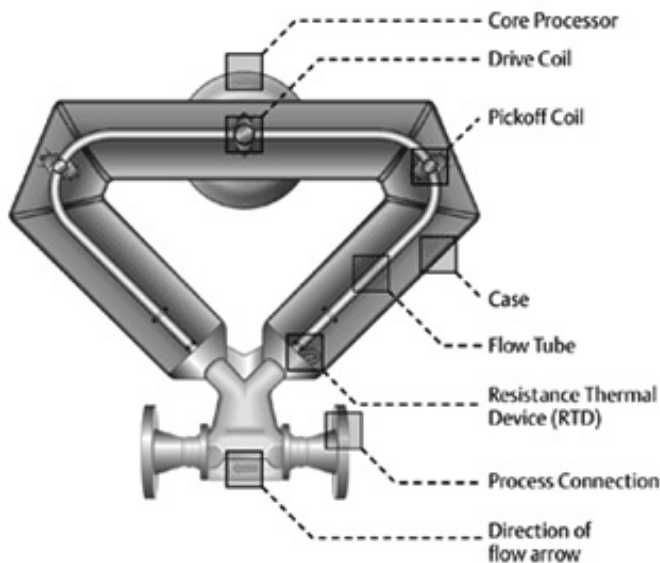


این روش فلومتری جهت اندازه‌گیری فلوی جرمی مایعات و گازها صرفنظر از ضریب هدایت، چگالی، دما، فشار و چسبندگی سیال به کار می‌رود. با این روش فلومتری علاوه بر تعیین دقیق جریان جرمی عبوری، پارامترهایی چون دانسیته نیز قابل اندازه‌گیری لحظه ای است و تغییرات آن را برای تغییر فرآورده خطوط لوله انتقال انواع فرآورده های نفتی می‌توان مورد استفاده قرار داد. مهمترین قسمت‌های این نوع جریان سنج عبارتند از:

- لوله‌های موازی
- سیم پیچ تحریک
- سنسورهای مغناطیسی
- صفحه نمایش

در این جریان سنج‌ها، جز سنسور یا حس گر، سیگنال‌های اعمال شده از سیم پیچ تحریک کننده به فرآورده در حال جریان و تحت نیروی کوریولیس را به مبدل تحویل داده و این سیگنال‌ها پس از دریافت، پردازش شده و به خروجی

قابل روئیت در صفحه نمایش تبدیل می‌شود. خروجی مبدل معمولاً همان پالس‌هایی با دامنه ۴ تا ۲۰ میلی آمپر می‌باشد که بصورت دیجیتال می‌باشد. تصویر زیر نمونه ای از یک مبدل کوریولیس را نشان می‌دهد.



اساس کار این فلومتر به شرح ذیل است :

در این فلومتر، دو رله موازی توسط یک سیم پیچ تحریک با فرکانس از پیش تعیین شده به نوسان در می‌آید. با عبور سیال درون دو لوله نیرویی در جهت عمود بر لوله‌ها وارد می‌شود که بنام نیروی کوریولیس معروف است.

بر اساس اصل کوریولیس (Coriolis)، این نیرو هنگامی تولید می‌شود که سیال درون لوله در حال جابجایی بوده و به طور همزمان لوله در حال نوسان می‌باشد. قسمت حسگر معمولاً شامل یک لوله چند شاخه می‌شود که جریان را در دو لوله موازی تقسیم می‌کند (دستگاه‌های با دامنه‌های کمتر شامل یک لوله می‌شوند). لوله‌ها در فرکانس رزونانس سیستم به ارتعاش در می‌آیند. همان که جریان از

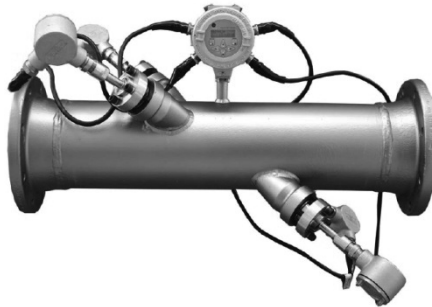
داخل لوله‌ها عبور می‌کند مومنتموم جریان با حرکت نوسانی که ناشی از ارتعاش القا شده از نیروی کوریولیس در طول لوله‌ها می‌باشد، کوپل می‌شود. لوله‌های به ارتعاش درآمده سیگنال‌های سینوسی تولید می‌کنند و مبدل مقدار اختلاف فاز و سرعت جریان جرم را محاسبه می‌کند. Q_m یا سرعت جرمی جریان از رابطه زیر قابل محاسبه است:

$$Q_m = (K_u - I_u \omega^2) / 2Kd^2 \cdot \tau$$

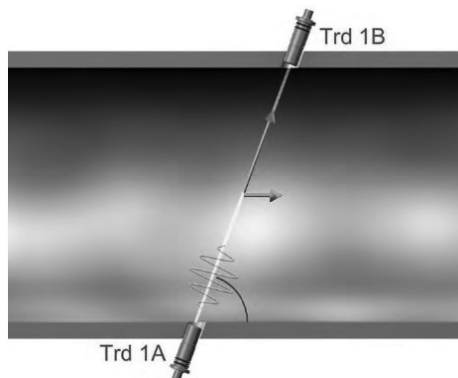
که در آن K_u دمای تیوب و K فاکتور متکی به شکل تیوب به قطر d و τ زمان تاخیر و ω فرکانس لرزش‌ها و I_u نیزاینرسی تیوب می‌باشد. نیروی کوریولیس در ورودی و خروجی فلومتر به صورت متضاد عمل میکند که باعث تغییر شکل جزئی در دو لوله می‌شود. این انحراف توسط سنسورهای مغناطیسی که در ورودی و خروجی لوله هستند اندازه‌گیری شده و اختلاف فاز میان نوسان دو لوله ناشی از نیروی کوریولیس بدست می‌آید. این اختلاف فاز با دبی جرمی سیال درون لوله متناسب است. همچنین فرکانس رزونانس لوله‌ها مطابق با چگالی سیال تغییر خواهد کرد که از این کمیت جهت اندازه‌گیری چگالی سیال استفاده می‌شود. دامنه انحراف دو لوله نیز بستگی به دمای سیال دارد که در برخی دستگاهها با این روش می‌توان دمای سیال را تخمین زد.

فلومترهای التراسونیک

Ultrasonic Flow Meter



جریان سنج‌های التراسونیک براساس قانون محاسبه زمان انتقال طراحی و ساخته شده‌اند. برای توضیح این قانون، در یک لوله دو میدل با نام‌های فرستنده ۱A و گیرنده ۱B را در نظر می‌گیریم که نحوه قرارگیری آنها یک مسیر آکوستیک ایجاد می‌کند (شکل زیر). به مسیر طی شده توسط موج، مسیر آکوستیک (Chord) گفته می‌شود.



فلومترهای التراسونیک از لحاظ کارکرد به دو دسته اصلی زمان انتقال (Transit-time Ultrasonic Flow Meter) و داپلر (Doppler) تقسیم می‌شوند. از لحاظ کاربرد نیز فلومترهای التراسونیک به فلومترهای اندازه‌گیری گاز و مایع

قابل تقسیم هستند. به طور کلی در اندازه گیری های دقیق خصوصا در گازها از روش Transit-time استفاده می شود که اساس آن بر اندازه گیری دقیق زمان استوار است. با توجه به کاربرد بیشتر این نوع فلومتر، در ادامه به تشریح این فلومتر می پردازیم.

در روش زمان انتقال (Transit-time) مدت زمان رفت و برگشت سیگنال در درون سیال یا زمان پرواز موج (Time of Flight) اندازه گیری گردیده و فلومتر بر اساس اختلاف زمان رفت و برگشت امواج بین دو سنسور، سرعت سیال را محاسبه مینماید. در این فلومترها، سیگنال های آلتراسونیک توسط ترانسدیوسرهائی که در اطراف بدنه فلومتر قرار دارند تولید و به درون سیال در حال حرکت منتقل می شوند.

$$t = \text{distance} / \text{conduction velocity}$$

$$t = D / (c \pm u \cos \theta)$$

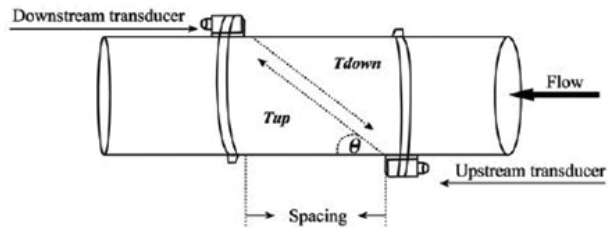
که در آن t زمان انتقال، D فاصله بین ترانسدیوسرها، c سرعت صوت و u سرعت جریان می باشد. برای مسیر هم جهت و خلاف جهت جریان، اختلاف زمان از رابطه فوق نتیجه زیر را خواهد داد:

$$\Delta t = 2u \cdot D \cdot \cos \theta / c^2$$

به این ترتیب سرعت جریان در لوله قابل محاسبه بوده و با توجه به سطح مقطع مشخص لوله، دبی حجمی سیال عبوری مشخص خواهد شد.

$$u = \Delta t \cdot c^2 / 2D \cdot \cos \theta$$

$$Q = A \cdot u$$



$$V = \frac{MD}{\sin 2\theta} \times \frac{\Delta T}{T_{up} \cdot T_{down}}$$

همانگونه که از تصویر فوق قابل مشاهده است، زمانیکه جهت حرکت موج آلتراسونیک هم جهت با جهت حرکت سیال باشد زمان رسیدن امواج کوتاهتر شده و زمانیکه جهت حرکت امواج مخالف جهت حرکت سیال باشد زمان رسیدن امواج به سنسور مقابل طولانی تر خواهد بود. این تفاوت انتقال نیز از معیارهای اساسی در تعیین سرعت حجمی و جرمی سیال است.

از پارامترهای مهم در انتخاب فلومترهای آلتراسونیک، جنس ترانسدایوسرها، مقاومت نسبت به ذرات مزاحم درون سیال، عدم تاثیر بدنه بر روی اندازه‌گیری، محدوده دما و فشار فلومتر و ... می باشد.

از این فلومترها جهت سیالات نفتی تصفیه شده و سیالات تحت فشار مانند گاز مایع می توان استفاده نمود.

جریان سنج جرمی حرارتی

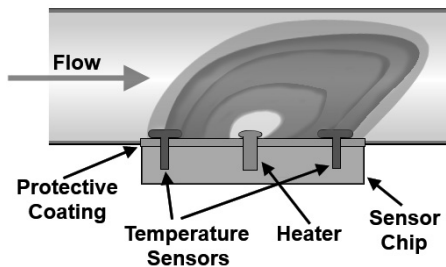
Thermal Mass Flow meter



اساس کار این فلومتر طبق روش انتقال پروفایل دمایی توسط جریان سیال است. در این روش مقدار مشخصی گرما به سیال اعمال می‌شود و تغییرات که دما متناسب با دبی عبور سیال می‌باشد، اندازه‌گیری می‌گردد.

$$W = H / (\Delta T \cdot C_p)$$

که در آن W جریان جرمی و H توان یا حرارت ورودی و ΔT نیز تغییرات دما و همچنین C_p تحت عنوان ظرفیت حرارتی در فشار ثابت می‌باشند.



بر خلاف روش‌های اندازه‌گیری دبی حجمی، در این روش نیازی به تصحیح دما و فشار سیستم نمی‌باشد و این روش برای اندازه‌گیری جریان انواع گازها، ایده آل تر از اندازه‌گیری مایعات می‌باشد. در این سیستم به طور هم زمان در طی فرآیند اندازه‌گیری، نسبت به تاثیر دما و فشار و سایر پارامترهای موجود بر دبی جرمی، دبی حجمی سیال عبوری را بطور لحظه‌ای می‌توان بدست آورد.

اندازه گیر گردابی جریان حجمی

Vortex Flow Meter



اساس کار این فلومتر بر اساس اندازه‌گیری جریان‌های گردابی (Vortex) در سیال است. بدین صورت که با قرار دادن یک مانع بر سر راه سیال، جریان گردابی در پشت مانع تولید می‌گردد. عدد استروهل S_t که در دینامیک سیالات برای توصیف مکانیسم جریان نوسانی سیال مورد استفاده قرار می‌گیرد، به صورت زیر در هندیوک‌ها و نتایج آزمایشگاهی ارائه گردیده است:

$$S_t = f \cdot w / V$$

که V سرعت عبوری از بدنه با عرض w می‌باشد. لذا خواهیم داشت:

$$f = S_t (V / w)$$

که در آن f فرکانس گردابی کارمن (karman) ایجاد شده درون فلومتر و v سرعت جریان و w عرض بدنه (Bluff Body) مقابل جریان است. این بدنه مقابل جریان با تغییر رژیم جریان و به دنبال آن تغییر در عدد رینولدز، سبب ایجاد گرداب‌هایی با فرکانس‌های یاد شده گردیده و این گرداب‌ها که سبب افت فشارهای فرکانس دار می‌گردند، با تجهیزات تشخیص و تبدیل به سیگنال‌های الکتریکی، موجب تعیین شدت جریان سیال خواهند شد.

فلومتر توربینی

Turbine Flow meter



فلومترهای توربینی، ابزار دقیقی برای اندازه‌گیری سرعت جریان و حجم جریان سیالات با نرخ کم و ویسکوزیته متوسط است که در امتداد لوله انتقال مواد مورد استفاده قرار می‌گیرند و با تولید سیگنال الکتریکی (پالس یا جریان) متناسب با سرعت جریان، در اندازه‌گیری نرخ فلوی لحظه ای و جریان کل عبوری در بازه زمانی مورد نظر کاربرد دارند. این فلومترها در اندازه‌های مختلف و محدوده‌های جریان ارائه شده در صنایع مختلف مورد استفاده قرار می‌گیرد. از این فلومترها می‌توان برای اندازه‌گیری فلوی بنزین یا گازوئیل، مواد شیمیائی خورنده، و حتی در اندازه‌گیری سیالات با ویسکوزیته کم استفاده نمود. از این فلومترها جهت اندازه‌گیری جریان سیالاتی مانند گاز مایع نیز می‌توان استفاده نمود. بطور کلی معادله حاکم بر یک فلومتر توربینی به قرار زیر است:

$$r \cdot \omega_i = \tan \beta / v$$

لذا برای کل جریان حجمی داریم:

$$\omega_i / Q = \tan \beta / r A$$

که در آن ω_i به عنوان سرعت چرخشی ایده آل و Q شدت جریان حجمی، A سطح مقطع جریان و r نیز ترمی وابسته به شعاع داخلی و خارجی توربین است که توسط سازندگان بر اساس طراحی صورت پذیرفته اعمال می‌گردد. اساس این

تئوری بر تانژانت گیری زاویه β ، بین سرعت محوری (Axial) پره‌های (Blades) توربین و سرعت زاویه ای پره (ω_i) استوار است:

$$\tan \beta = \omega_i / v_z$$

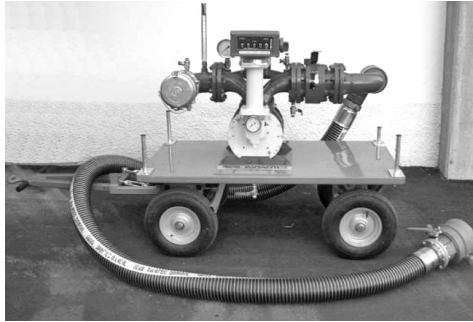
لذا با توجه به تعریف فرکانس خواهیم داشت:

$$f = N \cdot \tan \beta \cdot v_z / 2\pi r$$

با توجه به ثوابت موجود در معادله فوق، معادله کلی بصورت زیر برقرار خواهد شد:

$$f = k \cdot qv$$

برای یک میتر با فرکانس اندازه‌گیری شده فوق و ثوابت شرح داده شده، شدت جریان حجمی با دقت بسیار بالائی قابل محاسبه خواهد بود.

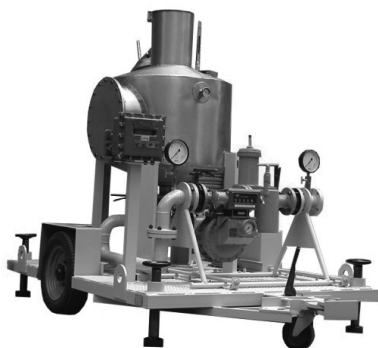
مسترمیترپروور کننده دینامیک**Dynamics Master Meter Prover**

عملیاتی را که در آن میتر (هرنوع میتر) چه به لحاظ حجم عبوری و چه به لحاظ جرم عبوری (در شرایط استفاده از دما و وزن مخصوص در محاسبات نهائی میتر) از آن مورد آزمایش صحت عملکرد قرار گرفته و نتیجه این عملیات منجر به اعمال ضریب تصحیحی برای تطبیق حجم یا جرم عبوری از میتر با میتر استاندارد شود را میتر پرووینگ می نامند.

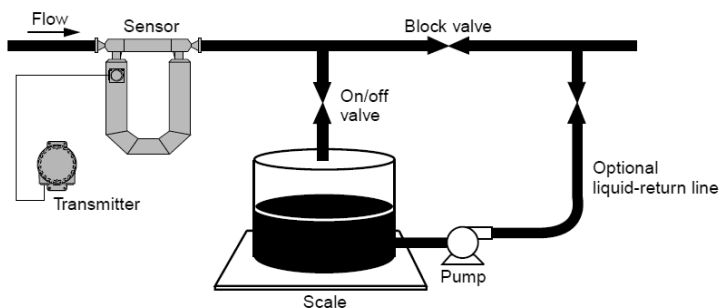
به عنوان مثال در صورتیکه حجم عبوری از میتر نوع کوریولیس موجب بارگیری نفتکشی شود، تفاوت وزن قبل و بعد از بارگیری نفتکش می تواند ضریب تصحیح مساوی یک در صورت تطبیق عملکرد با میتر استاندارد یا Prover Meter و یا ضریبی کمتر یا بیشتر از عدد یک در صورت عدم تطبیق با میتر استاندارد را بدست دهد.

این ضریب که از تفاوت وزن یا حجم عبوری بین میتر آزمایش شونده (تحت بررسی صحت عملکرد) با میتر پروور یا استاندارد حاصل می گردد را ضریب تصحیح یا ضریب پرووینگ میتر می نامند و با اعمال این ضریب به میتر تحت عملیات بارگیری امکان تصحیح اندازه گیری توسط آن میتر و بالارفتن دقت اندازه گیری آن بوجود می آید. تصویر زیر نشان دهنده یک دستگاه محک زنی مسترمیتر نوع جابجائی مثبت پرتابل است که تحت عنوان مسترمیتر پروور نوع جابجائی مثبت (PD Meter) شناخته می شود. در صورت اعتبار کالیبراسیون این پروور، می توان با انتقال آن به

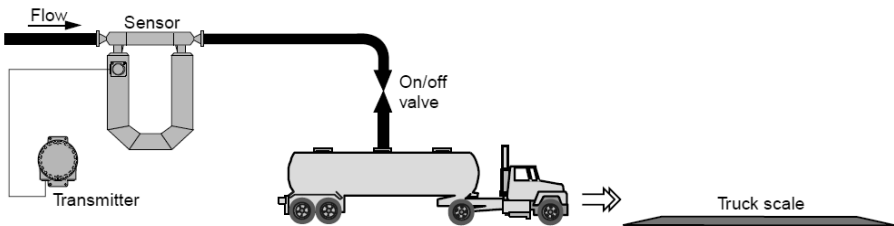
جنب یک میتر ثابت و یا ارتباط آن با یک مستر میتر و برقراری ارتباط با ورودی، خروجی‌های این میتر، مقایسه‌ای بین حجم اندازه‌گیری شده توسط این دستگاه و حجم عبوری از میتر یادشده بعمل آورد. در صورتیکه از یک میتر جابجائی مثبت برای حجم سنجی و اندازه‌گیری فرآورده در حال بارگیری استفاده شود، استفاده از یک میتر پروور نوع جابجائی مثبت می‌تواند عملکرد تطبیقی میتر بارگیری کننده را تحت راستی آزمائی قرار دهد. نکته قابل توجه این است که خود یک میتر پروور همواره توسط آزمایشگاه‌های فنی تحت کالیبراسیون صحت عملکرد قرار می‌گیرد.



د عملیات پرووینگ میتر، میترهای جرمی کوریولیس، باهم جذابیت بسیار بیشتری نسبت به سایر میترها دارند. میترهای کوریولیس را با توجه به مبنای اندازه‌گیری جرمی آنها، با عملیات Scaling یا وزن نمودن مخزن دقیقی که توسط میتر بارگیری می‌شود کالیبره می‌نمایند. شکل زیر نمونه‌ای از پیکربندی عملیات پرووینگ وزنی را برای میتر کوریولیس با اندازه‌گیری وزنی مخزن پرووینگ نشان می‌دهد:



در این پیکربندی عملیات پرووینگ میتر کویولیس می‌تواند در هر زمانی حتی بصورت متصل به خط و ایزوله شده با ولوهای نشان داده شده صورت پذیرد. همچنین می‌توان با بارگیری نفتکش و توزین قبل و بعد این عملیات نسبت به تشخیص صحت عملکرد میتر و معلوم نمودن ضریب عملکرد میتر اقدام و نتایج این اقدام را به پرووینگ اندازه گیر یا همان میتر ربط داده و منتهی نمود. شکل زیر پیکربندی این عملیات را نشان می‌دهد:



مقایسه اندازه‌گیری حجم به روش استاتیک و دینامیک

خطا در اندازه‌گیری استاتیک چه در مخازن انبار و غیر از کشتی و چه در مخازن کشتی به‌عنوان جزئی از روند اندازه‌گیری است. این خطاها شامل خطای ابزار، خطای انسانی و خطای ذاتی موجود در روش محاسبات می‌باشد. در سیستم استاتیک دمای مایع قبل و بعد از بارگیری و در چند نقطه اندازه‌گیری می‌شود که خود باز هم شامل خطای انسانی و خطای ابزار و خطای روش خواهد بود.

در اندازه‌گیری دینامیک، نیاز به حضور و دقت شخص در حین اندازه‌گیری نمی‌باشد اما در اندازه‌گیری استاتیک لازم است شخص اندازه گیر در محل اندازه‌گیری حضور داشته باشد.

نمونه‌گیری در سیستم استاتیک با توجه به اینکه امکان تهیه مخلوطی از تمامی نقاط مخزن وجود ندارد دقیق نبوده و حاوی خطا خواهد بود. در اندازه‌گیری استاتیک جهت انجام محاسبات لازم است قبل از بارگیری، ورودی تانک بسته و پلمب گردد تا از ورود فرآورده به داخل مخزن که باعث بروز

خطا در محاسبات می‌گردد جلوگیری شود. این امر باعث ایجاد محدودیت‌های عملیاتی شده و ضمناً در مواردی نیاز به توقف عملیات جهت تعویض تانک می‌باشد. اما در اندازه‌گیری داینامیک، توام با شروع عملیات بارگیری، اندازه‌گیری شروع و تجمیع فرآورده عبوری صورت می‌پذیرد.

باتوجه به موارد مطرح شده می‌توان نتیجه گرفت که بایستی جهت کم کردن خطا و واقعی تر شدن ارقام، روشهای قدیم عمق یابی مخازن به روش استاتیک را با روشهای نوین میترینگ جایگزین نمود.

انتخاب و نگهداری میترهای مناسب فرآیند

انتخاب فلومتر مناسب برای هر کاربرد نیاز به دانش کلی نسبت به روشهای گوناگون فلومتری و در نظر داشتن پارامترهای اصلی اندازه‌گیری از قبیل دقت، قیمت تمام شده، هزینه‌های تعمیرات و کالیبراسیون، سازگاری عملکرد فلومتر با شرایط فرآیند و... می‌باشد

ظرافت ساخت و دقت کار این دستگاه‌ها ایجاب می‌کند که علاوه بر رعایت

احتیاط زیاد در موقع بهره‌برداری از آنها، به نکات زیر نیز توجه کرد:

- مراقبت لازم به عمل آید تا از وارد شدن اتفاقی آب به داخل آنها جلوگیری شود.
 - دستگاه صافی که به منظور جلوگیری از وارد شدن مواد زاید به داخل میتر در مسیر و قبل از آن نصب شده باید مرتباً تمیز شود.
 - میترها را باید در مواقع زیر تنظیم و سپس پلمپ کرد تا اشخاص غیرمجاز نتوانند آنها را دستکاری کنند. چنانچه پلمپ تلمبه با میتری تصادفاً شکسته شود باید مراتب را فوراً به رئیس خدمات مهندسی منطقه گزارش داد تا وی آنها را آزمایش و مجدداً پلمپ کند.
 - قبل از اولین بهره‌برداری.
 - پس از هر مرتبه تعمیر.
 - در موقع تبدیل از یک فرآورده به فرآورده دیگر.
 - در مواقعی که صحت آن مورد تردید واقع گردد
- همواره باید دقت نمود دقت میترها بنا به علل زیر به طور قابل ملاحظه‌ای

کاهش می‌یابد:

الف- تغییر غلظت فرآورده‌هایی که از میتر عبور می‌کنند، به همین منظور باید میترها را در مواقعی که از یک فرآورده به فرآورده دیگر تغییر می‌دهند، آزمایش و در صورت لزوم تنظیم کنند.

ب- درست کار نکردن دستگاه جداکننده هوا که در جلوی میتر نصب شده است.

ج- بروز عیب مکانیابی و یا ساییدگی به علت کارکرد زیاد. بنا به مراتب فوق لازم است که تمام میترها گاه به گاه آزمایش شوند و در صورتی که اختلاف از حد مجاز بیشتر شود، واحد مهندسی منطقه باید میتر معیوب را تنظیم و اختلاف و اشکال آن را رفع کند.



اندازه‌گیری مخزن نفتکش

(کالیبراسیون)

Rail & Road tankers Gauging



اندازه‌گیری (Gauging)

جابجائی و تبادل فرآورده‌های نفتی به منظور انجام مبادعات و جابجائی تدارکاتی، امکان استفاده از نفتکش‌های جاده ای و ریلی را به نحوی که ابزاری تقریباً دقیق و قابل اعتماد برای این اندازه‌گیری و انتقال باشند را لازم می‌نماید. بدین منظور کالیبراسیون این تجهیزات مطرح خواهد شد. کالیبراسیون این نوع ظروف، عبارتست از تعیین گنجایش حجمی این ظروف در شرایط معین با قابلیت تعمیم نتایج به شرایط دیگر. در این روش هرتانک کالیبره شده دارای ظرفیت دقیق و مشخصی برای پوسته پر شده تانک می‌باشد.

روش‌های کالیبراسیون نفتکش‌ها

Road Tanker Calibration Methods

تانک‌های نفتکش‌ها را می‌توان بصورت حجمی با تجهیزات الکترونیکی و مغناطیسی، شیر تنظیم جریان و... مدرج نمود. همچنین اندازه‌گیری می‌تواند وزنی و بصورت جداول خالی و پرمخزن صورت پذیرفته و مورد استفاده واقع گردد. هرکدام از این روش‌ها به کلاس خودرو نفتکش مورد نظر بستگی دارد. API، دستورالعمل‌های لازم در این خصوص را ارائه نموده است.

بطور کلی در خصوص کالیبراسیون تانک‌های نفتکش‌های جاده ای و ریلی سه روش استاندارد تحت پوشش استاندارد ۲۵۵۴ API با عنوان اندازه‌گیری و کالیبراسیون خودروهای تانکر دار مورد استفاده قرار می‌گیرد:

روش اندازه‌گیری حجمی با آب یا Water Gauge Plant Procedure: در این روش ظرفیت تانکر خودرو بوسیله پرنمودن آن با آب اندازه‌گیری شده و تخلیه شده از یک مخزن کالیبره به تانک تحت کالیبراسیون تعیین می‌گردد.

این روش در شرکت پخش فرآورده‌های نفتی جزء روش جاری و مورد پذیرش سطوح فعلی عملیات این شرکت است.

روش اندازه‌گیری وزنی با آب یا Water-Weighing Procedure: در این روش با وزن نمودن تانکر نفتکش قبل از بارگیری با آب و سپس پرنمودن آب و در نهایت

توزین گام به گام و عمق سنجی و با توزین نهائی و عمق سنجی نهائی نسبت به تعیین اندازه تانکر اقدام می‌نمایند.

روش سوم روش Strapping Procedure یا روش تسمه زنی است که در این روش با محاسبه حجم از اندازه‌گیری خارجی تانکر و کاستن ضخامت دیواره‌ها و برآمدگی‌ها و ... گنجایش آن را تعیین می‌نمایند.

واگن مخزن‌دار جهت حمل فله محمولات نفتی و سیالات مورد استفاده قرار می‌گیرد. واگنهای مخزن‌دار بصورت اصطلاحاً استیم دار (دارای کویل بخار) و ساده می‌باشند. واگنهای مخزن‌دار استیم دار قابلیت گرمایش غیر مستقیم محمولات بارگیری شده را دارا می‌باشد که جهت تسریع در امر تخلیه مورد استفاده قرار می‌گیرند. این نوع واگن از درجه فوقانی بارگیری شده و توسط شیرهای جانبی تخلیه می‌شوند.

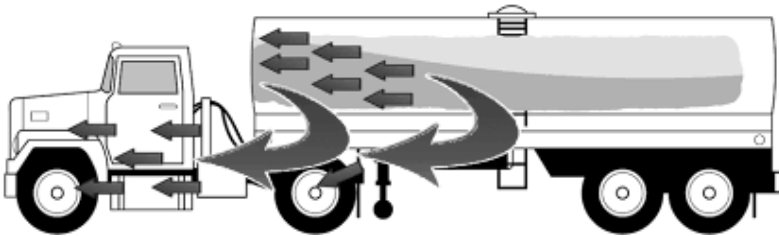
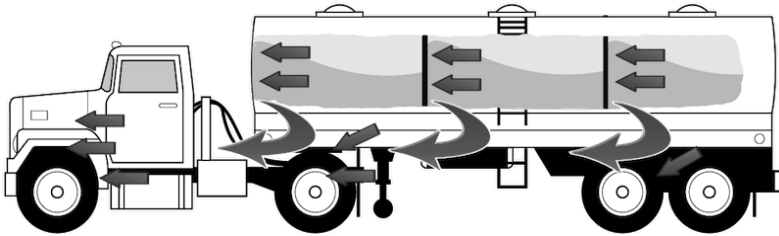
نکات اندازه‌گیری مخزن نفتکش‌ها

Road Tanker Gaging Notes

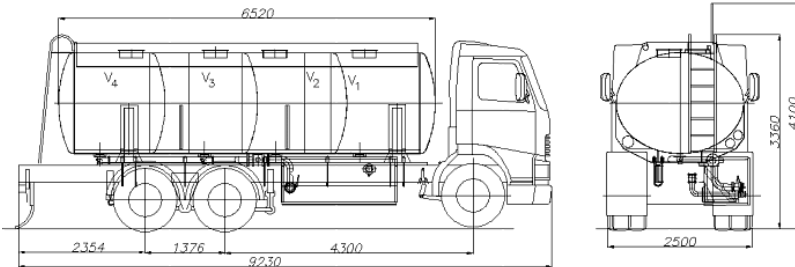
کلیه وسایل حمل و نقل فرآورده‌های نفتی (نفتکش‌ها) پس از طی مراحل پذیرش و قبل از شروع به فعالیت توسط ادارات حمل و نقل به کارگاههای اندازه‌گیری و بازرسی فنی نفتکش‌ها معرفی و در این واحد با استفاده از تجهیزات اندازه‌گیری نسبت به اندازه‌گیری و تعیین ظرفیت مجاز بارگیری هر فرآورده براساس ظرفیت مجاز حمل تعیین شده برای وسیله و وزن مخصوص فرآورده‌ها و با در نظر گرفتن فضای خالی مناسب اندازه‌گیری شده و برای هر وسیله حمل گواهینامه اندازه‌گیری دارای سریال صادر و براساس جدول اندازه‌گیری محفظه‌های مخزن نفتکش میله اندازه‌گیری مدرج تهیه و تحویل می‌گردد.

توضیح اینکه مخزن نفتکش‌های بزرگ (تریلی‌ها) معمولاً به سه یا دو قسمت و مخزن نفتکش‌های متوسط (ده چرخ و شش چرخ) به دو قسمت تقسیم می‌گردد. این تقسیم‌بندی جنبه کنترل تلاطم را داشته که در دو شکل زیر نتایج تعدیل و توزیع نیرو و مخاطرات نیروهای ناشی از وجود و عدم وجود این بخش‌ها

را می توان مشاهده نمود:



به هر قسمت از این بخش بندی ها، يك محفظه یا خانه گفته می شود که توسط بافل ها (Baffles) از هم جدا شده اند. برای هر قسمت يك میله اندازه گیری ساخته و تحویل می شود.



مخزن نفتکش های کوچک با ظرفیت کمتر از ۱۲۰۰۰ لیتر معمولاً تقسیم بندی نمی شود و دارای يك طول میله اندازه گیری می باشند.
میله اندازه گیری نفتکش ها که اصطلاحاً «دیپ» یا «میله دیپ» نیز گفته

می‌شود از جنس فلز مس و به شکل برش عرضی تی (T) و از نوع سپری می‌باشد که قطعه سر دیپ به ابتدای آن جوش داده می‌شود و هر میله مخصوص يك محفظه مخزن نفتکش ساخته می‌شود و فقط برای اندازه‌گیری همان محفظه کاربرد صحیح دارد.

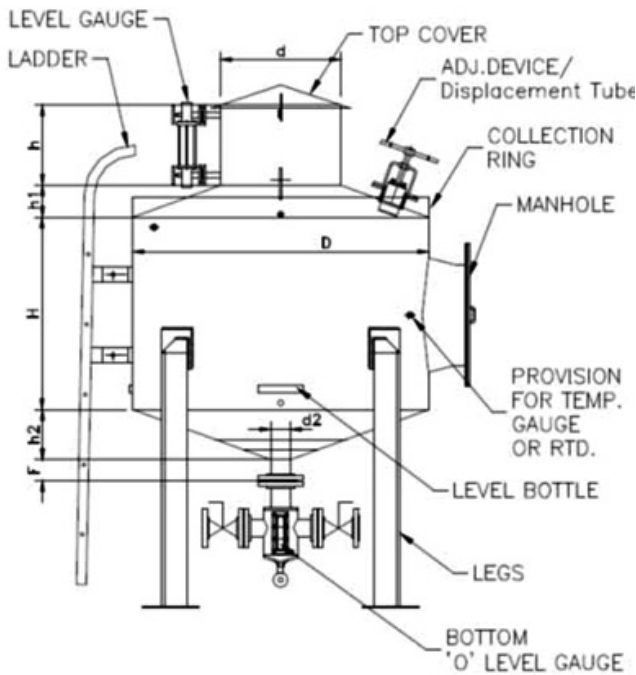
روی هر میله اندازه‌گیری آرم شرکت و شماره نفتکش و شماره گواهینامه اندازه‌گیری (سریال) و شماره میله (۱-۲-۳) ضرب می‌شود تا در مراحل کنترل قابل تطبیق باشد.

شماره ۱ برای خانه جلو، شماره ۲ برای خانه وسط و شماره ۳ برای خانه عقب مخزن نفتکش منظور می‌گردد.

معمولاً اعتبار گواهینامه اندازه‌گیری و میله اندازه‌گیری (در شرایط سلامتی کامل) به مدت دو سال تعیین می‌گردد. با وجود این در صورت هر نوع دستکاری در میله اندازه‌گیری و مخدوش شدن مندرجات گواهینامه اندازه‌گیری از درجه اعتبار ساقط شده و در صورت مشاهده در انبارهای نفت می‌بایست مراتب به ناظر انبار گزارش شود تا ضمن اقدامات لازم، برای اندازه‌گیری مجدد نیز به کارگاه مربوطه معرفی شوند.

تجهیزات موجود در کارگاه اندازه‌گیری (کالیبراسیون) نفتکش

مهمترین تجهیزات اندازه‌گیری و به اصطلاح کالیبراسیون نفتکش‌ها را می‌توان ظروف محک‌زنی یا پروور معرفی نمود. این ظروف که بسته به ظرفیت نفتکش‌ها در اندازه‌های مختلفی ساخته و استاندارد شده‌اند به صورت‌های پرتابل و ثابت طراحی و ساخته شده‌اند. در شکل زیر نوعی از این طراحی جهت پروورها به‌عنوان تانک پروور ثابت نشان داده شده است:



این نوع تانک‌ها در انبارهای فرآورده‌های نفتی دارای بخش اندازه‌گیری نفتکش به ابعاد ۵۰۰ و ۱۰۰۰ و ۶۰۰۰ لیتری و هر ظرفیتی که به حجم رسانی ظرفیت استاندارد قابل حمل توسط نفتکش را تکمیل نماید جهت اندازه‌گیری نفتکش‌ها بصورت دوره‌ای استفاده می‌گردد.

معمولا در انبارهای فرآورده‌های نفتی با سیستم نفتکش‌های مشابه احجام نفتکش‌های فعال در بخش توزیع فرآورده‌های نفتی ایران، مهمترین تجهیزات

اندازه‌گیری نفتکش‌ها شامل موارد زیر هستند

- باسکول جهت توزین نفتکش در وضعیت‌های خالی و پر (با سیال آب)
- سکوی اندازه‌گیری دارای ۲ عدد پیمانانه معیار ۲۵۰۰ لیتری و ۲ عدد پیمانانه معیار ۵۰۰ لیتری ثابت شده در ارتفاع با قابلیت تخلیه تحت فشار هیدرواستاتیک (تعداد سکوها متناسب با اندازه‌گیری روزانه منطقه تعیین می‌گردد)
- استخر ذخیره آب (سیستم پمپاژ / چاه آب) که در آن آب می‌تواند با اصلاح ضریب دائمی تا ۶۰ درجه فارنهایت با هر دمائی بکار رفته و یا سیستم تنظیم دمای آب در حدود نزدیک ۶۰ فارنهایت برای استخر تعبیه گردد.
- پمپ و لوله‌کشی‌های مربوط جهت پرکردن سیستم اندازه‌گیری (پیمانانه‌های معیار)

شرح عملیات اندازه‌گیری (مراحل و روش اندازه‌گیری)

- تعیین وزن اولیه تانکر توسط مسئول توزین و تهیه پرینت باسکول و اندازه‌گیری ابعاد تانکر
- آنگیری تانکر پس از قرار گرفتن در زیر سکوی اندازه‌گیری توسط استاد کار مربوطه بوسیله پیمانانه‌های معیار ۵۰۰ و ۲۵۰۰ لیتری و مدرج نمودن اولیه میله دیپها (برای هر محفظه نفتکش یک میله دیپ بطور جداگانه مدرج می‌گردد)
- تعیین وزن مرحله دوم یا وزن پرتانکر توسط باسکول به منظور تعیین وزن در حداکثر ظرفیت نفتکش (با سیال آب)
- مقایسه وزن و حجم آب بایکدیگر که محدوده اختلاف مجاز بین ۱۰ تا ۴۰ کیلوگرم قابل قبول است. وزن مخصوص آب معمولاً یک کیلوگرم بر مترمکعب در نظر گرفته می‌شود.
- محاسبه موارد مندرج در گواهینامه کامیونهای مخزن‌دار طبق مقررات مربوطه محاسبات مورد نیاز گواهینامه

ظرفیت هر محفظه با احتساب ۲/۵٪ فضای خالی جهت بنزین: $C_{Gasoline}$

$C_{Gasoline} = (۲/۵ \times \text{حجم محفظه}) - \text{حجم هر محفظه}$

ظرفیت هر محفظه با احتساب ۵٪ الی ۲/۵٪ فضای خالی جهت نفت سفید: $C_{Kerosene}$

$C_{Kerosene} = (۵ \times \text{حجم محفظه}) - \text{حجم هر محفظه}$

ظرفیت هر محفظه با احتساب ۸٪ الی ۵٪ فضای خالی جهت نفت نفتگاز: C_{Gasoil}

$C_{Gasoil} =$ (۸٪ الی ۵٪ × حجم محفظه) - حجم هر محفظه

ظرفیت هر محفظه جهت حمل نفتکوره: $C_{Fuel\ oil}$

$C_{Fuel\ oil} =$

حجم هر محفظه × (گنجایش کل محفظه ها × ۰٫۹۹۵) / (وزن خالی نفتکش - تناژ مجاز نفتکش)

ملاحظات کنترلی بمنظور محاسبه و اعلام ظرفیت مجاز کل هر فرآورده در گواهینامه نفتکش:

= تناژ مجاز نفتکش

وزن خالی نفتکش + ظرفیت مجاز کل محفظه ها با ۵٪ / ۲٪ فضای خالی × وزن مخصوص بنزین

= تناژ مجاز نفتکش

وزن خالی نفتکش + ظرفیت مجاز کل محفظه ها با ۵٪ الی ۲٪ فضای خالی × وزن مخصوص نفت سفید

= تناژ مجاز نفتکش

وزن خالی نفتکش + ظرفیت مجاز کل محفظه ها با ۸٪ الی ۵٪ فضای خالی × وزن مخصوص نفتگاز

= تناژ مجاز نفتکش

وزن خالی نفتکش + ظرفیت مجاز کل محفظه ها جهت حمل نفتکوره × وزن مخصوص نفتکوره

نکته مهم اینکه تناژ مجاز بر اساس مقدار تعیین شده در کارت خودرو (کشنده نفتکش) مشخص می گردد.

وزن مخصوص نفتکوره می تواند متفاوت از ۰٫۹۹۵ کیلوگرم بر مترمکعب باشد.
- اقدام به دیپ کوبی (سنبه زنی روی میله دیپ خام) موارد مدرج شده در مرحله آبیگری تانکر و ظرفیتهای مجاز محاسبه شده تناژ مجاز نفتکش جهت فرآورده های مختلف بر روی میله دیپ

- معادل نمودن حجم های علامت گذاری شده در مرحله قبلی با طول متناظر آن بروی میله دیپ (میلی متر) و درج مقادیر در برگه مربوطه
- تحویل میله دیپ، برگه خروج و گواهینامه نفتکش به راننده و بایگانی نسخ در سوابق مربوطه واحد اندازه گیری

تجهیزات مصرفی در اندازه‌گیری هر نفتکش:

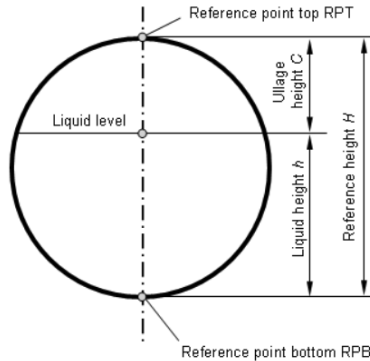
- میله دیپ: میله (سپری) از جنس برنج با مشخصات خاصی بوده که جهت تعیین حجم محفظه‌ها مدرج می‌گردد
- گواهی‌نامه دیپ‌گیری: گواهی‌نامه‌ای که در آن ظرفیت کل بارگیری فرآورده‌های مختلف در هر نفتکش تعیین گردیده

اندازه‌گیری مخزن‌دار راه آهن

Rail Tankers Gauging



کلیه مخزن‌دارهای راه آهن براساس ظرفیتهای مختلف گروه‌بندی شده است. باتوجه به سطح مقطع دایره‌ای تانکرهای هر واگن نفتکش، ضمن مبنا قرار دادن نقاط پائین و بالای مخزن و همچنین سطح مجاز بارگیری بواسطه عدم تلاطم و ایجاد نیروهای ناشی از حرکت قطار، میزان فضای خالی هر مخزن مشخص و کالیبراسیون صورت می‌پذیرد. بدین منظور هر مخزن‌دار دارای یک شماره سریال مشخص‌کننده ظرفیت خواهد بود.



معمولاً شماره هر مخزن دار راه آهن، دارای یک شماره سریال ۶ رقمی، یک خط تیره و یک عدد یک رقمی در سمت راست این سریال می‌باشد.

سه رقم اول هر مخزن دار مشخص کننده گروه ظرفیتی آن می‌باشد و هر گروه از مخزن دارها دارای ظرفیت مجاز برابر می‌باشند. برای نمونه:

کلیه مخزن دارهای گروه ۵۴۳ با شماره سریال XXX-X ۵۴۳ دارای ظرفیت مشابه می‌باشند.

کلیه مخزن دارهای گروه ۵۴۶ با شماره سریال XXX-X ۵۴۶ دارای ظرفیت مشابه می‌باشند.

کلیه مخزن دارهای گروه ۵۴۷ با شماره سریال XXX-X ۵۴۷ دارای ظرفیت مشابه می‌باشند.

کلیه مخزن دارهای گروه ۵۵۶ با شماره سریال XXX-X ۵۵۶ دارای ظرفیت مشابه می‌باشند.

کلیه مخزن دارهای گروه ۵۵۷ با شماره سریال XXX-X ۵۵۷ دارای ظرفیت مشابه می‌باشند.

جدول اندازه‌گیری (Gauge Table)

در صورت اندازه‌گیری نفتکش به روش ظرفیت پر نفتکش (Shell-full Capacity)، یک جدول اندازه‌گیری برای هر مخزن تهیه خواهد شد. یک جدول اندازه‌گیری که به عنوان جدول ظرفیت، جدول فضای خالی، جدول فضای پر نیز نامیده می‌شود عبارت از چارتی است که ظرفیت‌ها و حجم‌های یک مخزن را

نسبت به نقطه مرجع (reference gauge point) بدست می‌دهد. جدول اندازه‌گیری تانک‌ها و مخازن جهت عملیات بارگیری (loading) و تخلیه (unloading) و همچنین ممانعت از سرریز فرآورده‌ها (overloading) بکار می‌رود. بدین ترتیب اندازه‌گیری و کالیبراسیون مخزن‌دارهای راه آهن نیز توسط واحد مهندسی کنترل کمیت اندازه‌گیری شده و برای هر گروه از مخزن‌دارها جدول اندازه‌گیری (Table) کامپیوتری تهیه و به انبارهای نفت ابلاغ می‌گردد. نمونه ای از این جداول در زیر ارائه گردیده است.

OUTAGE GAUGE TABLE : 03736-00									
INCH	GALS	INCH	GALS	INCH	GALS	INCH	GALS	INCH	GALS
0.00	00,000	12.75	01,700	25.50	04,285	38.25	07,342	51.00	10,632
0.25	00,018	13.00	01,744	25.75	04,341	38.50	07,405	51.25	10,697
0.50	00,038	13.25	01,788	26.00	04,398	38.75	07,468	51.50	10,763
0.75	00,058	13.50	01,833	26.25	04,454	39.00	07,531	51.75	10,828
1.00	00,079	13.75	01,878	26.50	04,511	39.25	07,594	52.00	10,894
1.25	00,101	14.00	01,923	26.75	04,568	39.50	07,657	52.25	10,959
1.50	00,124	14.25	01,969	27.00	04,625	39.75	07,721	52.50	11,025
1.75	00,148	14.50	02,015	27.25	04,683	40.00	07,784	52.75	11,090
2.00	00,172	14.75	02,061	27.50	04,740	40.25	07,848	53.00	11,156
2.25	00,197	15.00	02,108	27.75	04,798	40.50	07,911	53.25	11,221
2.50	00,223	15.25	02,155	28.00	04,856	40.75	07,975	53.50	11,287
2.75	00,249	15.50	02,202	28.25	04,914	41.00	08,039	53.75	11,353
3.00	00,276	15.75	02,249	28.50	04,972	41.25	08,102	54.00	11,418
3.25	00,303	16.00	02,297	28.75	05,030	41.50	08,166	54.25	11,484
3.50	00,331	16.25	02,345	29.00	05,088	41.75	08,230	54.50	11,549
3.75	00,360	16.50	02,393	29.25	05,147	42.00	08,294	54.75	11,615
4.00	00,389	16.75	02,441	29.50	05,206	42.25	08,358	55.00	11,680
4.25	00,419	17.00	02,490	29.75	05,265	42.50	08,423	55.25	11,746
4.50	00,450	17.25	02,539	30.00	05,324	42.75	08,487	55.50	11,811
4.75	00,481	17.50	02,588	30.25	05,383	43.00	08,551	55.75	11,877
5.00	00,512	17.75	02,638	30.50	05,442	43.25	08,615	56.00	11,942
5.25	00,544	18.00	02,688	30.75	05,502	43.50	08,680	56.25	12,008
5.50	00,576	18.25	02,738	31.00	05,561	43.75	08,744	56.50	12,073
5.75	00,609	18.50	02,788	31.25	05,621	44.00	08,809	56.75	12,139
6.00	00,643	18.75	02,839	31.50	05,681	44.25	08,873	57.00	12,204
6.25	00,676	19.00	02,889	31.75	05,741	44.50	08,938	57.25	12,270
6.50	00,711	19.25	02,940	32.00	05,801	44.75	09,003	57.50	12,335

انبارهای نفت نیز می‌بایست براساس جدول اندازه‌گیری مخزن‌های راه آهن تقاضای تهیه میله اندازه‌گیری از کارگاه‌های اندازه‌گیری نمایند.

میله اندازه‌گیری مخزن‌های راه آهن به انبارهای نفت تحویل می‌گردد و می‌بایست هر بار پس از استفاده از آنها میله‌ها را تمیز نموده و در محل مناسبی که موجب خمیدگی و یا شکستگی آنها نگردد نگهداری شوند. مشخصات میله اندازه‌گیری مخزن‌ها نیز مشابه میله اندازه‌گیری نفتکش‌ها بوده و بجای شماره نفتکش شماره سریال (گروه مخزن‌دار) روی آن حک می‌گردد و بصورت متریک (سانتی‌متر و میلیمتر) مدرج می‌شوند.

جدول ظرفیت مجاز بارگیری مخزن‌های راه آهن به شرح جدول زیر می‌باشد:

سریال گروه	ارتفاع مجاز بارگیری به سانتیمتر	مقدار بارگیری مجاز	نوع مخزن‌دار	فرآورده
۵۴۳۰۰۰-۵۴۳۹۹۹	۲۳۵	۶۱۵۰۰	بالوله استیم	رنگی
۵۴۶۰۰۰-۵۴۶۱۹۹	۲۲۶/۳	۶۰/۰۰۰	بالوله استیم	رنگی
۵۴۶۰۰۰-۵۴۶۹۹۹	۲۲۸/۳	۵۹/۰۰۰	بالوله استیم	کوره
۵۴۷۰۰۰-۵۴۷۹۹۹	۲۳۳/۸	۵۹/۰۰۰	بالوله استیم	کوره
۵۵۶۰۰۰-۵۵۶۹۹۹	۲۵۰/۸	۵۷/۰۰۰	بالوله استیم	کوره
۵۵۷۰۰۰-۵۵۷۹۹۹	۲۵۰/۸	۵۷/۰۰۰	بالوله استیم	کوره



تأثیر دما بر دانسیته فرآورده‌های نفتی (ضرائب انبساط و انقباض حجمی)



ضریب انبساط حرارتی، خاصیت انبساط مواد را در زمان جذب و دفع حرارت توصیف می نماید. این ضریب یک عدد مثبت، افزایش حجم مواد مربوط به خود را بواسطه جذب حرارت و کاهش حجم آن ماده را بواسطه دفع حرارت توصیف می نماید.

در مقایسه با تغییرات دما، تغییر فشار تقریباً تاثیری بر حجم مایعات ندارد، زیرا فضای آزاد بین مولکول های مایع کم بوده و افزایش فشارهای بسیار زیاد سبب تغییرات حجم بسیار جزئی خواهد گردید. اما با افزایش دما حجم اغلب مایعات به مقدار جزئی زیاد می شود و در نتیجه، چگالی آنها کاهش می یابد. از لحاظ ترمودینامیکی، با افزایش دمای مایع، انرژی جنبشی مولکول های آن زیاد می شود و این افزایش حرکت مولکولی برخلاف نیروهای جاذبه عمل کرده، سبب انبساط مایع می گردد. ولی انبساط در مایعات به مراتب کمتر از آن است که در گازها مشاهده می شود، زیرا اثر نیروی جاذبه در گازها ناچیز است. در انقباض حادث شده در اثر کاهش دما وضعیت معکوس خواهد شد. بدین مفهوم که با کاهش دمای مایع، انرژی جنبشی متعادل کننده مولکول های مایع (ایجاد کننده فواصل ملکولی در آن حالت) کاهش یافته و در نتیجه فواصل متعادل کننده حالت مایع کمتر شده و حجم نقصان می یابد.

انبساط حرارتی حجمی مایع (volumetric thermal expansion) افزایش واحد حجم مایع به ازای افزایش یک درجه دما را توصیف می نماید:

$$\alpha = \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p$$

ضریب انبساط حجمی مایعات متشکل از انبساط حجمی ظاهری و انبساط حجمی حقیقی در نظر گرفته می شود. انبساط ظاهری انبساطی است که عملاً مشاهده می شود. اما انبساط حقیقی (مطلق) بیشتر از انبساط ظاهری است که برابر است با انبساط ظاهری مشاهده شده در مایع بعلاوه انبساط حجمی ظرفی که مایع در آن قرار دارد. به همین دلیل است که در محاسبه انبساط حجمی مایعات، نتایج تئوری و اندازه گیری عملی (بدون تجهیز آزمایشگاهی) متفاوت خواهند بود.

بنابراین ضریب انبساط حرارتی به صورت تئوریک تخمین زده شده و به

صورت آزمایشگاهی اندازه‌گیری می‌شود. مهمترین روش‌های اندازه‌گیری آزمایشگاهی ضرائب انبساط حرارتی مایعات عبارت از دایلومتری و آنالیز ترمومکانیکی می‌باشند.

روش دایلومتری (Dilatometry)



دایلومتر، ابزاری دقیق برای آزمایشگاهی است که تغییرات حجم مایعات را بواسطه تغییر دما اندازه گرفته و نتیجه این آزمایش منجر به تعیین ضریب انبساط حرارتی مایعات خواهد گردید.

روش آنالیز ترمومکانیکی (Thermo Mechanical Analysis)



با استفاده از روش فوق، تخمین ابعاد مایعات (انبساط و انقباض مایعات در حجم مشخص و ظرف استاندارد این آزمایش) صورت پذیرفته و نتایج آزمایش به‌عنوان ضریب انبساط حجمی مایعات گزارش می‌گردد.

نتایج این روش‌ها به صورت جداول و منحنی در کتب و وب سایت‌های موجود قرارداده شده است که بواسطه استفاده از آنها می‌توان ضرائب انبساط حرارتی را تقریباً برای همه مواد موجود و شناخته شده یافت و مورد استفاده قرارداد. برای هریک از فرآورده‌های نفتی نیز این نتایج مدون گردیده و در هندیبوک‌های استاندارد و مرجع قابل دسترس می‌باشند.

محاسبه ضریب انبساط حرارتی حجمی مایعات نفتی

Volumetric Thermal Coeff. Exp. Computation

ضریب انبساط حجمی حرارتی مهمترین پارامتر لازم در روش محاسبه ای تغییر حجم سیالات است. این ضریب مستقل از فشار بوده و با تغییرات دما تغییرات بسیار ناچیزی از خود نشان می‌دهد. به همین دلیل این ضریب را می‌توان برای محاسبه تغییر حجم يك فرآورده نفتی در گستره وسیعی از دمای تولید تا نگهداشت آن در محیط بکار برد.

از لحاظ تئوری، در صورتیکه مایعی به حجم V_0 از دمای T_0 به دمای T_1 تغییر دما یابد، حجم آن به V_1 تغییر خواهد یافت. در صورتیکه تغییر حجم را dV و تغییر دما را با dT نشان دهیم، مطابق تعاریف استاندارد، ضریب انبساط حرارتی حجمی (β) عبارتست از نسبت تغییرات نسبی حجم نسبت به دما برحجم اولیه که این عبارت بصورت ریاضی به فرم ذیل بیان می‌شود:

$$\beta = dV / (V * dT)$$

این تعریف را می‌توان به صورت تعریف تغییرات حجمی مواد در اثر تغییر دما نیز بیان نمود:

$$dV = V * \beta (T_1 - T_0)$$

در صورت گسترش دیفرانسیل های dV و dT داریم:

$$\beta = (V_{final} - V_{initial}) / (V_{initial} * (T_{final} - T_{initial}))$$

در این معادله V_{final} عبارت از حجم نهائی مایع (V_1) و $V_{initial}$ عبارت از حجم اولیه مایع (V_0) می‌باشد. جهت دما نیز این مفهوم در نظر گرفته شده است.

$$dV = V_1 - V_0 = \text{change in volume (m}^3\text{)}$$

$$\beta = \text{volumetric temperature expansion coefficient (m}^3\text{/m}^3\text{ }^\circ\text{C)}$$

$$T_1 = \text{final temperature (}^\circ\text{C)}$$

$$T_0 = \text{initial temperature (}^\circ\text{C)}$$

با جایگذاری اعداد حجم اولیه و نهائی و دمای مربوط به حجم‌ها محاسبه تئوریک β یا همان ضریب انبساط حجمی سیال مورد نظر امکان پذیر خواهد بود. ضریب انبساط حجمی به عنوان عاملی جهت اطمینان از سرریز نمودن ظروفی

که از مواد مختلف پر می گردند نیز کاربرد دارد. جدول زیر ضرایب انبساط حرارتی تعدادی از مواد هیدروکربنی و غیر آلی را جهت مقایسه نشان می دهد. همانگونه که در جدول زیر مشاهده می گردد، به ازاء افزایش یک درجه فارنهایت دما، بیشترین انبساط در n-Pentane و کمترین انبساط در آب (Water) مشاهده می گردد.

به همین دلیل با توجه به کمترین اثر دما بر روی آب بالاخص در دماهای معمول، از آب به عنوان سیال کالیبراسیون استفاده می گردد. هر چند بازم افزایش و کاهش حجم آب در اثر تغییر دما می تواند دلیلی بر خطای استفاده از این سیال به عنوان سیال کالیبراسیون باشد.

Liquid	b	
	(1/K, 1/°C)	(1/°F)
Alcohol, ethyl (ethanol)	۰,۰۰۱۰۹	۰,۰۰۰۶۱
Aniline	۰,۰۰۰۸۵	۰,۰۰۰۴۷
Benzene	۰,۰۰۱۲۵	۰,۰۰۰۶۹
n-Heptane	۰,۰۰۱۲۴	۰,۰۰۰۶۹
Gasoline	۰,۰۰۰۹۵	۰,۰۰۰۵۳
Kerosene, jet fuel	۰,۰۰۰۹۹	۰,۰۰۰۵۵
n-Octane	۰,۰۰۱۱۴	۰,۰۰۰۶۳
Oil (unused engine oil)	۰,۰۰۰۷۰	۰,۰۰۰۳۹
Paraffin oil	۰,۰۰۰۷۶۴	۰,۰۰۰۴۲
Petroleum	۰,۰۰۱۰	۰,۰۰۰۵۶
n-Pentane	۰,۰۰۱۵۸	۰,۰۰۰۸۸
Toluene	۰,۰۰۱۰۸	۰,۰۰۰۶۰
Water	۰,۰۰۰۲۱۴	۰,۰۰۰۱۲

ضریب انبساط حجمی در محاسبه تغییرات نسبی حجم دردهماهای مختلف می‌توان استفاده نمود.

از آنجا که حجم فرآورده‌های نفتی مانند سایر مایعات تحت تاثیر درجه دمای محیط افزایش یا کاهش می‌یابد بنابراین برای تبدیل حجم طبیعی فرآورده به ۶۰ درجه فارنهایت چنانچه درجه دمای فرآورده بالاتر از ۶۰ درجه فارنهایت باشد مقدار حجم آن در ۶۰ درجه فارنهایت کمتر و برعکس اگر درجه دمای فرآورده پایین‌تر از ۶۰ درجه فارنهایت باشد مقدار حجم فرآورده بیشتر از مقدار طبیعی خواهد بود. البته این تغییر حجم به طرز اثرپذیری معکوس، متأثر از انبساط و انقباض جداره مخزن نیز خواهد بود.

به همین منظور واحد آزمایشگاه پالایشگاه اقدام به تعیین ضریبی به نام ضریب مصححه حجمی برای تاثیر دما روی هر فرآورده نموده که با استفاده از آن تغییرات حجم فرآورده نسبت به تغییر دما را می‌توان محاسبه نمود.

درگامی فزاینده، انبساط و انقباض بدنه مخازن می‌تواند به‌عنوان عاملی جهت توسعه علوم اندازه‌گیری و کاربردهای صنعتی آن شود (به فصل اندازه‌گیری به روش استاتیک مراجعه نمایید).

پس از تعیین درجه حرارت با استفاده از رابطه زیر، عملیات محاسبه حجم به صورت استاتیک انجام می‌پذیرد. در این رابطه dT بر حسب سردتر یا گرمتر بودن فرآورده نسبت به ۶۰ درجه فارنهایت به ترتیب با تاثیر افزایشی یا کاهششی به حجم اندازه‌گیری شده عمل خواهد نمود.

$$V = V_0 + \beta \cdot V_0 \cdot dT$$

به‌عنوان مثال، برای محاسبه حجم فرآورده نفتگاز (۷۰) دریافت شده در مخزن، از پالایشگاه تهران که میزان ضریب مصحح حجم آن ۰/۰۰۰۴۸ اعلام گردیده است، پس از اندازه‌گیری دمای فرآورده مخزن، میزان آن حدود ۵۴ درجه فارنهایت اندازه‌گیری می‌گردد. همچنین نتایج عمق یابی، ارتفاع بدست آمده را از جدول کالیبراسیون برابر ۱۵۰۰۰۰۰ لیتر نشان می‌دهد.

جهت بدست آوردن حجم فرآورده این مخزن به طریق محاسبات در ۶۰

درجه فارنهایت، از رابطه زیر استفاده می‌گردد (این محاسبات به همراه جدول کالیبراسیون مخازن، به عنوان پایه محاسباتی نرم افزار کنترل موجودی انبارهاست):

$$dV = V \cdot \beta (T_1 - T_2)$$

با مرتب نمودن رابطه برای حجم نهائی خواهیم داشت:

$$V_{\text{ع}} = V_{\text{د}} + \beta \cdot V_{\text{د}} \cdot dT$$

$$V_{\text{ع}} = 1500000 + 0,00048 * 1500000 (60 - 54)$$

$$V_{\text{ع}} = 1504320$$

لذا ۱۵۰۴۳۲۰ لیتر نفتگاز نسبت به دمای معیار ۶۰ درجه دریافت گردیده است. به عبارت دیگر حجم استاندارد در ۶۰ درجه فارنهایت به عنوان مبنای اندازه گیری در تحویل بوده، و ۴۳۲۰ لیتر نسبت به دمای استاندارد، نفتگاز بیشتری دریافت گردیده است.

یکی از کاربردهای تغییر حجم فرآورده های نفتی با تغییر دما، تحلیل مشاهده حجم های ظاهریست. در صورتیکه در سیستمی صرف تحویل حجمی فرآورده ملاک اندازه گیری و تحویل در مقصد باشد، میزان کسری (انقباض فرآورده بواسطه سرد شدن نسبت به لحظه بارگیری) یا سرک (انبساط فرآورده بواسطه گرم تر شدن فرآورده نسبت به لحظه بارگیری) فرآورده موجود در مخزن را نسبت به اطلاعات مندرج در بارنامه صادره از مبدأ ارسال به عنوان کسری و سرک تحویلی در نظر خواهند گرفت. مشروط بر عدم هرگونه ریخت و پاش و کاهش عمده فرآورده درون مخزن، این کسری یا سرک ظاهری بوده و نسبت به لحظه بارگیری هیچ گونه کسری و سرک واقعی (نسبت به حجم استاندارد در ۶۰ درجه فارنهایت) اتفاق نیفتاده است و صرفاً هرگونه کسری یا سرک مشاهده شده در نتیجه انقباض یا انبساط فرآورده نسبت به دمای زمان بارگیری است. در صورتیکه با یک میتر وزنی اقدام به بارگیری بر مبنای حجم ظاهری گردد ۹ حالت زیر ممکن الوقوع خواهد بود (توجه نمایید دمای مبنای برای اندازه گیری ۶۰ درجه فارنهایت اشاره به بارگیری استاندارد دارد).

وضعیت دمائی فرآورده حین حمل	وضعیت دمائی تحویل در مقصد	وضعیت ظاهری حجم بارگیری شده	دمای لحظه بارگیری
عدم تغییر دما	۶۰ درجه فازنه‌ایت	بارگیری استاندارد	۶۰ درجه فازنه‌ایت
سرد شدن	کسری	بارگیری استاندارد	۶۰ درجه فازنه‌ایت
گرم شدن	سرک	بارگیری استاندارد	۶۰ درجه فازنه‌ایت
گرم شدن	سرک زیاد	بارگیری بیشتر از استاندارد	زیر ۶۰ درجه فازنه‌ایت
عدم تغییر دما	حجم ظاهری صحیح	بارگیری بیشتر از استاندارد	زیر ۶۰ درجه فازنه‌ایت
سرد شدن	کسری	بارگیری بیشتر از استاندارد	زیر ۶۰ درجه فازنه‌ایت
گرم شدن	سرک	بارگیری کمتر از استاندارد	بالای ۶۰ درجه فازنه‌ایت
عدم تغییر دما	حجم ظاهری صحیح	بارگیری کمتر از استاندارد	بالای ۶۰ درجه فازنه‌ایت
سرد شدن	کسری زیاد	بارگیری کمتر از استاندارد	بالای ۶۰ درجه فازنه‌ایت

حال اگر پرکردن حجمی با ملاک قرار دادن دمای ۶۰ درجه فازنه‌ایت در نظر گرفته شود خواهیم داشت: (ضمن عدم توجه به خطای پنهان ناشی از تغییر گنجایش نفتکش نسبت به تغییر دما)

وضعیت دمائی فرآورده حین حمل	وضعیت لحظه تحویل درمقصد	انجام تصحیحات دمائی درمبدا	دمای لحظه بارگیری
عدم تغییر دما	حجم ظاهری صحیح	لازم نیست	۶۰ درجه فارنهایت
سرد شدن	بروزکسری	لازم نیست	۶۰ درجه فارنهایت
گرم شدن	بروزسرک	لازم نیست	۶۰ درجه فارنهایت
گرم شدن	بسته به میزان گرم شدن، طیفی از کسری تا حجم ۶۰ درجه تا سرک ظاهری ممکن الوقوع است	کاستن از حجم بارگیری	زیره ۶۰ درجه فارنهایت
عدم تغییر دما	کسری ظاهری ناشی از کاستن درمبدا	کاستن از حجم بارگیری	زیره ۶۰ درجه فارنهایت
سرد شدن	کسری زیاد	کاستن از حجم بارگیری	زیره ۶۰ درجه فارنهایت
گرم شدن	سرک زیاد	افزودن به حجم بارگیری درهنگام بارگیری	بالای ۶۰ درجه فارنهایت
عدم تغییر دما	سرک ناشی از افزودن حجم درمبدا	افزودن به حجم بارگیری درهنگام بارگیری	بالای ۶۰ درجه فارنهایت
سرد شدن	بسته به میزان سرد شدن، طیفی از سرک تا حجم ۶۰ درجه تا کسری ظاهری ممکن الوقوع است	افزودن به حجم بارگیری درهنگام بارگیری	بالای ۶۰ درجه فارنهایت

حالت سوم اندازه‌گیری وزنی است که می‌بایست جهت برون رفت از چالش‌های ناشی از تغییرات ظاهری حجم با دما، کلیه مراحل بارگیری از مبدا تا توزیع از هر نقطه‌ای را براساس وزن فرآورده تنظیم نمود و ملاک وزنی به‌عنوان معیار محاسبات در هر نقطه از زنجیره تامین تا توزیع باشد.

محاسبه حجم ویژه و جرم حجمی مایعات

Specific Volume and Density Computation

حجم ویژه مایعات عبارتست از نسبت مقدار حجم مایع به جرم آن و عددی است که معکوس نمودن آن جرم حجمی را بدست خواهد داد. لذا با این تعریف حجم ویژه مایعات عبارتست از:

$$v = 1 / \rho = V / m$$

که در آن:

حجم ویژه $v = \text{specific volume (m}^3/\text{kg)}$

دانسیته $\rho = \text{density (kg/m}^3\text{)}$

مقدار حجم مایع $V = \text{volume of unit (m}^3\text{)}$

مقدار جرم همان مقدار حجم از مایع $m = \text{mass of unit (kg)}$

می‌باشد. در انبارهای شرکت ملی پخش، استفاده از پارامتر جرم حجمی یا همان معکوس حجم ویژه مرسوم‌تر و کاربردی‌تر می‌باشد.

$$\rho = m / V$$

با تغییر حجم مواد، دانسیته آنها نیز تغییر نموده و این تغییر بصورت تناسب تغییر حجم با دانسیته به فرم ذیل نمایش داده می‌شود:

$$\rho_1 / \rho_2 = V_2 / V_1$$

لذا با افزایش حجم، دانسیته مایعات کاهش یافته و در صورت کاهش دما، همان جرم در حجم کوچکتری واقع شده و دانسیته مایع افزایش می‌یابد. نکته مهم در این خصوص ثابت بودن جرم مایع در صورت تغییر دماست. با استفاده از تناسب فوق و داشتن حجم و جرم حجمی در یک دمای مشخص (معمولاً در ۶ درجه فارنهایت در دسترس است)، می‌توان جرم حجمی و یا حجم مواد مختلف را بدست آورد. چنین محاسباتی جهت کنترل حجم‌های اندازه‌گیری شده در عمق‌یابی مخازن می‌تواند به‌عنوان کنترل‌کننده محاسبات مورد استفاده قرار گیرد.

محاسبه تغییرات دانسیته مایعات با دما

Change of Density with Temperature

مهمترین کاربرد ضریب انبساط حجمی (b) در محاسبه تغییرات دانسیته مایعات و همچنین تغییرات حجم آنهاست. زیرا بدون نیاز به هیچ اثباتی، با تغییر دما بدلیل تغییر حجم دانسیته مایعات تغییر خواهد نمود. همانگونه که بیان گردید، دانسیته مایع عبارتست از نسبت جرم مقداری از مایع به حجم همان مقدار از مایع در دمای مورد نظر.

$$\rho = m / V$$

از طرفی با توجه به محاسبات منجر به تعیین ضریب انبساط حجمی داریم:

$$V = V_0 (1 + b (t_1 - t_0))$$

لذا پس از جایگذاری مقادیر مربوط به حالت ترمودینامیکی اولیه (اندیس ۰) و حالت پس از تغییر دما (اندیس ۱) خواهیم داشت:

$$\rho_1 = m / V_1 (1 + b (t_1 - t_0))$$

$$\rho_1 = \rho_0 / (1 + b (t_1 - t_0))$$

که در آن:

$\rho_1 = \text{final density (kg/m}^3\text{)}$

$\rho_0 = \text{initial density (kg/m}^3\text{)}$

حجم‌های هریک از این دو نقطه نیز قابل محاسبه و دسترسی خواهد بود.



اندازه‌گیری دمای فرآورده در مخازن

Principles and Methods of Temperature Measurement



ترمودینامیک مایعات نفتی

تغییرات حجم فرآورده‌های نفتی بواسطه تغییر دما براساس اصول ترمودینامیک حاکم بر مایعات ایجاب می‌نماید جهت حصول ارقام احجام واقعی، دمای فرآورده‌ها را در زمان عملیات مختلف در محاسبات لحاظ نمائیم. برای این منظور به دو روش دستی و ابزار دقیقی (اتوماتیک) می‌توان دمای فرآورده را اندازه‌گیری نمود. روش دستی معمولاً جهت عملیات ایستا و اندازه‌گیری اتوماتیک دما درمواقع انتقال مداوم فرآورده‌های نفتی مورد استفاده واقع می‌گردد.

اخیراً در عملیات مداوم انتقال و بارگیری فرآورده‌های نفتی، استفاده از تکنیک دماسنجی پیوسته و تأثیردهی دمای اندازه‌گیری شده در محاسبات حجم تحت عملیات، مرسوم گردیده است.

در عملیات دماسنجی پیوسته، تأثیر دما بصورت لحظه‌ای بر محاسبه حجم عبوری تأثیر گذاشته و طی یک عملیات طولانی اما پیوسته، دماهای متفاوتی مورد سنجش و تأثیرگذاری برحجم عبوری در طی این عملیات می‌گردد.

فرآورده‌های ذخیره شده در انبارهای فرآورده‌های نفتی، معمولاً بصورت غیر مداوم (Batch) دریافت گردیده و شرایط اندازه‌گیری آن، چه در اندازه‌گیری حجم و چه در اندازه‌گیری دما، شرایطی ایستا است.

در هر دو عملیات ایستا و مداوم (continus)، اندازه‌گیری دستی و اندازه‌گیری اتوماتیک مورد استفاده واقع می‌گردد. سیستم‌های اندازه‌گیری سطح و حجم (LG-TG) نمونه‌ای از سیستم‌های دیجیتالی و به اصطلاح اتوماتیک اندازه‌گیری دماست. جهت اندازه‌گیری دمای فرآورده موجود در مخازن فرآورده‌های نفتی به روش دستی یا سنتی نیز عمل می‌گردد که علاوه بر بررسی صحت عملکرد سیستم‌های اتوماتیک، به‌عنوان یک روش منسوخ نشدنی نیز مطرح است، زیرا اندازه‌گیری دما بصورت دستی یا ترمومتر (Thermometre)ی با دماسنج به‌عنوان یک روش آزمایشگاهی استاندارد همواره پذیرفتنی است.

دما یا درجه حرارت

Temperature

دما یا درجه حرارت، یک ویژگی هر ماده است که وابسته به انرژی گرمایی آن ماده می‌باشد و میزان گرمی آن را نشان می‌دهد. اصل اول ترمودینامیک ناظر بر این موضوع است که اگر دو جسم دارای دمای متفاوت باشند، انرژی گرمایی از جسم با دمای بیشتر به جسم با دمای کمتر منتقل می‌شود تا هنگامی که دمای دو جسم به تعادل برسد. باید توجه نمود که ممکن است در این جابه‌جایی گرمایی، جسم دارای دمای بیشتر، مجموع انرژی گرمایی کمتری داشته باشد، اما باز هم انرژی گرمایی از دست بدهد و جسم دارای دمای کمتر مجموع انرژی گرمایی بیشتری داشته باشد، اما باز هم انرژی گرمایی دریافت کند.

یکاهای اندازه‌گیری دما

Temperature Measuring Units

یکاهای گوناگونی برای اندازه‌گیری دما تعریف شده‌اند. تفاوت یکاهای مختلف، در دو عامل نقطه صفری‌کا و نرخ تغییر واحد یا درجه هر یکا است. مهمترین یکاهای اندازه‌گیری دما در صنایع نفت عبارتند از سلسیوس، فارنهایت، کلوین. هر یک از این یکاها در زیر توضیح داده خواهند شد.

سلسیوس (Celsius)

یکای سلسیوس که به افتخار آندرش سلسیوس نام‌گذاری شده و با نماد °C نشان داده می‌شود، متداول‌ترین یکای مورد استفاده در حال حاضر است. این یکا پیشتر با نام سانتی‌گراد شناخته می‌شد که ترکیب دو واژه سانتی: centum (به معنی صد) و گراد: gradus (به معنی درجه) است. مبنای این یکا، نقطه ذوب و جوش آب هستند. نقطه ذوب آب برابر دمای صفر درجه و نقطه جوش آن برابر دمای صد درجه سانتی‌گراد تعریف شده است.

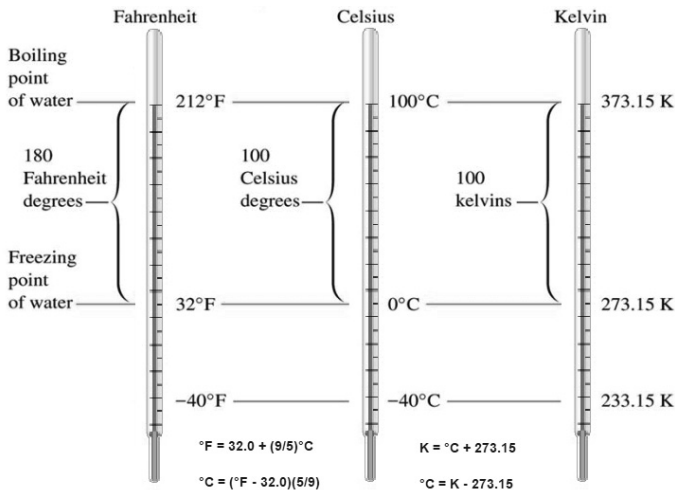
فارنهایت (Fahrenheit)

فارنهایت با نماد F، یکای دیگری برای اندازه‌گیری دما است که در گذشته، در بسیاری از کشورها به کار گرفته می‌شد و اکنون در کشورهای اندکی از جمله

ایالات متحده آمریکا همچنان به عنوان یکای اصلی اندازه گیری دما به کار می رود. نقطه صفری که گابریل دنیل فارنهایت انتخاب کرد، عبارت بود از دمای تعادل گرمایی مخلوطی با نسبت برابر از یخ، آب و آمونیوم کلرید (که مقدار آن برابر ۱۷٫۷۸- سلسیوس است). همچنین دو نقطه مرجع دیگر را دمای تعادل گرمایی مخلوط آب و یخ (دمای صفر درجه سلسیوس) به معادل ۳۲ فارنهایت و دمای بدن انسان معادل ۹۶ فارنهایت در نظر گرفت. فارنهایت دریافت که دمای جوش آب با این یکا برابر ۲۱۲ درجه است.

کلوین (Kelvin)

یکای اصلی سیستم متریک، کلوین با نماد K است و یکای مطلق دما نامیده می شود. زیرا نقطه صفر آن، صفر مطلق است و دمایی پایین تر از آن وجود ندارد. به عبارت دیگر، در صفر کلوین هیچ گرمایی وجود ندارد و ذرات ماده از حرکت (که نشان دهنده میزان انرژی گرمایی ذره است) باز می ایستند. نرخ تغییرات کلوین، معادل با درجه سلسیوس است و صفر آن برابر ۲۷۳٫۱۵- درجه سلسیوس می باشد. از کناره هم، قراردادن نقطه انجماد و جوش آب در هر سه مقیاس کلوین، سلسیوس و فارنهایت، شکل زیر حاصل می گردد و بر این اساس می توان روابط دمائی را استخراج نمود.



روابط میان یکاهای مختلف اندازه‌گیری دما

Temperature Measuring Units Relationship

با توجه به نتایج حاصل از تطبیق نقاط انجماد و جوش آب در شرایط استاندارد، رابطه‌های زیر میان یکاهای متداول اندازه‌گیری دما حاصل خواهد گردید که با استفاده از آنها می‌توان مقیاس‌های مختلف دما را به یکای مورد نظر تبدیل نمود.

$$\text{Fahrenheit to Celsius : } ^\circ\text{C} = \left(\frac{5}{9}\right)(^\circ\text{F} - 32)$$

$$\text{Celsius to Fahrenheit : } ^\circ\text{F} = \left(\frac{9}{5}\right)^\circ\text{C} + 32$$

$$\text{Kelvin to Celsius : } \text{K} = ^\circ\text{C} + 273,15$$

$$\text{Celsius to Kelvin : } ^\circ\text{C} = \text{K} - 273,15$$

$$\text{Fahrenheit to Kelvin : } \text{K} = ^\circ\text{F} + 457,87$$

$$\text{Kelvin to Fahrenheit : } ^\circ\text{F} = \text{K} - 457,87$$

وسایل مورد استفاده در اندازه‌گیری دما به روش دستی

Handheld Instrument for Temp. Measurement

اندازه‌گیری دستی دمای فرآورده‌های نفتی در انبارهای نفت با استفاده از ابزار و وسایلی که تحت استانداردهای مربوطه تهیه و ساخته شده اند صورت می‌پذیرد. در ادامه اهم وسایل مورد نیاز این روش شرح داده خواهد شد.

دماسنج نوع مایع (Liquid Type Thermometer)



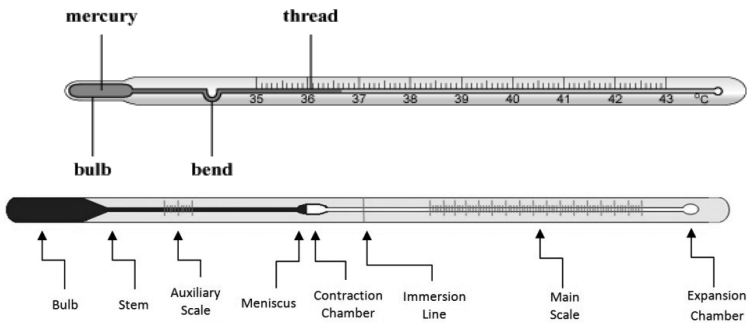
اندازه‌گیری دستی دما با استفاده از دماسنج (Thermometer) صورت می‌پذیرد. انواع مختلف دماسنج وجود دارند که از روش‌های گوناگون برای اندازه‌گیری دما

استفاده می‌کنند. برای نمونه، اندازه‌گیری دما در دماسنج جیوه‌ای با بهره‌گیری از ویژگی انبساط گرمایی جیوه انجام می‌شود. این دما سنج‌ها تحت عنوان دماسنج مایعی شناخته شده‌اند.

این نوع دماسنج یکی از رایج‌ترین انواع دماسنج‌های مورد استفاده در اندازه‌گیری دستی دما می‌باشد. عمدتاً این نوع دماسنج را به‌عنوان دماسنج‌های جیوه‌ای یا الکلی می‌شناسیم. ساختمان این نوع دماسنج‌ها از یک مخزن مایع و یک لوله موئین تشکیل شده که مایع درون مخزن در اثر انبساط از لوله موئین بالا رفته و دمای متناسب را نشان می‌دهد.

جهت کاربردهای مختلف، این نوع دماسنج‌ها را با درجه بندی‌های متفاوتی می‌سازند. دقت این دماسنج‌ها بسته به جنس شیشه و کیفیت و دقت ساخت آنها متفاوت بوده و طیفی از انواع دماسنج با گستره‌های متفاوتی از قابلیت اندازه‌گیری دما در دسترس می‌باشند.

اشکال زیر ساختار این نوع دماسنج‌ها را نشان می‌دهند.



دماسنج جیوه‌ای را می‌توان برای اندازه‌گیری دما از ۳۷٫۸- تا ۳۱۵ سانتی‌گراد استفاده نمود. اما اگر فضای بالای جیوه دماسنج را از گاز ازت پر نمایند، می‌توان تا دمای ۵۳۸ درجه از آن استفاده نمود.

دماسنج الکلی نیز طرز کار مشابهی با دما سنج‌های جیوه‌ای دارد. دماسنج‌های الکلی برای اندازه‌گیری تا دمای ۷۰- درجه سانتی‌گراد نیز ساخته و دسترس قراردارند.

نقطه انجماد و جوش الکل به ترتیب ۱۱۵- و ۷۹ است. دماسنج الکلی باید

گفت که برای محاسبه نقاط انجماد پایین مناسب است ولی برای محاسبه نقطه جوش گزینه‌ی خوبی نیست. دماسنج الکلی حتی نمی‌تواند نقطه جوش آب را نشان دهد زیرا نقطه جوش آن تنها ۷۹ درجه است.

در جدول زیر محدودکاربردهای دماسنج‌های آزمایشگاهی را با شماره استاندارد (ASTM (Complying Thermometers می‌توان مشاهده نمود.

Thermometer No.	Test Temperature		Thermometer No.	Test Temperature	
	°C	°F		°C	°F
ASTM 132C, IP 102C	150		ASTM 128C, F/IP 33C	0	32
ASTM 110C, F/IP 93C	135	275	ASTM 72C, F/IP 67C	-17.8	0
ASTM 121C/IP 32C	98.9, 210,		ASTM 127C/IP 99C	-20	-4
	100	212	ASTM 126C, F/IP 71C	-26.1	-20
ASTM 129C, F/IP 36C	93.3	200	ASTM 73C, F/IP 68C	-40	-40
ASTM 48C, F/IP 90C	82.2	180	ASTM 74C, F/IP 69C	-53.9	-65
IP 100C	80				
ASTM 47C, F/IP 35C	60	140			
ASTM 29C, F/IP 34C	54.4	130			
ASTM 46C F/IP 66C	50	122			
ASTM 120C/IP 92C	40				
ASTM 28C, F/IP 31C	37.8	100			
ASTM 118C, F	30	86			
ASTM 45C, F/IP 30C	25	77			
ASTM 44C, F/IP 29C	20	68			

مشخصات عمومی شامل درجه‌بندی، مقیاس‌ها، طول دماسنج، طول حباب و... برای دماسنج‌های قابل استفاده در آزمایش‌های مواد نفتی نیز در جدول زیر نشان داده شده است:

Immersion	Total
Scale marks:	
Subdivisions	°C 0.05
Long lines at each	°C 0.1 and 0.5
Numbers at each	°C 1
Maximum line width	mm 0.10
Scale error at test temperature, max	°C 0.1
Expansion chamber:	
Permit heating to	°C 105 up to 90, 120 between 90 and 95 130 between 95 and 105, 170 above 105
Total length	mm 300 to 310
Stem outside diameter	mm 6.0 to 8.0
Bulb length	mm 45 to 55
Bulb outside diameter	mm no greater than stem
Length of scale range	mm 40 to 90

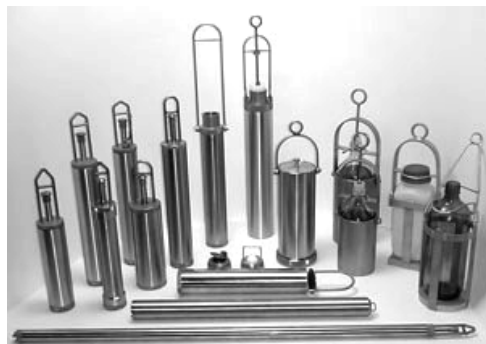
محافظ ترمومتر (Thermometer Keeper)

محافظ ترمومتر، محفظه‌ای است از جنس برنج یا مس که ترمومتر مطابق تصویر زیر داخل آن قرار گرفته است و به عنوان محافظی برای ترمومتر محسوب می‌گردد.



نمونه‌گیر (Sampler)

نمونه‌گیر محفظه‌ای استوانه‌ای از جنس مس یا برنج (بواسطه ایمنی و عدم ایجاد جرقه الکتریکی در برخورد با بدنه و متعلقات آهنی مخزن) سنگین شده با سرب درته ظرف و دارای کلاهک فنرداری به شکل‌های نشان داده شده در تصویر زیر است. همانگونه که مشاهده می‌گردد این ظروف دارای دسته‌ای جهت نصب طناب آویز می‌باشند.



دریوش نمونه‌گیر، قطعه‌ای از نمونه‌گیر و جهت ممانعت از ورود فرآورده در لحظات اولیه فروردن نمونه‌گیر در مخزن بوده و با مکانیزمی که بعداً توضیح داده خواهد شد در نقطه‌ای که مد نظر است نسبت به باز نمودن درب نمونه‌گیر و پر نمودن آن از نمونه اقدام می‌گردد.

روش تعیین دمای فرآورده‌های نفتی در مخازن بصورت دستی

Temp. Measuring with Thermometer Procedure

با توجه به تاثیر دما در تغییرات حجمی فرآورده‌های نفتی لازم است هم زمان با اندازه‌گیری حجم مخزن، درجه حرارت را نیز مشخص نموده تا براساس آن بتوان حجم فرآورده را در ۶ درجه فارنهایت تعیین کرد.

روش تعیین درجه حرارت فرآورده در مخزن بشرح زیر است:

ظرف نمونه‌گیری که همان استوانه‌ای است فلزی به قطر ۵ الی ۶ سانتیمتر به بلندی ۴۰ الی ۵۰ سانتی متر که درته آن سرب ریخته شده است (بلحاظ فرورفتن در عمق فرآورده) را در محل نمونه‌گیری مخزن فرو می‌برند.

در وسط این ظرف نمونه‌گیری استوانه‌ای محلی برای نگهداری دما سنج تعبیه شده است. ظرف نمونه‌گیری دارای درب متحرک بوده که می‌توان آنرا باز و بسته کرد، در روی این درب قلبی تعبیه شده که طناب نمونه‌گیری به آن وصل می‌شود.

ظرف نمونه‌گیری با دما سنج درون آن حداقل بایستی ۲ دقیقه در فرآورده بماند.

نقاط اندازه گیری دما در مخزن

Storage Tank Temp. Measuring Points

- اگر مخزن بیشتر از يك سوم پر باشد از عمق يك ششم و سه ششم و پنج ششم درجه گرفته می شود.
 - اگر مخزن کمتر از يك سوم و بیشتر از يك ششم پر باشد درجه حرارت یکی از قسمت فوقانی و یکی از قسمت تحتانی گرفته می شود.
 - اگر مخزن کمتر از يك ششم پر باشد کافی است درجه حرارت از وسط گرفته شود.
- در تعیین درجه حرارت مخازن زیرزمینی و یا هوایی (پایه بلند) جهت محاسبه درجه حرارت در واحد بیظرف در صورت امکان بایستی ظرف نمونه گیری را برای مخلوط شدن فرآورده داخل لوله چندبار آهسته پائین و بالا برده نهایتاً از وسط مایع درجه حرارت اخذ گردد.
- تذکر: هنگام قرائت درجه حرارت می باید دقت شود تا قسمت جیوه ای ترمومتر از داخل مایع محفظه خارج نشود؛ زیرا در موقع خارج شدن قسمت جیوه ای از فرآورده حرارت محیط بر آن اثر خواهد گذاشت.

مراحل اندازه گیری دمای فرآورده در مخزن

- مراحل زیر را جهت سنجش دمای مخزن بایستی به ترتیب بیان شده اجرا نمود:
- دماسنج را به دقت داخل نمونه گیر قرار دهید.
 - درپوش نمونه گیر را بسته و نمونه گیر را به عمقی که تعیین دمای آن مدنظر است بفرستید و پس از رسیدن نمونه گیر به نقطه مورد نظر با کشش لحظه ای و سریع طناب سبب باز شدن درب نمونه گیر شوید تا فرآورده وارد نمونه گیر شود.
 - ۲ دقیقه این وضعیت را حفظ نمایید.
 - نمونه گیر را بالا بکشید و دماسنج را با دقت از داخل محفظه آن قدر بیرون بیاورید که ستون جیوه معلوم شود (مخزن جیوه دماسنج باید داخل مایع باشد)

- درجه حرارت را فوراً بخوانید و یادداشت کنید.
- درمورد مخازن روی زمین که بیش از یک سوم حجم پر شده است بایستی میانگین دمای قرائت شده در یک ششم و یک دوم و یک پنجم عمق از سطح مایع اندازه‌گیری دما محاسبه و منظور شود.
- درمورد مخازن روی زمین که کمتر از یک سوم و یا بیشتر از یک ششم حجم پر شده است بایستی یکبار از قسمت فوقانی و یک بار دیگر نیز از قسمت تحتانی اندازه‌گیری دما صورت پذیرفته و میانگین دو دما محاسبه و منظور شود.
- همانگونه که ذکر گردید اگر مخزنی کمتر از یک ششم حجم پر شده باشد کافی است که درجه حرارت وسط مایع اندازه‌گیری شود. درمورد مخزندهارها کفیسست درجه حرارت وسط مایع اندازه‌گیری شود. درمورد مخازن زیر زمین با بالا و پائین بردن نمونه‌گیر برای چند مرتبه و اخذ نمونه، به دمای نزدیک به واقعیت می‌توان رسید.

اندازه‌گیری اتوماتیک دما در تاسیسات انبار

Automatic Temperature Measurement



در اندازه‌گیری اتوماتیک دما، به جای استفاده از دماسنج‌های دستی، تجهیزاتی که بر اساس مکانیزم‌های مختلف مکانیکی - الکترونیکی طراحی و ساخته شده اند موجب اندازه‌گیری پیوسته و اتوماتیک دما گردیده و بدین ترتیب دمای فرآورده به صورت اعلام از یک نمایشگر عقربه ای یا Gage و یا بصورت یک سیگنال متناسب با دمای اندازه‌گیری شده به یک سیستم کامپیوتری یا دیجیتالی ارسال و نمایش داده می‌شود. در سیستم‌های LG-TG مخازن (Level Gauge Temperature Gauge)، این سیگنال دما به طور پیوسته در نرم افزار مربوطه مورد عمل واقع گردیده و بدین ترتیب اندازه‌گیری اتوماتیک حجم و دما به صورت پیوسته برقرار می‌گردد.

از مهمترین و عمومی ترین تجهیزات اندازه‌گیری دما در انبارهای نفت که بر اساس نوع مکانیزم اندازه‌گیری تقسیم بندی گردیده اند می‌توان به انواع ترموکوپل و دماسنج انبساط سیال اشاره نمود. عضو اندازه گیر در این تجهیزات که ترموکوپل (Thermocouple) نام گرفته اند مانند دماسنج‌های ترمومتری نبوده و از مکانیزم‌های مختلفی چون تفاوت مقاومت دو فلز در اثر گرم شدن و... استفاده می‌نمایند. در ادامه تعدادی از پرکاربردترین دماسنج‌های اتوماتیک و نوع جنس و اصول حاکم بر کارکرد آنها شرح داده خواهند شد. با توجه به محدوده‌های دمایی قابل سنجش مانند محدوده‌های اندازه‌گیری دمای یک مخزن تا محدوده‌های

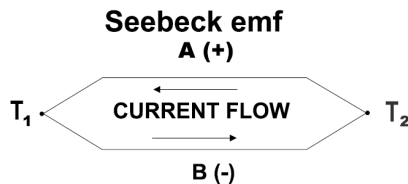
اندازه‌گیری داغ شدن یا تاقان‌های یک تجهیز دوار و همچنین نقاط فوق داغ در سیستم‌های نشانگر وسعت پیشرفت حریق و ... از انواع خاصی از ترموکوپل‌ها می‌توان استفاده نمود.

دماسنج نوع مقاومتی (RTD) یا ترموکوپل

Resistance Temperature Detector

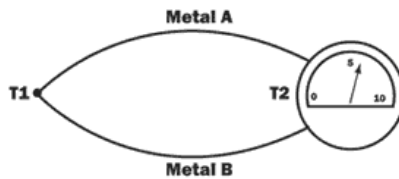


ترموکوپل یکی از پر مصرف‌ترین سنسورهای اندازه‌گیری دما محسوب می‌گردد. این سنسورهای ساده با استفاده از اتصال یک فلز و آلیاژ آن و با توجه به اثر سبیک (Seebeck effect) تولید می‌شوند و با همین مکانیزم ساده قادر به اندازه‌گیری دما در رنج وسیعی از زیر صفر تا حدود ۱۷۰۰ درجه می‌باشند. در شکل زیر جریان ناشی از اثر سبیک رامی‌توان مشاهده نمود.

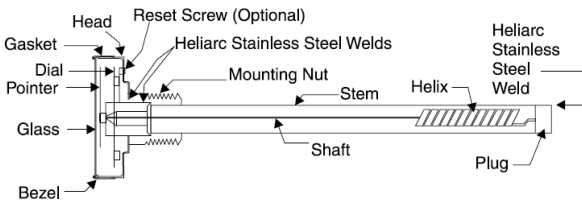
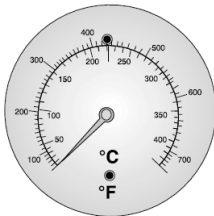


مطابق اثر سبیک، می توان گفت که هرگاه يك طرف ماده ای داغ تر از طرف دیگر باشد، الکترون های سمت داغ تر، سریعتر حرکت می کنند. در این فرآیند برخی از این الکترون ها به سمت ناحیه سرد حرکت کرده و جریان الکتروسیسته به وجود می آورند.

بنابراین اگر محل اتصال دو فلز ناهم جنس گرما ببیند اختلاف پتانسیلی بین دو سر فلزات تشکیل می شود. کاربرد این پدیده را می توان در ترموکوپل دید که برای اندازه گیری دما استفاده می شود.



با توجه به پدیده سبیک اتصال هر دو فلز از نوع مختلف باعث ایجاد ترموکوپل شده و تولید میلی ولتی متناسب با دمای اعمال شده می کند. از این رو انواع مختلفی از ترموکوپل ساخته شده است که در زیر به تعدادی از پرکاربردترین آنها اشاره خواهد شد. با توجه به ظرافت ترموکوپل ها و لزوم کاربردی ساختن مکانیزم آنها، تجهیزاتی جهت کاربردی نمودن این تکنولوژی طراحی و ساخته شده است. به عنوان مثال تصویر زیر یک غلاف و محافظ ترموکوپل را نشان می دهد که نمونه ای از کاربردی ساختن تکنیک های ساخت ترموکوپل برای داماسنجی از مخازن و سیالات موجود و جاری در خطوط لوله و ... می باشد.

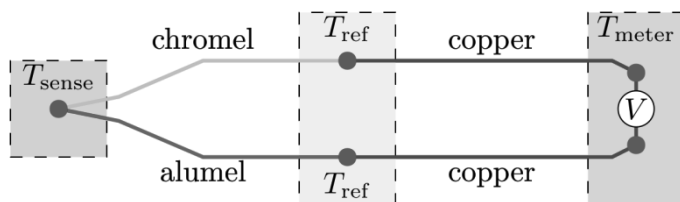


تقسیم بندی ترموکوپل‌ها

تقسیم بندی ترموکوپل‌ها با توجه به کاربرد، محیط اندازه‌گیری دما، رنج دما، دقت اندازه‌گیری و... صورت می‌پذیرد. از پرکاربردترین ترموکوپل‌ها می‌توان به انواع زیر اشاره کرد:

ترموکوپل تیپ K (CHROMEL-ALUMEL)

ترموکوپل نوع K از سیم فلزی نیکل کروم (Ni-Cr) به نام تجاری کرومل (Chromel) و نیکل آلومینیوم (Ni-Al) به نام تجاری آلومل (Alumel) ساخته می‌شود.



این ترموکوپل ارزان قیمت است و یکی از پرکاربردترین ترموکوپل‌ها می‌باشد. رنج عملکرد دمایی آن بین منفی ۲۰۰ تا مثبت ۱۳۵۰ درجه سانتیگراد و حساسیت آن تقریباً $41 \mu V/^\circ C$ است و معمولاً در دماهای بالا مورد استفاده قرار می‌گیرد. ترموکوپل نوع K بخاطر استفاده از مس خاصیت ضد اکسیداسیون دارد لذا در مکان‌هایی که اکسیداسیون رخ می‌دهد مناسب تر می‌باشد.

ترموکوپل تیپ J (IRON-CONSTANTAN)

این ترموکوپل از فلز آهن و آلیژهای مس - نیکل (Cu-Ni) ساخته می‌شود. رنج دمایی این ترموکوپل بین منفی ۱۸۰ تا مثبت ۷۵۰ درجه سانتیگراد است. به دلیل احتمال اکسید شدن آهن این ترموکوپل، در صنایع قالب ریزی پلاستیک استفاده می‌شود.

حساسیت ترموکوپل نوع J، به اندازه $55 \mu V/^\circ C$ است و برای تاسیسات و دستگاه‌های جدید توصیه می‌شود. ترموکوپل نوع J به علت وجود آهن در

مکانهایی که امکان اکسیداسیون وجود دارد استفاده نمی شود.

ترموکوپل تیپ E (CHROMEL-CONSTANTAN)

ترموکوپل نوع E با استفاده از فلزات (Ni-Cr) یا کرومل و (Cu-Ni) کنستانتان (Constantan) ساخته می شود. محدوده ی عملکرد دمایی آن، بین منفی ۴۰ تا مثبت ۹۰۰ درجه سانتیگراد است. این ترموکوپل با $68 \mu V/^{\circ}C$ بیشترین حساسیت را دارد و می توان از آن در کاربردهای خلاء و مواردی که حسگر در آن حفاظت نشده است، استفاده کرد.

ترموکوپل تیپ T (COPPE-CONSTANTAN)

ترموکوپل نوع T از مس Cu و آلیاژ نیکل-مس (Cu-Ni) کنستانتان (Constantan) ساخته می شود. محدوده ی عملکرد دمایی این نوع ترموکوپل، بین منفی ۲۵۰ تا مثبت ۴۰۰ درجه سانتیگراد است. این ترموکوپل نسبتاً ارزان و برای کاربردهای با دمای پایین مناسب است و در برابر رطوبت مقاومت خوبی دارد. حساسیت این ترموکوپل، $46 \mu V/^{\circ}C$ است. ترموکوپل نوع T در صنعت به دلیل اینکه نسبت به تمام انواع ترموکوپل رنج درجه حرارت مناسبی دارد و همچنین از حساسیت خوبی برخوردار است در صنعت بیشتر مورد استفاده می گیرد.

ترموکوپل تایپ N (NICROSIL-NISIL)

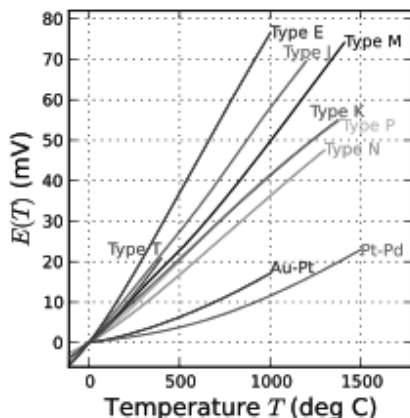
ترموکوپل نوع N از فلزهای (Ni-Cr-Si) به نام تجاری نیکروسیل و فلزهای (Ni-Si-Mg) به نام تجاری نیسیل (Nisil) ساخته می شود. محدوده دمائی آن بین منفی ۲۷۰ تا مثبت ۱۳۰۰ درجه سانتیگراد است. حساسیت این ترموکوپل، به اندازه $30 \mu V/^{\circ}C$ است و معمولاً در دماهای بالا مورد استفاده قرار می گیرد.

ترموکوپل‌های نوع R و S و B و

- ترموکوپل نوع B یا (PLATINUM/۳۰٪RHODIUM-PLATINUM/۶٪RHODIUM)
 - ترموکوپل نوع S یا (PLATINUM-PLATINUM /۱۰٪RHODIUM)
 - ترموکوپل نوع R یا (PLATINUM/۱۳٪RHODIUM-PLATINUM)
- که با استفاده از فلزات پلاتین-رادیوم (Pt-Rh) با ترکیبات مختلف ساخته می‌شوند. قیمت آنها بالا و حساسیت آنها بسیار کم و در حدود ۱۰ میکروولت بر درجه سانتیگراد و محدوده دمایی آن تقریباً بین صفر تا ۱۷۵۰+ درجه سانتیگراد است. انواع این ترموکوپل‌ها در اندازه‌گیری با دمای بالا مثلاً در صنعت شیشه و فولاد بیشتر به کار می‌رود.

Type	Seebeck Coefficient $\mu\text{V}/^{\circ}\text{C}$	Temperature Range ($^{\circ}\text{C}$)
E	58.5@0 $^{\circ}\text{C}$	0 to 1700
J	50.2@0 $^{\circ}\text{C}$	0 to 750
K	39.4@0 $^{\circ}\text{C}$	-200 to 1250
R	11.5@0 $^{\circ}\text{C}$	0 to 1450

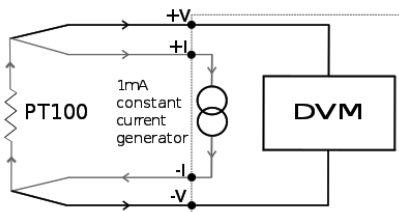
برای مقایسه بین انواع ترموکوپل و گستره سنجش دمائی انواع ترموکوپل، نمودار و جدول زیر ارائه گردیده است.



Standard Calibration		Material	Temp Range	Accuracy	Premium Grade	Accuracy
"J"	+	Iron	32 F to 1400 F	+/- 4 F or 0.75%	"JJ"	+/- 2 F or 0.4%
	-	Constantan				
"K"	+	Chromel	32 F to 2300 F	+/- 4 F or 0.75%	"KK"	+/- 2 F or 0.4%
	-	Alumel				
"T"	+	Copper	-320 F to 700 F	+/- 2 F or 0.75%	"TT"	+/- 1 F or 0.4%
	-	Constantan				
"E"	+	Chromel	32 F to 1600 F	+/- 3 F or 0.75%	"EE"	+/- 1.8 F or 0.4%
	-	Constantan				
"N"	+	Nicrosil	32 F to 2300 F	+/- 4 F or 0.75%	"NN"	+/- 4 F or 0.4%
	-	Nisil				

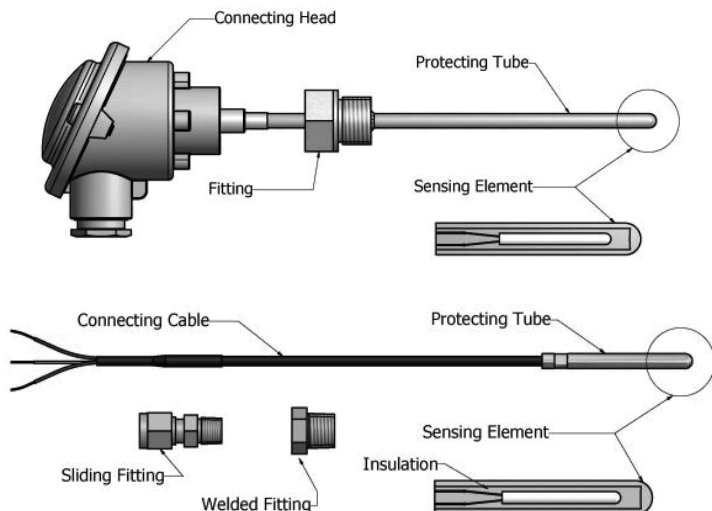
- از نمودار و جدول فوق مشخص می‌گردد، در انتخاب ترموکوپل موارد زیر بایستی مورد توجه قرار گیرد:
۱. گستره دمائی کاربرد ترموکوپل
 ۲. تیپ و نوع ترموکوپل
 ۳. طول ترموکوپل
 ۴. جنس غلاف ترموکوپل
 ۵. امکان داشتن خروجی ۴ تا ۲۰ میلی آمپر برای ترموکوپل
 ۶. دقیق بودن ترموکوپل و کلاس دقت آن

بطور کلی سنسورهای RTD در انواع PT۱۰۰ و PT۵۰ و ... تولید شده اند. سنسورهای PT۱۰۰ رایج ترین سنسور در نوع سنسورهای RTD می باشد که بیشتر سنسورهای مورد استفاده در انبارهای نفت از این نوع می باشند. بطور خلاصه، نحوه کاربرد سنسورهای RTD به این شکل می باشد که با استفاده از مقاومتی که در داخل آن کار گذاشته شده در اثر بالاتر رفتن دما میزان مقاومت سنسور هم افزایش پیدا می کند و با پایین رفتن دما از میزان مقاومت کاسته می شود و نمایشگرهای دما در این تیپ سنسورهای دما به وسیله بالا و پایین رفتن مقاومت تشخیص دما را می دهند.



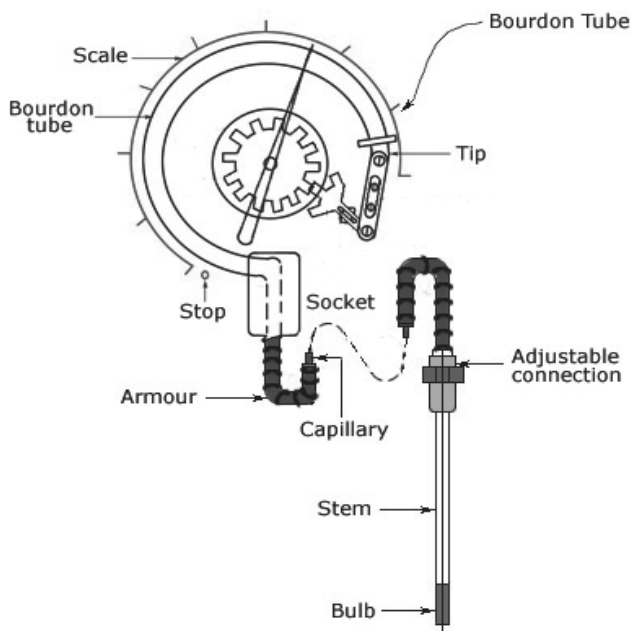
نحوه تشخیص سنسورهای RTD به این صورت است که اگر دمای محیط در نقطه صفر درجه سانتیگراد باشد با استفاده از اهم متر مقاومت دوسر سنسور را اندازه می‌گیرند در صورتیکه مقاومت سنسور ۱۰۰ اهم باشد سنسور PT۱۰۰ می‌باشد و اگر مقاومت آن ۵۰ اهم باشد سنسور PT۵۰ می‌باشد و در دیگر رنج‌ها به این صورت اندازه‌گیری و نامگذاری می‌گردند.

در صنایع و فعالیت‌هایی که فرآورده‌های نفتی در آن مورد عمل واقع می‌گردد، مانند انبارهای فرآورده‌های نفتی و پالایشگاه‌ها و جایگاه‌های توزیع سوخت، ترموکوپل مورد استفاده می‌بایست دارای مقاومت نفوذ ناپذیری گازها (EX ضد انفجار) باشند. لذا استفاده از سنسور PT۱۰۰ ضد انفجار در این مکان‌ها مرسوم است. این اقدام به صورت طراحی ترموکوپل دریک ژاکت ضد انفجار و ضد نفوذ فرآورده به آن (مانند شکل زیر) میسر گردیده است.



ترموتر با مکانیزم انبساط سیال**Fluid Expansion Thermometer**

این نوع دماسنج یکی از باصرفه‌ترین، رایج‌ترین و تطبیق‌پذیرترین وسایل اندازه‌گیری دما در صنعت می‌باشد. سنجش دمای خروجی پمپ‌ها و سنجش و نمایش دما در کنار مخزن و مسیرهای انتقال جهت مانیتورینگ در سایت از مهمترین کاربردهای این نوع دماسنج می‌باشد. مکانیزم عملکرد این دماسنج در شکل زیر قابل مشاهده است:



Filled System Temperature Measurement

www.InstrumentationToday.com

همانگونه که ملاحظه می‌شود با افزایش دما فشار درون حباب که می‌تواند محتوی مایع، گاز یا بخار باشد، بالا رفته و توسط فشار سنج اندازه‌گیری می‌شود. طول لوله مویین می‌تواند تا ۶۰ متر باشد؛ اما این مقدار بر دقت اندازه‌گیری دما تاثیرگذار خواهد بود. بهترین حالت زمانی است که از لوله مویین کوتاه که به یک ترانسدیوسر فشار الکتریکی متصل شده استفاده گردد.

ضمیمه ۱

اندازه‌گیری فشار (Pressure Gaging)



مطابق تعاریف استاندارد، فشار به نیروی عمود بر واحد سطح سیال اطلاق می‌شود. اصطلاح فشار برای مایعات و گازها به فشار مولکولها درفاز بخار و در جامدات به تنش عمودی اشاره دارد. از آنجا که فشار به عنوان نیرو بر واحد سطح تعریف می‌شود، از واحد نیوتن بر متر مربع که پاسکال نیز نامیده می‌شود، برای بیان آن استفاده می‌شود.

از اندازه‌گیرهای فشار نسبی تنها برای فرآیندهایی استفاده می‌شود که اختلاف فشار با اتمسفر اهمیت دارد. حال فرض می‌کنیم تمامی پارامترهای بالا

ثابت بوده، و تنها ارتفاع از سطح دریا تعیین کننده میزان فشار اتمسفر است. فشار اتمسفر در سطح دریا ۱ اتمسفر یا ۱۰۱۳ میلی بار است، با افزایش ارتفاع از سطح دریا این مقدار کاهش مییابد. برای مثال فشار اتمسفر در تهران بین ۸۵۰ تا ۹۰۰ میلی بار می باشد.

مهمترین کاربرد فشارسنج‌ها در انبارهای نفت در دو بخش فشار قبل و بعد از پمپ‌ها و فشار مخازن اتمسفریک با شیر تنفسی است. تنفس یک مخزن یعنی حد ممکن دم و بازدم مخزن در اثر گرم و سرد شدن هوا و یا خروج و ورود فرآورده به آن توسط شیرهای تنفسی صورت می‌پذیرد. فشارسنج‌ها به‌عنوان ابزاری جهت اطمینان از این ابزار حیاتی تنفس برای مخازن می‌باشند.

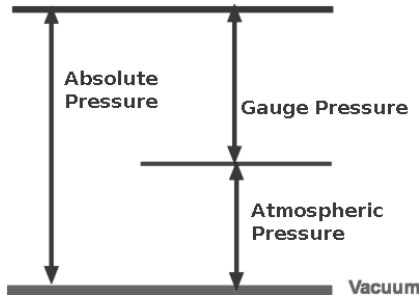
فرم‌های نگهداشت و بررسی روزانه چنین مخازنی می‌بایست شامل ثبت ارقام قرائت شده از این ابزار باشد تا در صورت مشاهده هرگونه عدم انطباق با شرایط قابل قبول، نسبت به بررسی وضعیت شیرهای تنفسی اقدام نمود.

درخصوص پمپ‌ها نیز فشارسنج‌ها نقش اساسی در تعیین وضعیت عملکرد صحیح پمپ‌ها در هر نوع سیستمی را تعیین می‌نمایند. بطور کلی شناخت رفتار سیالات در عملیات مختلف انبارهای نفت همانند سایر فعالیت‌های صنعتی دیگر به شناخت خصوصیات ترمودینامیکی سیال که فشار یکی از آنهاست بستگی دارد.

درحوزه اندازه‌گیری فشار باد و سیستم‌های فشار استاتیک و دینامیک مواجه خواهیم بود. در هنگام حرکت یک سیال در یک مسیر مانند خروجی یا ورودی یک پمپ یا هر مسیر خروجی تحت فشار بالا سری، فشار حاصله از سیال بر همه جهات ناشی از انرژی جنبشی سیال بواسطه رها شدن از ارتفاع‌های بالاتر به سطوح پست تر و یا تحت فشار یک سیستم پمپاژ فشاردار شده است. لذا فشار مشاهده شده یک فشار دینامیک بوده و این فشار می‌تواند تابعی از دو وضعیت فشار ناشی از حرکت و فشار ناشی از ارتفاع سیال نسبت به سطح ایستائی باشد. در هر صورت به فشار ناشی از انرژی جنبشی سیال فشار دینامیکی گفته می‌شود. از سوی دیگر، فشاری که یک سیال در حال سکون به اطراف خود بصورت فشارهای بین مولکولی وارد می‌نماید، فشار استاتیکی اطلاق می‌شود. فشار استاتیکی فشاری است که مولکول‌های سیال بواسطه گرانش زمین جهت رسیدن به

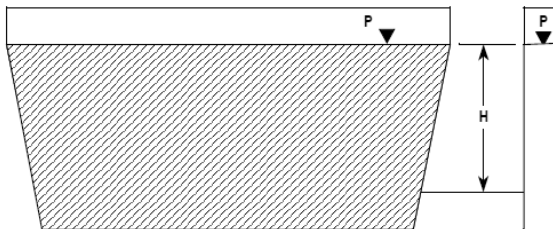
حالت ایستائی و توزیع روی سطح زمین به یکدیگر و در نتیجه به ظروفي که در آن هستند وارد می نمایند.

فشار مطلق (Absolute Pressure)، فشار نسبی (Gage Pressure)



در خصوص بیان فشار گازها با توجه به انتخاب مرجع صفر اندازه‌گیری، از دو روش مختلف استفاده می شود. اگر مبنای اندازه‌گیری، فشار اتمسفر (P_{atm}) باشد فشار قرائت شده را فشار نسبی می نامند. این فشار را فشار گیج یا نسبی (Gage Pressure) نیز می نامند. در این حالت مقدار قرائت شده کاملاً وابسته به میزان فشار اتمسفر می باشد.

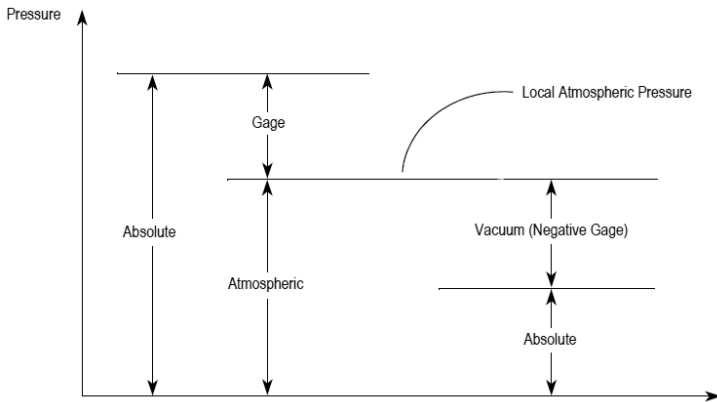
حال چنانچه مبنای اندازه‌گیری خلاء مطلق باشد، فشار قرائت شده را فشار مطلق (Absolute Pressure) می نامند. این ارتباطات نسبت به مبنای محاسبات در فرمول زیر نشان داده شده است.



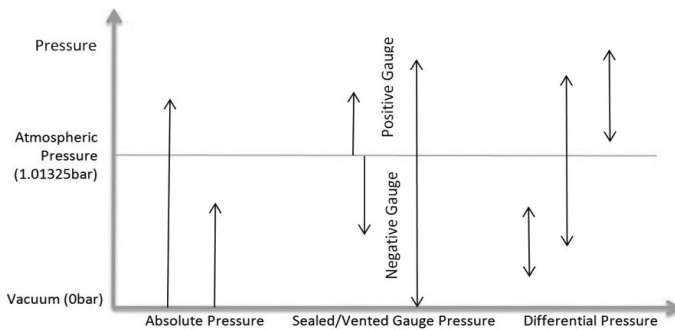
$$P_{abs} = P + (\rho g H)$$

در فرمول فوق (9.81 m/sec^2) (32.174 ft/sec^2)، g و ρ نیز برابر دانسیته مایع و P_{abs} فشار مطلق در ارتفاع H و P نیز فشار خارجی بر روی مایع است. این

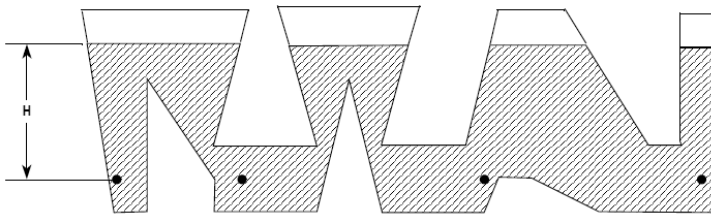
فشار خارجی می‌تواند فشار ناشی از یک گاز و یا بخارات فشارگرفته مربوط به دما و شرایط سیال باشد. ارتباط این دو نوع فشار با فشار اتمسفری را می‌توان در نمودارهای ذیل مشاهده نمود.



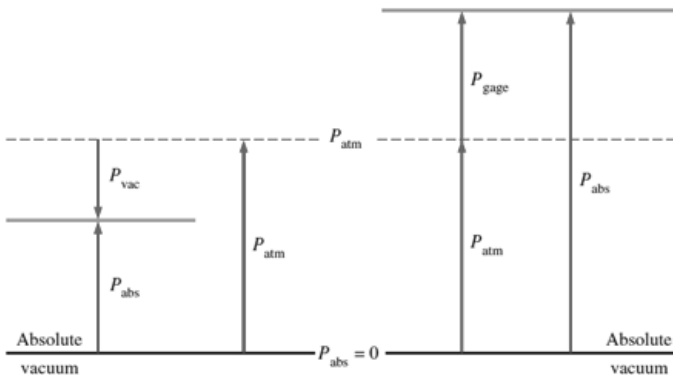
در نمودار فوق، حرف a برگرفته شده از absolute و g برگرفته شده از gage به واحدها اضافه می‌شود تا مشخص شود نوع قرائت فشار چگونه می‌باشد. همانند Psia و Psig که دو بیان psi بوده و اولی فشار نسبی و دومی فشار مطلق را نشان می‌دهد. همانطور که از نمودار فوق قابل استنتاج است، خط افقی پائینی، فشار صفر مطلق که گویای خلاء کامل می‌باشد را نشان می‌دهد. خط چین نشان داده شده نیز، فشار اتمسفر را نشان می‌دهد. در نمودار زیر فشارهای منفی و مثبت را نسبت به فشار اتمسفر می‌توان درک نموده و بصورت معیاری در ذهن نگه داشت.



همانطور که بیان گردید اندازه گیرهای فشار نسبی کاملاً به فشار اتمسفر وابسته هستند و در دو نقطه جغرافیایی مانند بندر عباس و کرج، فشار حاصل از یک فرآیند را به صورت متفاوت گزارش می‌دهند. زیرا فشار اتمسفر در این دو شهر متفاوت می‌باشد. در صورتیکه اتمسفر را به مثابه سیال درون ظرف زیر (نقاط هم ارتفاع از سطح) در نظر بگیریم، چهار نقطه هم سطح نشان داده شده در این شکل بیانگر نقاط هم ارتفاع بوده و فشار نسبی آنها نسبت به یکدیگر صفر می‌باشد. در صورت تغییر ارتفاع هریک از این نقاط، فشار نسبی آنها نسبت به یکدیگر و در نتیجه نسبت به فشار اتمسفر تفاوت خواهد نمود.



فشار اتمسفر به ارتفاع از سطح دریا، دما و شرایط آب و هوایی ارتباط دارد. از اندازه گیرهای فشار نسبی برای فرآیندهایی که تنها اختلاف فشار با اتمسفر اهمیت دارد استفاده می‌شود. اندازه گیرهای فشار نسبی، فشار اتمسفر را صفر نشان می‌دهند و با عمیق تر شدن خلاء به سمت ۱- حرکت می‌کنند. باید توجه داشت که همیشه فشار نسبی در خلاء به صورت منفی می‌باشد.



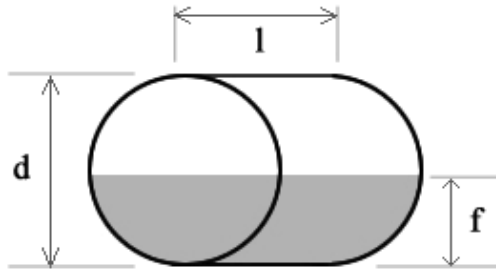
همانگونه که بیان گردید، پارامترهای زیادی از جمله دما، رطوبت، شرایط آب و هوایی، وزش باد، ارتفاع از سطح دریا و ... فشار اتمسفر را تغییر می‌دهند، که این عوامل اندازه‌گیری دقیق فشار اتمسفر را با دشواری روبرو می‌کند. این دلیل دقیق نبودن اندازه‌گیری فشار توسط گیج فشار نسبی می‌باشد. زیرا با تغییر هر یک از پارامترهای بالا فشار اتمسفر یعنی نقطه صفر گیج جابجا می‌شود و این یعنی فشار خوانده شده مقدار واقعی نخواهد بود.

ضمیمه ۲

محاسبه حجم جزئی فرآورده در انواع ظروف (مخازن قابل جابجائی)

هدف از ارایه این ضمیمه، آشنایی با چگونگی اندازه‌گیری احجام هندسی با مقاطع گوناگون می‌باشد. با توجه به شناخت نوع مقطع انواع ظروف، نحوه محاسبه احجام پرشده جزئی هر ظرف مقدور خواهد بود. در راستای به کار بردن دقت بیشتر در انجام محاسبات می‌توان به انبساط طولی ابعاد مخازن مراجعه نمود.

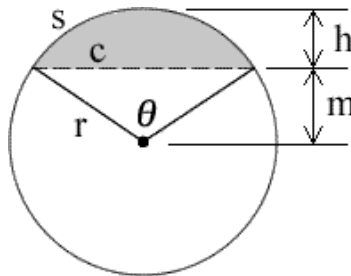
تانک استوانه‌ای افقی دو سر تخت (Horizontal Cylinder Tank)



حجم کلی تانک استوانه‌ای افقی با سطح مقطع مسطح دایره‌ای A و طول L و قطر D و شعاع r از رابطه زیر قابل محاسبه است:

$$V_{\text{Total(tank)}} = \pi r^2 l$$

محاسبه حجم بخش پر شده تانک با اندازه‌گیری پارامترهای نشان داده شده در شکل زیر قابل دستیابی است:



محاسبه سطح سگمنت (خاکستری رنگ):

$$a = (1/2)r^2(\theta - \sin\theta)$$

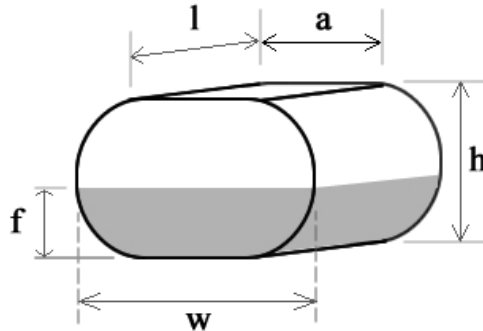
که در آن $\theta = 2\arccos(m/r)$ بر حسب رادیان می‌باشد. در صورتیکه ارتفاع پرشدگی مخزن کمتر از نصف قطر مخزن باشد (بخش خاکستری رنگ)، کافیست حجم سگمنت را محاسبه نماییم:

$$V_{(fill)} = V_{(segment)} = (1/2)r^2(\theta - \sin\theta).l$$

هنگامیکه ارتفاع پرشدگی مخزن بزرگتر از نصف قطر مخزن باشد کف‌یست حجم سگمنت را از حجم کل مخزن کسر نماییم:

$$V_{(fill)} = V_{(tank)} - V_{(segment)} = \pi r^2 l - (1/2)r^2(\theta - \sin\theta).l$$

تانک افقی دوپهلومدور (مقطع مستطیل با عرض های مدور) (Horizontal Oval Tank)



حجم کلی این تانک ($w > h$ از لحاظ شماتیک) عبارتست از:

$$V(\text{tank}) = (\pi r^2 + 2ra)l$$

که عبارت πr^2 مربوط به مجموع مساحت دونیم دایره کناری و عبارت $2ra$ نمایانگر مساحت مربع مستطیل (rectangle) یا همان بخش باقیمانده این مقطع استادیوم شکل است. با توجه به شکل می توان دریافت $r = h/2$ و $a = w - 2r = w - h$ می باشد. حجم پرشده را می توان از رابطه زیر محاسبه نمود:

$$V_{f \leq r(\text{fill})} = V_{(\text{fill} - \text{segment})} + V_{(\text{fill} - \text{rectangle})}$$

$$V_{f \leq r(\text{fill})} = (1/2)r^2(\theta - \sin\theta).l + a.l.f$$

که در آن عبارت $(1/2)r^2(\theta - \sin\theta).l$ را مطابق اندازه‌گیری حجم سگمنت تانک استوانه‌ای افقی می‌توان بدست آورد.

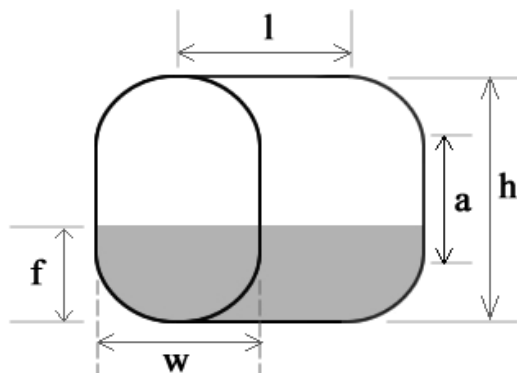
در حالت پرشدگی تا زیر نصف تانک (کمتر از $h/2$)، حجم ناشی از سگمنت بعلاوه حجم ناشی از چهارگوشه باقیمانده معادل حجم پرشده تانک است. در حالت پرشدگی نیمه تانک، حجم ناشی از نیم دایره بعلاوه حجم ناشی از مستطیل

باقیمانده معادل حجم پر شده است. در صورتیکه پرشدگی بیش از نیمه تانک باشد نیز حجم منفی حالت اول از حجم کلی تانک کسر شده تا حجم پر شده حاصل گردد.

$$V_{f>r(\text{fill})} = V_{(\text{tank})} - V_{f<r(\text{fill})}$$

$$V_{f>r(\text{fill})} = (\pi r^2 + r a) l - ((1/2) r^2 (\theta - \sin \theta) \cdot l + a \cdot l \cdot f)$$

تانک عمودی دوپهلوی مدور (مقطع مستطیل با عرض های مدور) (Vertical Oval Tank)



حجم کلی این تانک ($h > w$ از لحاظ شماتیک) عبارتست از:

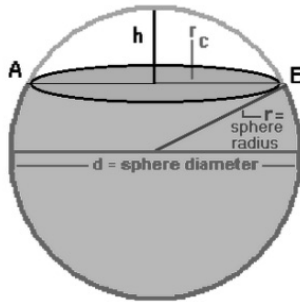
$$V_{\text{(tank)}} = (\pi r^2 + 2ra)l$$

که عبارت πr^2 مربوط به مجموع مساحت دونیم دایره بلا و پائین و عبارت $2ra$ نمایانگر مساحت مربع مستطیل (rectangle) یا همان بخش باقیمانده این مقطع استادیوم شکل است. با توجه به شکل می‌توان دریافت $r = w/2$ و $r = h - w$ یا $a = h - 2r$ می‌باشد. در حالت حجم پر شده کمتر از شعاع نیم دایره زیرین یعنی $f < r$ ، حجم پر شده مساوی حجم ناشی از سگمنت است.

در حالت $f = r$ ، حجم پر شده مساوی حجم نیم استوانه و در حالت $f > r$ تا $f < (r+a)$ ، حجم پر شده شامل مجموع حجم های ناشی از نیم دایره و مستطیل باقیمانده است. سایر حالت ها را به طریق مشابه می‌توان محاسبه نمود.

نکته: حجم پر شده تانک های D شکل با کشیدگی ارتفاع D و یا کشیدگی عرضی D را می‌توان از تقسیم بر ۲ نمودن حجم ناشی از سگمنت و جمع نمودن آن با حجم ناشی از مستطیل باقیمانده بدست آورد.

تانک کروی (Spherical Tank)



حجم کل یک تانک کروی به شعاع r از رابطه زیر بدست می آید:

$$V_{(\text{sphere})} = \left(\frac{4}{3}\right)\pi r^3$$

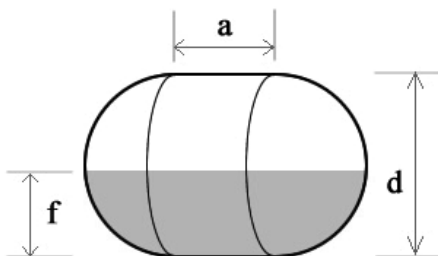
حجم کپ پر نشده به ارتفاع h در شکل فوق از رابطه زیر بدست می آید:

$$V_{(\text{NO fill})} = \pi h^2 (3r - h) / 3$$

لذا حجم پر شده تانک کروی از فرمول زیر قابل محاسبه می باشد:

$$V_{(\text{sphere})} - V_{(\text{NO fill})} = \left(\frac{4}{3}\right)\pi r^3 - \pi h^2 (3r - h) / 3$$

حجم مخزن به فرم کپسول افقی (Horizontal Capsule Tank)



جهت محاسبه حجم تانک کپسول افقی شکل ، با توجه به ایجاد یک کره کامل از دوسران ، حجم پر شده شامل حجم بخش پر شده کروی و بخش پر شده استوانه‌ای به طول la است. در صورتیکه $d=2r$ و $h=d-f$ فرض کنیم ، برای حجم پر شده در حالت $f < r$ خواهیم داشت:

$$V_{f < r(\text{fill})} = \left(\frac{4}{3}\right)\pi r^3 - \pi h^2(3r - h) / 3 + \pi r^2 a + (1/2)r^2(\theta - \sin\theta).a$$

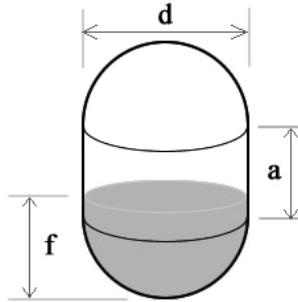
برای حالت $f < r$ برای بخش استوانه ای داریم:

$$V_{(\text{fill})} = V_{(\text{tank})} - V_{(\text{segment})} = \pi r^2 l - (1/2)r^2(\theta - \sin\theta).l$$

لذا برای حجم کل تانک کپسولی خواهیم داشت:

$$V_{f > r(\text{fill})} = \left(\frac{4}{3}\right)\pi r^3 - \pi h^2(3r - h) / 3 + \pi r^2 a - (1/2)r^2(\theta - \sin\theta).a$$

حجم مخزن به فرم کپسول عمودی (Vertical Capsule Tank)



جهت محاسبه حجم تانک کپسول عمودی شکل، با توجه به ایجاد یک کره کامل از دو سر آن، حجم پر شده شامل حجم بخش پر شده کروی و بخش پر شده استوانه ای به طول a است. در صورتیکه $d=2R$ را فرض کنیم، برای حجم پر شده خواهیم داشت:

در حالت $f < R$:

$$V_{f < R(\text{fill})} = \pi h^2 (3R - h) / 3$$

در حالت $f = R$ خواهیم داشت:

$$V_{f = R(\text{fill})} = (1/2)(4/3)\pi R^3$$

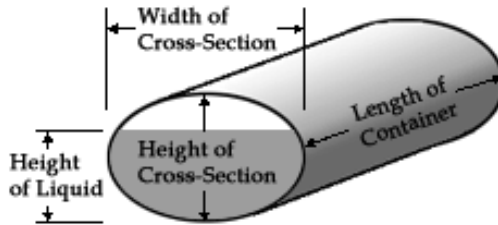
در حالت $f > R$ ($R + a > f > R$) خواهیم داشت:

$$V_{(\text{fill})} = (1/2)(4/3)\pi R^3 + \pi R^2 f$$

در حالت $f > R + a$ ($f > R + a$) خواهیم داشت:

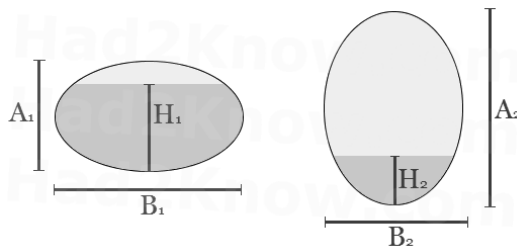
$$V_{(\text{fill})} = \pi h^2 (3R - h) / 3 + \pi R^2 a$$

محاسبه حجم سیال در تانک بیضوی (Tank Elliptical)



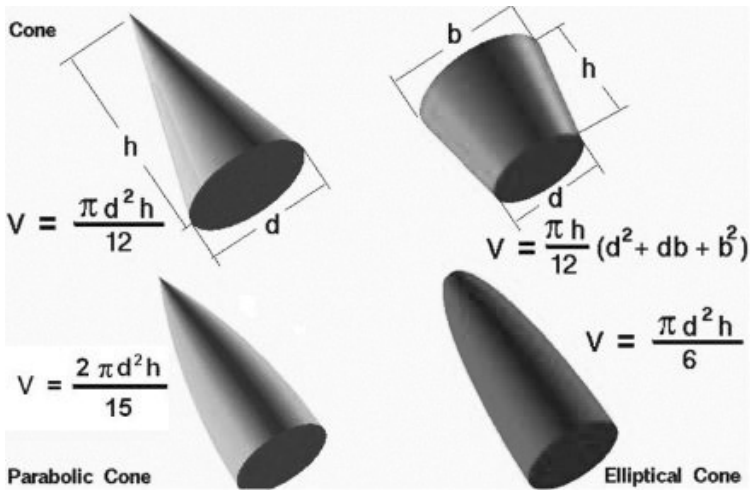
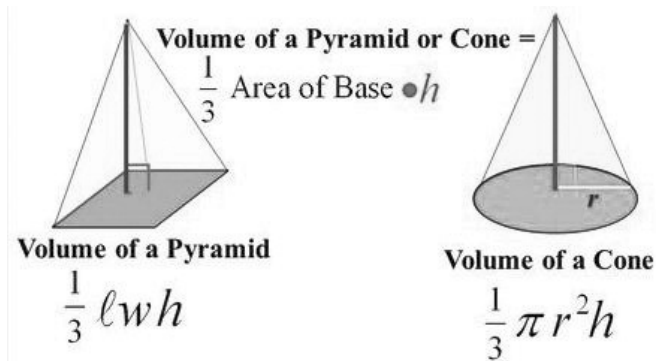
این فرم هندسی از مخازن یکی از پرکاربردترین نوع اشکال ممکنه برای ساخت مخزن بوده و حالت عمود بودن قطر کوچک سطح مقطع بیضوی این مخزن بیشترین کاربرد را دارد. در صورت صرفنظر از تحدب دو سر مخزن در مقایسه با ابعاد تانک، نتایج قابل قبولی را می‌توان داشت.

در این مخزن به طول L ، در صورتی که اقطار بزرگ و کوچک سطح مقطع بیضی B و A در نظر گرفته شود با استفاده از قواعد مثلثاتی حجم جزئی سیال با ارتفاع H از فرمول زیر بدست می‌آید.



$$V = (ABL / 4) [\arccos(1 - 2H/A) - (1 - 2H/A) \sqrt{4H/A - 4H^2/A^2}]$$

محاسبه انواع حجم های مخروطی



ضمیمه ۲

روش کنترل کمیت فرآورده‌های مظروف

بازرسی و شمارش فرآورده‌های مظروف در انبارها به منظور تعیین موجودی واقعی و بررسی ایمنی (عدم نشتی چشمگیر و ...) و مطلوبیت شرایط نگهداری فرآورده در انبار مظروف صورت می‌پذیرد.

تعیین موجودی فرآورده‌های نفتی مظروف، که شامل

- بشکه
- چلیک
- حلب
- قوطی

و غیره است، در عملیات انبارداری به‌عنوان بخشی از فعالیت‌های انبار به موازات فرآورده‌های نفتی بیظرف از اهمیت خاصی برخوردار است. حفظ و نگهداری و انجام صحیح عملیات رسید و ارسال بر طبق روش‌ها و دستورالعمل‌های صادر شده مستلزم عملیاتی به شرح زیر است:

۱- انبار کردن و چیدن و رج‌بندی فرآورده‌های مظروف در انبارهای سرپوشیده و روباز با توجه به طبقه‌بندی ظروف محتوی فرآورده‌ها از لحاظ درجه فرار بودن و نیز حفظ کیفیت آنها با رعایت مفاد مجموعه مقررات و روش‌های عملیاتی.

۲- کنترل و نظارت روزانه بر مقادیر دریافتی و صادره انبار هنگام تخلیه و بارگیری براساس بارنامه‌ها و حواله‌های فروش.

- ۳- شمارش موجودی‌ها و به روز رساندن آنها پس از مطابقت موجودی‌ها با ارقام مندرج در دفاتر موجودی.
- ۴- انبارگردانی به موقع ظروف، به منظور جلوگیری از نشستی و ضایعات مواد نفتی و همچنین سرشکن نمونه ظروف نشستی و یا تبدیل آنها به فرآورده‌های بیطرف طبق مقررات و دستورالعمل‌های صادره.
- ۵- تنظیم صورت تحویلی‌های روزانه انبار براساس بارنامه‌ها و حواله‌های فروش و مطابقت دادن ارقام رسیده و خارج شده با دفاتر موجودی انبار و بازرسی دروازه‌ها.
- ۶- ثبت ارقام رسیده انبار در دفتر موجودی براساس مندرجات بارنامه‌های رسید شده شامل تعداد سالم، نشستی، کمبود و غیره.
- ۷- ثبت ارقام خارج شده انبار در دفتر موجودی، براساس صورت تحویلی‌های روزانه و سایر فعل و انفعالات داخلی. انبار شامل ارقام فروش، ارسالی، تبدیلی، مصارف شرکت، نشستی راه، نشستی انبار و غیره.
- ۸- انجام عملیات موازنه روزانه با توجه به موجودی، رسیده و تحویلی.
- ۹- تهیه و تنظیم صورت‌های ۱۰ روزه و ماهیانه انبار مطروف.

ضمیمه ۴

چگالی مورد استفاده در محاسبات حجمی سیالات نفتی

مطابق استانداردهای معرفی جرم حجمی، چگالی در دمای ۱۵ درجه سانتیگراد که همان جرم حجمی فرآورده نفتی در خلا می‌باشد، بر اساس کیلوگرم بر متر مکعب در خلا بیان می‌شود. در محاسبات فرآورده و جهت تبدیل جرم به وزن ظاهری (جرم در هوا) لازم است این چگالی بر اساس جدول شماره ۵۶ استاندارد ASTM به چگالی سیال بر حسب کیلوگرم بر متر مکعب در هوا تبدیل شود.

چگالی مخصوص فرآورده در دمای ۶۰ درجه فارنهایت که یک کمیت بدون بعد بوده و از تقسیم چگالی سیال در دمای ۶۰ درجه فارنهایت بر چگالی آب خالص در همین دما بدست می‌آید. یعنی:

$$Sp.Gr @ 60^{\circ}F = D_{60}^{\circ} = Oil Density @ 60^{\circ}F / Water Density @ 60^{\circ}F$$

درجه API یا API گراویتی نیز کمیتی بدون بعد بوده که بر اساس رابطه زیر از چگالی مخصوص در دمای ۶۰ درجه فارنهایت بدست می‌آید. لذا در مورد سیالاتی که API آنها در دسترس است می‌توان با استفاده از رابطه زیر به عدد چگالی مخصوص در ۶۰ درجه فارنهایت دست یافت.

$$API Gravity @ 60^{\circ}F = (141.5 / Sp.Gr @ 60^{\circ}F) - 131.5$$

ضمیمه ۵

حجم ناخالص مشاهده شده فرآورده
برای مخازن کشتی

حجم ناخالص مشاهده شده در مخازن کشتی عبارت خواهد بود از حجم کل مشاهده شده منهای حجم آب آزاد V_{FW} (آب ته نشین شونده و دارای قابلیت تفکیک سریع در عمق مخزن) که به صورت زیر نوشته می شود:

$$\text{حجم آب آزاد} - \text{حجم کل مشاهده شده} = \text{حجم ناخالص مشاهده شده}$$

$$V_{GO} = V_{TO} - V_{FW}$$

فرمول در صورتی مورد استفاده قرار خواهد گرفت که کشتی هیچگونه تریم (برآمدگی داخلی در مخزن) یا لیستی (فرورفتگی در داخل مخزن) نداشته باشد، در غیر این صورت می بایست از رابطه زیر استفاده نمود.

$$V_{GO} = (V_{TO} + \text{List Correction}) - V_{FW}$$

$$V_{GO} = (V_{TO} - \text{Trim Correction}) - V_{FW}$$

که شامل تصحیح حجم بدلیل کج شدن نفتکش از سینه یا پاشنه می باشد.



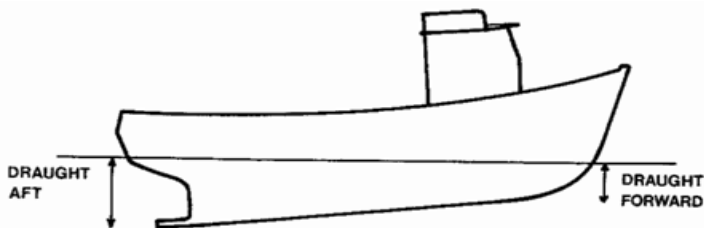
Trim by the stern



Trim by the head

لذا اگر نفتکش به سینه Trim By Head یا Fore یا به پاشنه Trim By Stern یا AFT، کج شده باشد (شیب داشته باشد)، با قرائت خطوط مدرجی که در جلو و عقب نفتکش (Fore & Aft Draught (Draft)) قرار دارد می‌توان میزان کج شدگی (شیب) آن را به سینه یا پاشنه از رابطه زیر محاسبه نمود

$$\text{Trim} = \text{Aft Draft} - \text{Fore Draft}$$



اگر مقدار تریم مثبت باشد حالت تریم بر روی پاشنه و اگر منفی باشد حالت تریم بر روی سینه روی خواهد داد.

حجم کل مشاهده V_{TO} از روی جداول ظرفیت مخازن کشتی (با توجه به میزان باقیمانده غیرقابل تخلیه یا Innage و نیز کسری‌های ناشی از متعلقات داخلی که بعد از تخلیه مشاهده می‌شود یا Ullage) و سپس تصحیح آن با توجه به میزان تریم و لیست بدنه نفتکش، محاسبه می‌گردد.

اندازه‌گیری میزان آب آزاد و رسوبات کف مخزن چه قبل و چه بعد از پرو خالی شدن مخزن از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. این مقدار از روی جداول ظرفیت مخازن و با توجه به میزان سطح آب آزاد و رسوبات (Ullage or Innage) مشاهده شده در کف مخزن و مقادیر تریم و لیست، محاسبه می‌گردد.

با افزایش دمای مواد نفتی، حجم آنها زیاد و چگالیشان کم می‌شود و برعکس، با کاهش دما حجم آنها کم و چگالی آنها زیاد می‌گردد. این امر باعث خواهد شد که حجم مایع اندازه‌گیری شده، کمتر و یا بیشتر از حجم واقعی آن در شرایط استاندارد باشد. برای تصحیح این انحراف از استاندارد، ضرایبی در نظر گرفته شده است. برای مخازن انبارها C_{TL} و برای مخازن کشتی V_{CF} (Volume Correction Factor) بکار می‌رود که برای بدست آوردن این ضرایب، روش‌های محاسباتی

خاصی در استاندارد (American Petroleum Institute) API بیان گردیده است. همچنین دمای استاندارد در محاسبات، ۱۵ درجه سانتیگراد برای سیستم SI و ۶۰ درجه فارنهایت برای سیستم اندازه‌گیری ASTM در نظر گرفته می‌شود. در حال حاضر کلیه محاسبات فرآورده‌های آن در ایران بر اساس سیستم اندازه‌گیری آمریکایی و در دمای ۶۰ درجه فارنهایت انجام می‌پذیرد.

با توجه به توضیحات فوق حجم ناخالص انواع مخازن انبار و نفتکش دریائی در شرایط استاندارد (Gross Standard Volume) یا V_{GS} ، با اعمال ضریب تصحیح دمایی فرآورده (Correction Temperature of the Liquid) یا C_{TL} در مقدار حجم ناخالص مشاهده شده بدست می‌آید، یعنی:

ضریب تصحیح دمایی فرآورده × حجم ناخالص مشاهده شده = حجم ناخالص استاندارد

$$V_{GS} = V_{GO} * C_{TL}$$

حجم خالص فرآورده برای مخازن کشتی در F۶۰

در محاسبه حجم خالص (Net Standard Volume) در شرایط استاندارد برای مخازن کشتی، با توجه به اینکه مواد نفتی معمولاً حاوی آب و رسوبات همراه هستند که مقدار آنها به کمک روشهای آزمایشگاهی قابل اندازه‌گیری می‌باشد بعد از تعیین درصد میزان آب و رسوبات همراه نفت، به کمک روابط زیر می‌توان میزان خالص حجم مواد نفتی V_{NS} را محاسبه نمود

درصد فاقد آب و رسوب × حجم ناخالص فرآورده = حجم خالص فرآورده

$$V_{NS} = V_{GS} * C_{SW}$$

درصد فاقد آب و رسوب، بصورت درصدی از کسر ایجاد شده از نسبت حجم آب و رسوب به حجم کل بوده و بصورت زیر تعریف می‌گردد:

$$CSW = (100 - \%S\&W) / 100$$

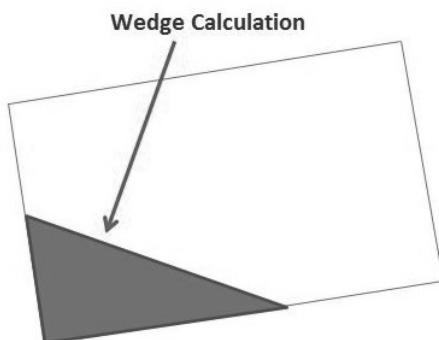
محاسبه مقدار فرآورده موجود در مخازن کشتی قبل و از بارگیری و بعد از تخلیه

قبل از بارگیری نفتکش و پس از تخلیه آن لازم است مقدار فرآورده موجود و تخلیه نشده در مخازن کشتی چک گردد.

حالت تماس باقیمانده فرآورده با ۴ دیواره مخزن کشتی

اگر فرآورده موجود در مخزن کشتی با هر چهار دیواره مخزن تماس داشته باشد آنگاه حجم فرآورده موجود در مخزن بر اساس جداول موجود در خصوص کالیبراسیون کشتی و ضمن توجه به تریم (Trim) قرائت شده قابل محاسبه می‌باشد.

حالت تماس فرآورده باقیمانده با ۳ دیواره کشتی



اگر فرآورده فقط با سه دیواره مخزن در تماس باشد حالت گوه یا هرم چهارگوشه (Wedge) اتفاق می‌افتد و لازم است مقدار حجم فرآورده از جدول تدوین شده مربوط به این حالت استخراج گردد.

ضمیمه ۶

راهنمای تبدیل واحدها و مقیاس ها

TO CONVERT	INTO	MULTIPLY BY	TO CONVERT	INTO	MULTIPLY BY
A			C		
acres	sq. feet	43,500.0	centares (centiares)	sq. meters	1.0
"	sq. meters	4,047.0	Centigrade	Fahrenheit	(C° x 9/5) + 32
"	sq. miles	1,562 x 10 ³	centigrams	grams	0.01
"	sq. yards	4,840.0	centiliters	liters	0.01
acre-feet	cu. feet	43,560.0	centimeters	feet	3.281 x 10 ⁻²
"	gallons	3,259 x 10 ⁰	"	inches	0.3937
amperes/sq. cm.	amps./sq. in.	6.452	"	kilometers	10 ³
"	amps./sq. meter	10.0	"	meters	0.01
amperes/sq. in.	amps./sq. cm.	0.1550	"	miles	6.214 x 10 ⁻⁴
"	amps./sq. meter	1,550.0	"	millimeters	10.0
amperes/sq. meter	amps./sq. cm.	10 ⁻⁴	"	milis	393.7
"	amps./sq. in.	6.452 x 10 ⁻⁴	"	yards	1.094 x 10 ⁻²
ampere-hours	coulombs	3,600.0	centimeter-dynes	cm.-grams	1.020 x 10 ⁻³
"	faradays	0.03731	"	meter-kgs.	1.020 x 10 ⁻³
ampere-turns	gilberts	1.257	"	pound-feet	7.376 x 10 ⁻³
ampere-turns/cm.	amp.-turns/in.	2.540	centimeter-grams	cm.-dynes	980.7
"	amp.-turns/meter	100.0	"	meter-kgs.	10 ³
"	gilberts/cm.	1.257	"	pound-feet	7.233 x 10 ⁻³
ampere-turns/in.	amp.-turns/cm.	0.3937	centimeters of mercury	atmospheres	0.01310
"	amp.-turns/meter	39.37	"	feet of water	0.4401
"	gilberts/cm.	0.4950	"	kgs./sq. meter	136.0
ampere-turns/meter	amp.-turns/cm.	0.01	"	pounds/sq. ft.	27.85
"	amp.-turns/in.	0.0254	"	pounds/sq. in.	0.1934
"	gilberts/cm.	0.01257	centimeters/sec.	feet/min.	1.1959
ares	acres	0.02471	"	feet/sec.	0.03281
"	sq. meters	100.0	"	kilometers/hr.	0.036
atmospheres	cms. of mercury	76.0	"	knots	0.1943
"	ft. of water (at 4°C)	33.90	"	meters/min.	0.6
"	in. of mercury (at 0°C)	29.92	"	miles/hr.	0.02237
"	kgs./sq. cm.	1.0333	"	miles/min.	3.728 x 10 ⁻⁴
"	kgs./sq. meter	10,332.0	centimeters/sec./sec.	feet/sec./sec.	0.03281
"	pounds/sq. in.	14.70	"	kms./hr./sec.	0.036
"	tons/sq. ft.	1,058	"	meters/sec./sec.	0.01
			"	miles/hr./sec.	0.02237
B			circualr mils	sq. cms.	5.067 x 10 ⁻⁶
barrels (oil)	gallons (oil)	42.0	"	sq. mils	0.7854
bars	atmospheres	0.9869	"	sq. inches	7.854 x 10 ⁻⁷
"	dynes/sq. cm.	10 ⁶	coulombs	faradays	1.036 x 10 ⁻⁹
"	kgs./sq. meter	1.020 x 10 ⁴	coulombs/sq. cm.	coulombs/sq. in.	64.52
"	pounds/sq. ft.	2,089.0	"	coulombs/sq. meter	10 ⁴
"	pounds/sq. in.	14.50	coulombs/sq. in.	coulombs/sq. cm.	0.1550
Btu	ergs	1.0550 x 10 ¹⁰	"	coulombs/sq. meter	1,550.0
"	foot-lbs.	778.3	coulombs/sq. meter	coulombs/sq. cm.	10 ⁴
"	gram-calories	252.0	"	coulombs/sq. in.	6.452 x 10 ⁻⁴
"	horsepower-hrs.	3,931 x 10 ⁴	cubic centimeters	cu. feet	3.531 x 10 ⁻³
"	joules	1,054.8	"	cu. inches	0.06102
"	kilogram-calories	0.2520	"	cu. meters	10 ⁶
"	kilogram-meters	107.5	"	cu. yards	1.308 x 10 ⁶
"	kilowatt-hrs.	2,928 x 10 ⁴	"	gallons (U.S. liq.)	2.642 x 10 ⁻⁴
Btu/hr.	foot-pounds/sec.	0.2162	"	liters	0.001
"	gram-cal./sec.	0.0700	"	pints (U.S. liq.)	2.113 x 10 ⁻³
"	horsepower-hrs.	3,929 x 10 ⁴	"	quarts (U.S. liq.)	1.057 x 10 ⁻³
"	watts	0.2931	cubic feet	bushels (dry)	8.036
Btu/min.	foot-lbs./sec.	12.96	"	cu. cms.	28,320.0
"	horsepower	0.02356	"	cu. inches	1,728.0
"	kilowatts	0.01757	"	cu. meters	0.02832
"	watts	17.57	"	cu. yards	0.03704
Btu/sq. ft./min.	watts/sq. in.	0.1221	"	gallons (U.S. liq.)	7.48052
bushels	cu. ft.	1,244.5	"	liters	28.32
"	cu. in.	2,150.4	"	pints (U.S. liq.)	59.84
"	cu. meters	0.03524	"	quarts (U.S. liq.)	29.92
"	liters	35.24	cubic feet/min.	cu. cms./sec.	472.0
"	pecks	4.0	"	gallons/sec.	0.1247
"	pints (dry)	64.0	"	liters/sec.	0.4720
"	quarts (dry)	32.0	"	pounds of water/min.	62.43

TO CONVERT	INTO	MULTIPLY BY
------------	------	-------------

C (cont.)

cubic feet/sec.	million gals./day	0.646317
"	gallons/min.	448.831
cubic inches	cu. cms.	16.39
"	cu. feet	5.787×10^{-4}
"	cu. meters	1.639×10^{-6}
"	cu. yards	2.143×10^{-6}
"	gallons (U.S. liq.)	4.329×10^{-3}
"	liters	0.01639
"	mil.-ft.	1.951×10^6
"	pints (U.S. liq.)	0.03463
"	quarts (U.S. liq.)	0.01732
cubic meters	bushels (dry)	28.38
"	cu. cms.	10^6
"	cu. feet	35.31
"	cu. inches	61,023.0
"	cu. yards	1.308
"	gallons (U.S. liq.)	264.2
"	liters	10^3
"	pints (U.S. liq.)	2,113.0
"	quarts (U.S. liq.)	1,057.0
cubic yards	cu. cms.	7.646×10^6
"	cu. feet	27.0
"	cu. inches	46,856.0
"	cu. meters	0.7646
"	gallons (U.S. liq.)	202.0
"	liters	764.6
"	pints (U.S. liq.)	1,615.9
"	quarts (U.S. liq.)	807.9
cubic yards/min.	cubic ft./sec.	0.45
"	gallons/sec.	3.367
"	liters/sec.	12.74

D

days	hours	24.0
"	minutes	1,440.0
"	seconds	86,400.0
decigrams	grams	0.1
deciliters	liters	0.1
decimeters	meters	0.1
degrees (angle)	minutes	60.0
"	quadrants	0.01111
"	radians	0.01745
"	seconds	3,600.0
degrees/sec.	radian/sec.	0.01745
"	revolutions/min.	0.1667
"	revolutions/sec.	2.778×10^{-3}
dekagrams	grams	10.0
dekaliters	liters	10.0
dekameters	meters	10.0
drams	grams	1.7718
"	grains	27.3437
"	ounces	0.0625
dynes	grams	1.020×10^{-3}
"	joules/cm.	10^7
"	joules/meter (newtons)	10^6
"	kilograms	1.020×10^{-4}
"	poundals	7.233×10^{-4}
"	pounds	2.248×10^{-4}
dynes/sq. cm.	bars	10^{-4}

E

ergs	Btu	9.480×10^{-11}
"	dyne-centimeters	1.0
"	foot-pounds	7.367×10^{-8}
"	gram-calories	0.2389×10^{-7}

TO CONVERT	INTO	MULTIPLY BY
------------	------	-------------

E (cont.)

ergs (continued)	gram-cms.	1.020×10^9
"	horsepower-hrs.	3.7250×10^{-14}
"	joules	10^{-7}
"	kg.-calories	2.389×10^{11}
"	kg.-meters	1.020×10^8
"	kilowatt-hrs.	0.2778×10^{-10}
"	watt-hours	0.2778×10^{-10}
ergs/sec.	Btu/min.	$5.688.0 \times 10^{-9}$
"	ft.-lbs./min.	4.427×10^{-9}
"	ft.-lbs./sec.	7.3756×10^{-8}
"	horsepower	1.341×10^{10}
"	kg.-calories/min.	1.433×10^9
"	kilowatts	10^{10}

F

farads	microfarads	10^6
Taradays	ampere-hours	26.80
"	coulombs	9.649×10^4
fathoms	feet	6.0
feet	centimeters	30.48
"	kilometers	3.048×10^4
"	meters	0.3048
"	miles (naut.)	1.645×10^4
"	miles (stat.)	1.894×10^4
"	millimeters	304.8
"	mls	1.2×10^4
feet of water	atmospheres	0.02950
"	in. of mercury	0.8826
"	kgs./sq. cm.	0.03048
"	kgs./sq. meter	304.8
"	pounds/sq. ft.	62.43
"	pounds/sq. in.	0.4335
feet/min.	cms./sec.	0.5080
"	feet/sec.	0.01667
"	kms./hr.	0.01829
"	meters/min.	0.3048
"	miles/hr.	0.01136
feet/sec.	cms./sec.	30.48
"	kms./hr.	1.097
"	knots	0.5921
"	meters/min.	18.29
"	miles/hr.	0.5818
"	miles/min.	0.01136
feet/sec./sec.	cms./sec./sec.	30.48
"	kms./hr./sec.	1.097
"	meters/sec./sec.	0.3048
"	miles/hr./sec.	0.6818
feet/100 feet	per cent grade	1.0
foot-pounds	Btu	1.286×10^{-3}
"	ergs	1.356×10^7
"	grams-calories	0.3238
"	hp-hrs.	5.050×10^7
"	joules	1.356
"	kg.-calories	3.24×10^{-4}
"	kg.-meters	0.1383
"	kilowatt-hrs.	3.766×10^7
foot-pounds/min.	Btu/min.	1.286×10^{-3}
"	foot-pound a/sec.	0.01667
"	horsepower	3.030×10^6
"	kg.-calories/min.	3.24×10^{-4}
"	kilowatts	2.260×10^6
foot-pounds/sec.	Btu/hr.	4.6263
"	Btu/min.	0.07717
"	horsepower	1.818×10^6
"	kg.-calories/min.	0.01945
"	kilowatts	1.356×10^3
furlongs	rods	40.0
"	feet	660.0

TO CONVERT	INTO	MULTIPLY BY
G		
gallons	cu. cms.	3,785.0
"	cu. feet	0.1337
"	cu. inches	231.0
"	cu. meters	3.785×10^3
"	cu. yards	4.951×10^3
"	liters	3.785
"	pints	8.0
"	quarts	4.0
gallons (liq. Br. Imp.)	gallons (U.S. liq.)	1.20095
gallons (U.S.)	gallons (Imp.)	0.83267
gallons of water	pounds of water	8.3453
gallons/min.	cu. ft./sec.	2.228×10^{-3}
"	liters/sec.	0.06308
"	cu. ft./hr.	8.0208
gausses	lines/sq. in.	6.452
"	webers/sq. cm.	10^8
"	webers/sq. in.	6.452×10^6
"	webers/sq. meter	10^4
gilberts	ampere-turns	0.7958
gilberts/cm.	amp-turns/cm.	0.7958
"	amp-turns/in.	2.021
"	amp-turns/meter	79.58
gils	liters	0.1183
"	pints (liq.)	0.25
grains (troy)	grains (avdp.)	1.0
"	grams	0.06480
"	ounces (avdp.)	2.0833×10^{-3}
"	pennyweight (troy)	0.04167
grains/U.S. gal.	parts/million	17.118
"	pounds/million gal.	142.86
grains/imp. gal.	parts/million	14.286
grams	dynes	980.7
"	grains	15.43
"	joules/cm	9.807×10^{-6}
"	joules/meter (newtons)	9.807×10^{-3}
"	kilograms	10^3
"	milligrams	10^6
"	ounces (avdp.)	0.03527
"	ounces (troy)	0.03215
"	poundals	0.07093
"	pounds	2.205×10^{-3}
grams/cm.	pounds/inch	5.600×10^{-3}
grams/cu. cm.	pounds/cu. ft.	62.43
"	pounds/cu. in.	0.03613
"	pounds/mil.-foot	3.405×10^{-7}
grams/liter	grains/gal.	58.417
"	pounds/1,000 gal.	8.345
"	pounds/cu. ft.	0.062427
"	parts/million	1,000.0
grams/sq. cm.	pounds/sq. ft.	2.0481
gram-calories	Btu	3.9683×10^{-3}
"	ergs	4.1868×10^7
"	foot-pounds	3.0880
"	horsepower-hrs.	1.5596×10^{-6}
"	kilowatt-hrs.	1.1630×10^{-6}
"	watt-hrs.	1.1630×10^{-3}
gram-calories/sec.	Btu/hr.	14.286
gram-centimeters	Btu	9.297×10^{-8}
"	ergs	980.7
"	joules	9.807×10^{-6}
"	kg.-cal.	2.343×10^{-6}
"	kg.-meters	10^6

TO CONVERT	INTO	MULTIPLY BY
H		
hectares	acres	2.471
"	sq. foot	1.076×10^6
hectograms	grams	100.0
hectoliters	liters	100.0
hectometers	meters	100.0
hectowatts	watts	100.0
henries	millihenries	10^3
horsepower	Btu/min.	42.44
"	foot-lbs./min.	33,000.0
"	foot-lbs./sec.	550.0
horsepower (metric)	horsepower	
(542.5 ft. lb./sec.)	(550 ft. lb./sec.)	0.9863
horsepower	horsepower (metric)	
(550 ft. lb./sec.)	(542.5 ft. lb./sec.)	1.014
horsepower	kg.-calories/min.	10.68
"	kilowatts	0.7457
"	watts	745.7
horsepower (boiler)	Btu/hr.	33,479
"	kilowatts	9.803
horsepower-hrs.	Btu	2,547.0
"	ergs	2.6845×10^{10}
"	foot-lbs.	1.98×10^9
"	gram-calories	641,190.0
"	joules	2.694×10^6
"	kg.-calories	641.1
"	kg.-meters	2.737×10^6
"	kilowatt-hrs.	0.7457
hours	days	4.167×10^2
"	minutes	60.0
"	seconds	3,600.0
"	weeks	5.952×10^3
I		
inches	centimeters	2.540
"	feet	8.333×10^{-2}
"	meters	2.540×10^{-2}
"	miles	1.578×10^{-6}
"	millimeters	25.40
"	mls	10^3
"	yards	2.778×10^2
inches of mercury	atmospheres	0.03342
"	feet of water	1.133
"	kgs./sq. cm.	0.03453
"	kgs./sq. meter	34.53
"	pounds/sq. ft.	70.73
"	pounds/sq. in.	0.4912
Inches of water	atmospheres	2.458×10^{-3}
(at 4°C)	inches of mercury	0.07355
"	kgs./sq. cm.	2.540×10^{-3}
"	ounces/sq. in.	0.5781
"	pounds/sq. ft.	5.204
"	pounds/sq. in.	0.03613
J		
joules	Btu	9.480×10^{-4}
"	ergs	10^7
"	foot-pounds	0.7376
"	kg.-calories	2.389×10^{-4}
"	kg.-meters	0.1020
"	watt-hrs.	2.778×10^{-4}
joules/cm.	grams	1.020×10^{-4}
"	dynes	10^7
"	joules/meter (newtons)	100.0
"	poundals	723.3
"	pounds	22.48

TO CONVERT	INTO	MULTIPLY BY
K		
kilograms	dynes	980,665.0
"	grams	10 ³
"	joules/cm.	0.09807
"	joules/meter (newtons)	9.807
"	pounds	70.93
"	pounds	2.205
"	tons (long)	9.842 x 10 ⁻⁴
"	tons (short)	1.102 x 10 ⁻³
kilograms/cu. meter	grams/cu. cm.	0.001
"	pounds/cu. ft.	0.06243
"	pounds/cu. in.	3.613 x 10 ⁻⁶
"	pounds/mil.-foot	3.405 x 10 ⁻¹⁰
kilograms/meter	pounds/ft.	0.6720
kilograms/sq. cm.	atmospheres	0.9678
"	feet of water	32.81
"	inches of mercury	28.96
"	pounds/sq. ft.	2,048.0
"	pounds/sq. in.	14.22
kilograms/sq. meter	atmospheres	9.678 x 10 ⁻⁸
"	bars	98.07 x 10 ⁻⁶
"	feet of water	32.81 x 10 ⁻³
"	inches of mercury	2.896 x 10 ⁻³
"	pounds/sq. ft.	0.2048
"	pounds/sq. in.	1.422 x 10 ⁻³
kilograms/sq. mm.	kgs./sq. meter	10 ⁶
kilogram-calories	Btu	3.968
"	foot-pounds	3,088.0
"	hp-hrs.	1.560 x 10 ⁻⁷
"	joules	4,186.0
"	kg.-meters	426.9
"	kilojoules	4.186
"	kilowatt-hrs.	1.163 x 10 ⁻³
kilogram meters	Btu	9.294 x 10 ⁻³
"	ergs	9.804 x 10 ⁷
"	foot-pounds	7.233
"	joules	9.804
"	kg.-calories	2.342 x 10 ⁻³
"	kilowatt-hrs.	2.723 x 10 ⁻⁶
kilolines	maxwells	10 ³
kiloliters	liters	10 ³
kilometers	centimeters	10 ⁵
"	feet	3,281.0
"	inches	3.937 x 10 ⁴
"	meters	10 ³
"	miles	0.6214
"	millimeters	10 ⁶
"	yards	1,094.0
kilometers/hr.	cms./sec.	27.78
"	feet/min.	54.68
"	feet/sec.	0.9113
"	knots	0.5396
"	meters/min.	16.67
"	miles/hr.	0.6214
kilometers/hrs./sec.	cms./sec./sec.	27.78
"	ft./sec./sec.	0.9113
"	meters/sec./sec.	0.2778
"	miles/hr./sec.	0.6214
kilopascals	atmospheres	9.87 x 10 ⁻¹
"	feet of water	0.335
"	inches of Hg	0.296
"	kgs./sq. meter	1.02 x 10 ¹
"	pounds/sq. ft.	20.9
"	pounds/sq. in.	0.145
"	torr	7.5
kilowatts	Btu/min.	56.92
"	foot-lbs./min.	4.426 x 10 ⁴
"	foot-lbs./sec.	737.6

TO CONVERT	INTO	MULTIPLY BY
K (cont.)		
kilowatts (cont.)	horsepower	1.341
"	kg.-calories/min.	14.34
"	watts	10 ³
kilowatt-hrs.	Btu	3,413.0
"	ergs	3.600 x 10 ¹³
"	foot-lbs.	2.655 x 10 ⁶
"	gram-calories	859,850.0
"	horsepower-hrs.	1.341
"	joules	3.6 x 10 ⁶
"	kg.-calories	860.5
"	kg.-meters	3.671 x 10 ⁴
"	pounds of water evaporated from and at 212°F	3.53
"	pounds of water raised from 62° to 212°F	22.75
knots	feet/hr.	6,080.0
"	kilometers/hr.	1.8532
"	nautical miles/hr.	1.0
"	statute miles/hr.	1.151
"	yards/hr.	2,027.0
"	feet/sec.	1.689
L		
league	miles (approx.)	3.0
lines/sq. cm.	gausses	1.0
lines/sq. in.	gausses	0.1550
"	webers/sq. cm.	1.550 x 10 ⁻⁴
"	webers/sq. in.	10 ⁶
"	webers/sq. meter	1.550 x 10 ⁻⁸
links (engineer's)	inches	12.0
links (surveyor's)	inches	7.92
liters	bushels (U.S. dry)	0.02838
"	cu. cm.	10 ³
"	cu. feet	0.03531
"	cu. inches	61.02
"	cu. meters	0.001
"	cu. yards	1.308 x 10 ⁻³
"	gallons (U.S. liq.)	0.2642
"	pints (U.S. liq.)	2.113
"	quarts (U.S. liq.)	1.057
liters/min.	cu. ft./sec.	5.886 x 10 ⁻⁴
"	gals./sec.	4.403 x 10 ⁻³
lumens/sq. ft.	foot-candles	1.0
lux	foot-candles	0.0929
M		
maxwells	kilolines	10 ⁻³
"	webers	10 ⁸
megalines	maxwells	10 ⁶
megohms	microhms	10 ¹²
"	ohms	10 ⁶
meters	centimeters	10 ²
"	feet	3.281
"	inches	39.37
"	kilometers	0.001
"	miles (naut.)	5.396 x 10 ⁻⁴
"	miles (stat.)	6.214 x 10 ⁻⁴
"	millimeters	10 ³
"	yards	1.094
"	varas	1.179
meters/min.	cms./sec.	1.667
"	feet/min.	3.281
"	feet/sec.	0.5468
"	kms./hr.	0.06
"	knots	0.03238

TO CONVERT	INTO	MULTIPLY BY
M (cont.)		
meters/min. (cont.)	miles/hr.	0.03728
meters/sec.	feet/min.	196.8
"	feet/sec.	3.281
"	kilometers/hr.	3.6
"	miles/hr.	2.237
"	miles/min.	0.03728
meters/sec./sec.	cms./sec./sec.	10 ²
"	ft./sec./sec.	3.281
"	kms./hr./sec.	3.6
"	miles/hr./sec.	2.237
meter-kilograms	cm.-dynes	9.807 x 10 ⁷
"	cm.-grams	10 ⁶
"	pound-feet	7.233
microfarad	farads	10 ⁶
micrograms	grams	10 ⁶
microhms	megohms	10 ⁻¹²
"	ohms	10 ⁶
microliters	liters	10 ⁶
microns	meters	10 ⁶
miles (naut.)	feet	6,080.27
"	kilometers	1.853
"	meters	1,853.00
"	miles (statute)	1.1516
"	yards	2,027.0
miles (statute)	centimeters	1,609 x 10 ³
"	feet	5,280.0
"	inches	6,336 x 10 ⁴
"	kilometers	1.609
"	meters	1,609.0
"	miles (naut.)	0.8684
"	yards	1,760.0
miles/hr.	cm./sec.	44.70
"	feet/min.	88.0
"	feet/sec.	1.467
"	kms./hr.	1.609
"	kms./min.	0.02682
"	knots	0.8684
"	meters/min.	26.82
"	miles/min.	0.01667
miles/hr./sec.	cms./sec./sec.	44.70
"	feet/sec./sec.	1.467
"	kms./hr./sec.	1.609
"	meters/sec./sec.	0.4470
miles/min.	cms./sec.	2,682.0
"	feet/sec.	88.0
"	kms./min.	1.609
"	miles (naut.)/min.	0.8684
"	miles/hr.	60.0
mi.-feet	cu. inches	9.425 x 10 ⁻⁶
millers	kilograms	10 ³
milligrams	grams	10 ³
milligrams/liter	parts/million	1.0
millihenries	henries	10 ³
milliliters	liters	10 ³
millimeters	centimeters	0.1
"	feet	3.281 x 10 ⁻³
"	inches	0.03937
"	meters	0.001
"	miles	6.214 x 10 ⁻⁷
"	mil	39.37
"	yards	1.094 x 10 ⁻³
million gals./day	cu. ft./sec.	1.54723
mls	centimeters	2.540 x 10 ⁻³
"	feet	8.333 x 10 ⁻⁶
"	inches	0.001
"	kilometers	2.540 x 10 ⁻⁸

TO CONVERT	INTO	MULTIPLY BY
M (cont.)		
mls (cont.)	yards	2.778 x 10 ⁶
miner's inches	cu. ft./min.	1.5
minutes (angles)	degrees	0.01667
"	quadrants	1.852 x 10 ⁴
"	radians	2.909 x 10 ⁴
"	seconds	60.0 myriagrams
"	kilograms	10.0
myriameters	kilometers	10.0
myriawatts	kilowatts	10.0
N		
nepers	decibels	8.686
O		
ohms	megohms	10 ⁶
ohms	microhms	10 ⁶
ounces	drams	16.0
"	grains	437.5
"	grams	28.349527
"	pounds	0.0625
"	ounces (troy)	0.9115
"	tons (long)	2.790 x 10 ⁶
"	tons (metric)	2.834 x 10 ⁶
ounces (fluid)	cu. inches	1.805
"	liters	0.2957
ounces (troy)	grains	480.0
"	grams	31.103481
"	ounces (avdp.)	1.09714
"	pennyweights (troy)	20.0
"	pounds (troy)	0.08333
ounces/sq. in.	pounds/sq. in.	0.0625
P		
parts/million	grains/U.S. gal.	0.0584
"	grains/Imp. gal.	0.07016
"	pounds/million gal.	8.345
pascals	millibar	10 ⁻²
"	pounds/sq. ft.	2.09 x 10 ⁻²
"	pounds/sq. in.	1.45 x 10 ⁻⁴
"	torr	7.5 x 10 ⁻³
"	in. Hg	2.96 x 10 ⁻⁴
pennyweights (troy)	grains	24.0
"	ounces (troy)	0.05
"	grams	1.55517
"	pounds (troy)	4.1667 x 10 ⁻³
pints (dry)	cu. inches	33.60
pints (liq.)	cu. cms.	473.2
"	cu. feet	0.01671
"	cu. inches	28.87
"	cu. meters	4.732 x 10 ⁻⁴
"	cu. yards	6.189 x 10 ⁻⁴
"	gallons	0.125
"	liters	0.4732
"	quarts (liq.)	0.5
pounds	dynes	13,826.0
"	grams	14.10
"	joules/cm.	1.383 x 10 ⁻³
"	joules/meter (newtons)	0.1383
"	kilograms	0.01410
"	pounds	0.03108
pounds	drams	256.0
"	dynes	44.4823 x 10 ⁴
"	grams	7,000.0
"	grams	453.5924
"	joules/cm.	0.04448
"	joules/meter (newton)	4.448

TO CONVERT	INTO	MULTIPLY BY
------------	------	-------------

P (cont.)		
pounds (cont.)	kilograms	0.4536
"	ounces	16.0
"	ounces (troy)	14.5833
"	poundals	32.17
"	pounds (troy)	1.21528
"	tons (short)	0.0005
pounds (troy)	grains	5,760.0
"	grams	373.24177
"	ounces (avdp.)	13.1657
"	ounces (troy)	12.0 pounds (troy)
"	penney weights (troy)	240.0
"	pounds (avdp.)	0.822857
"	tons (long)	3.7375×10^4
"	tons (metric)	3.7324×10^4
"	tons (short)	4.1143×10^4
pounds of water	cu. feet	0.01602
"	cu. inches	27.68
"	gallions	0.1198
pounds of water/min.	cu. ft./sec.	2.670×10^{-4}
pounds-feet	cm.-dynes	1.356×10^7
"	cm.-grams	13,825.0
"	meter-kgs.	0.1383
pounds/cu. ft.	grams/cu. cm.	0.01602
"	kgs./cu. meter	16.02
"	pounds/cu. in.	5.787×10^{-4}
"	pounds/mil.-ft.	5.475×10^{-9}
pounds/cu. in.	gms./cu. cm.	27.68
"	kgs./cu. meter	2.768×10^4
"	pounds/cu. ft.	1,728.0
"	pounds/mil.-foot	9.425×10^{-6}
pounds/ft.	kgs./meter	1.488
pounds/in.	gms./cm.	178.6
pounds/mil.-foot	gms./cu. cm.	2.306×10^6
pounds/sq. ft.	atmospheres	4.725×10^{-4}
"	feet of water	0.01602
"	inches of mercury	0.01414
"	kgs./sq. meter	4.882
"	pounds/sq. in.	6.944×10^{-3}
pounds/sq. in.	atmospheres	0.06804
"	feet of water	2.307
"	inches of mercury	2.036
"	kgs./sq. meter	703.1
"	pounds/sq. ft.	144.0
"	kilopascal	6.8948

Q

quadrants (angle)	degrees	90.0
"	minutes	5,400.0
"	radians	1.571
"	seconds	3.24×10^3
quarts (dry)	cu. inches	67.20
quarts (liq.)	cu. cms.	946.4
"	cu. feet	0.03342
"	cu. inches	57.75
"	cu. meters	9.464×10^{-4}
"	cu. yards	1.238×10^{-3}
"	gallions	0.25
"	liters	0.9463

R

radians	degrees	57.30
"	minutes	3,438.0
"	quadrants	0.6366
"	seconds	2.063×10^3
radians/sec.	degrees/sec.	57.30
"	revolutions/min.	9.549

TO CONVERT	INTO	MULTIPLY BY
------------	------	-------------

R (cont.)		
radians/sec. (cont.)	revolutions/sec.	0.1592
radians/sec./sec.	revs./min./min.	573.0
"	revs./min./sec.	9.549
"	revs./sec./sec.	0.1592
revolutions	degrees	360.0
"	quadrants	4.00
"	radians	6.283
revolutions/min.	degrees/sec.	6.0
"	radians/sec.	0.1047
"	revs./sec.	0.01667
revolutions/min./min.	radians/sec./sec.	1.745×10^{-3}
"	revs./min./sec.	0.01667
"	revs./sec./sec.	2.778×10^{-4}
revolutions/sec.	degrees/sec.	360.0
"	radians/sec.	6.283
"	revs./min.	60.0
revolutions/sec./sec.	radians/sec./sec.	6.283
"	revs./min./min.	$3,600.0$
"	revs./min./sec.	60.0
rods	feet	16.5

S

seconds (angle)	degrees	2.778×10^{-4}
"	minutes	0.01667
"	quadrants	3.087×10^{-6}
"	radians	4.848×10^{-6}
square centimeters	circular mils	1.973×10^3
"	sq. feet	1.076×10^{-3}
"	sq. inches	0.1550
"	sq. meters	0.0001
"	sq. miles	3.861×10^{11}
"	sq. millimeters	100.0
"	sq. yards	1.196×10^4
square feet	acre	2.296×10^6
"	circular mils	1.833×10^8
"	sq. cms.	929.0
"	sq. inches	144.0
"	sq. meters	0.09290
"	sq. miles	3.587×10^8
"	sq. millimeters	9.290×10^4
"	sq. yards	0.1111
square inches	circular mils	1.273×10^6
"	sq. cms.	6.452
"	sq. feet	6.944×10^{-3}
"	sq. millimeters	645.2
"	sq. mils	10^6
"	sq. yards	7.716×10^{-4}
square kilometers	acres	247.1
"	sq. cms.	10^{10}
"	sq. ft.	10.76×10^8
"	sq. inches	1.550×10^9
"	sq. meters	10^6
"	sq. miles	0.3861
"	sq.yards	1.196×10^6
square meters	acres	2.471×10^{-4}
"	sq. cms.	10^4
"	sq. feet	10.76
"	sq. inches	$1,550.0$
"	sq. miles	3.861×10^{-7}
"	sq. millimeters	10^6
"	sq. yards	1.196
square miles	acres	640.0
"	sq. feet	27.88×10^4
"	sq. kms.	2.590
"	sq. meters	2.590×10^6
"	sq. yards	3.098×10^6

TO CONVERT INTO MULTIPLY BY

S (cont.)

square millimeters	circular mils	1,973.0
"	sq. cms.	0.01
"	sq. feet	1.076×10^6
"	sq. inches	1.550×10^{-4}
square mils	circular mils	1.273
"	sq. cms.	6.452×10^{-6}
"	sq. inches	10^{-6}
square yards	acres	2.066×10^{-4}
"	sq. cms.	8,361.0
"	sq. ft.	9.0
"	sq. inches	1,296.0
"	sq. meters	0.8361
"	sq. miles	3.228×10^{-7}
"	sq. millimeters	8.361×10^6

T

temperature (°C) + 273	absolute temperature (°C)	1.0
temperature (°C) + 1.778	temperature (°F)	1.8
temperature (°F) + 460	absolute temperature (°F)	1.0
temperature (°F) - 32	temperature (°C)	0.555
tons (long)	kilograms	1,016.0
"	pounds	2,240.0
"	tons (short)	1.120
tons (metric)	kilograms	1,000.0
"	pounds	2,205.0
tons (short)	kilograms	907.1848
"	ounces	32,000.0
"	ounces (troy)	29,166.66
"	pounds	2,000.0
"	pounds (troy)	2,430.56
"	tons (long)	0.89287
"	tons (metric)	0.9078
tons (short)/sq. ft.	kgs./sq. meter	9,765.0
"	pounds/sq. in.	2,000.0
tons of water/24 hrs.	pounds of water/hr.	83.333
"	gallons/min.	0.16643
"	cu. ft./hr.	1.3349

TO CONVERT INTO MULTIPLY BY

W

watts	Btu/hr.	3.4192
"	Btu/min.	0.05688
"	ergs/sec.	107.0
"	foot-lbs./min.	44.27
"	foot-lbs./sec.	0.7378
"	horsepower	1.341×10^3
"	horsepower (metric)	1.360×10^3
"	kg.-calories/min.	0.01433
"	kilowatts	0.001
watt-hours	Btu	3.413
"	ergs	3.60×10^{13}
"	foot-pounds	2,656.0
"	gram-calories	859.85
"	horsepower-hrs.	1.341×10^3
"	kilogram-calories	0.8605
"	kilogram-meters	367.2
"	kilowatt-hrs.	0.001
webers	maxwells	10^8
"	kilolines	10^5
webers/sq. in.	gausses	1.550×10^7
"	lines/sq. in.	10^3
"	webers/sq. cm.	0.1550
"	webers/sq. meter	1,550.0
webers/sq. meter	gausses	10^4
"	lines/sq. in.	6.452×10^4
"	webers/sq. cm.	10^4
"	webers/sq. in.	6.452×10^4

Y

yards	centimeters	91.44
"	feet	3.0
"	inches	36.0
"	kilometers	9.144×10^{-4}
"	meters	0.9144
"	miles (naut.)	4.934×10^{-4}
"	miles (stat.)	5.682×10^{-4}
"	millimeters	914.4

تبدیل آحاد طولی:

Inches	Decimal	Millimeter		Inches	Decimal	Millimeter
1/64	0.0156	0.397		33/64	0.5156	13.097
1/32	0.0313	0.794		17/32	0.5313	13.494
3/64	0.0469	1.191		35/64	0.5469	13.891
1/16	0.0625	1.588		9/16	0.5625	14.228
5/64	0.0781	1.984		37/64	0.5781	14.684
3/32	0.0938	2.381		19/32	0.2935	15.081
7/64	0.1094	2.778		39/64	0.6094	15.478
1/8	0.1250	3.175		5/8	0.6250	15.875
9/64	0.1406	3.572		41/64	0.6406	16.272
5/32	0.1563	3.969		21/32	0.6563	16.669
11/64	0.1719	4.366		43/64	0.6719	17.066
3/16	0.1875	4.762		11/16	0.6875	17.463
13/64	0.2031	5.159		45/64	0.7031	17.859
7/32	0.2133	5.556		23/32	0.7188	18.256
15/64	0.2344	5.953		47/64	0.7344	18.653
1/4	0.2500	6.350		3/4	0.7500	19.050
17/64	0.2656	6.747		49/64	0.7656	19.447
9/32	0.2813	7.144		25/32	0.7813	19.844
19/64	0.2969	7.541		51/64	0.7969	20.241
5/16	0.3125	7.938		13/16	0.8125	20.638
21/64	0.3281	8.334		53/64	0.8281	21.034
11/32	0.3438	8.731		27/32	0.8438	21.431
23/64	0.3594	9.128		55/64	0.8594	21.838
3/8	0.3750	9.525		7/8	0.8750	22.225
25/64	0.3906	9.922		57/64	0.8906	22.622
13/32	0.4063	10.319		29/32	0.9063	23.019
27/64	0.4219	10.716		59/64	0.9219	23.416
7/16	0.4375	11.112		15/16	0.9375	23.812
29/64	0.4531	11.509		61/64	0.9531	24.209
15/32	0.4688	11.906		31/32	0.9688	24.606
31/64	0.4844	12.303		63/64	.98441	25.003
1/2	0.500	12.700		1.0	1.0000	25.400

جدول پیشوندهای متریک:

atto.....	a.....	one-quintillionth	0.000 000 000 000 000 001.....	10 ⁻¹⁸
femto.....	f.....	one-quadrillionth	0.000 000 000 000 001.....	10 ⁻¹⁵
pico.....	p.....	one-trillionth	0.000 000 000 001.....	10 ⁻¹²
nano.....	n.....	one-billionth	0.000 000 001.....	10 ⁻⁹
micro.....	μ.....	one-millionth	0.000 001.....	10 ⁻⁶
milli.....	m.....	one-thousandth	0.001.....	10 ⁻³
centi.....	c.....	one-hundredth	0.01.....	10 ⁻²
deci.....	d.....	one-tenth	0.1.....	10 ⁻¹
uni.....		one	1.0.....	10 ⁰
deka.....	da.....	ten	10.0.....	10 ¹
hecto.....	h.....	one hundred	100.0.....	10 ²
kilo.....	k.....	one thousand	1 000.0.....	10 ³
mega.....	M.....	one million	1 000 000.....	10 ⁶
giga.....	G.....	one billion	1 000 000 000.....	10 ⁹
tera.....	T.....	one trillion	1 000 000 000 000.....	10 ¹²

فرمول های تبدیل واحدهای مختلف دما به یکدیگر:

Celsius to Kelvin	$K = °C + 273.15$
Celsius to Fahrenheit	$°F = 9/5 \cdot °C + 32$
	$°F = 1.8 (°C + 40) - 40$
Fahrenheit to Celsius	$°C = 5/9 (°F - 32)$
	$°C = [(°F + 40) / 1.8] - 40$
Fahrenheit to Kelvin	$K = 5/9 (°F + 459.67)$
Fahrenheit to Rankin	$°R = °F + 459.67$
Rankin to Kelvin	$K = 5/9 \cdot °R$

جدول تبدیل واحدهای فشار:

	Pa (N/m ²)	kPa (kN/m ²)	Atm (kg/cm ²)	Bar (Mdyne/cm ²)	psi (lb/in ²)	cm H ₂ O @4°C	in H ₂ O @4°C	mm Hg @0°C	in Hg @0°C
1 Pa	1	0.001	0.0000099	0.00001	0.000145	0.010197	0.0040147	0.0075006	0.0002953
1 kPa	1000	1	0.009869	0.01000	0.14504	10.1973	4.0147	7.5006	0.2953
1 Atm	101325	101.325	1	1.01325	14.696	1033.2	406.78	760	29.921
1 Bar	100000	100	0.98692	1	14.504	1019.73	401.47	750.06	29.53
1 psi	6894.7	6.8947	0.068045	0.068947	1	70.308	27.680	51.715	2.036
1 cm H ₂ O	98.06	0.09806	0.0009679	0.0009806	0.014223	1	0.3937	0.7355	0.028958
1 in H ₂ O	249.1	0.2491	0.0024585	0.002491	0.036127	2.54	1	1.8683	0.07356
1 mm Hg	133.3228	0.13323	0.0013158	0.0013332	0.019337	1.3595	0.53525	1	0.03937
1 in Hg	3386.4	3.3864	0.033421	0.033864	0.49116	34.532	13.596	25.4	1

جدول تبدیل واحد اندازه‌گیری حجمی :

TO OBTAIN MULTIPLY BY	U.S. Gallon	Imperial Gallon	U.S. Pint	U.S. Pound Water*	U.S. Cubic Foot	U.S. Cubic Inch	Liter	Cubic Meter
U.S. Gallon	1	0.833	8.0	8.337	0.13368	231.0	3.78533	0.003785
Imperial Gallon	1.2009	1	9.60762	10.0	0.16054	277.42	4.54596	0.004546
U.S. Pint	0.125	0.1041	1	1.042	0.01671	28.875	0.473166	0.000473
U.S. Pound Water*	0.11995	0.1	0.9596	1	0.016035	27.708	0.45405	0.000454
U.S. Cubic Foot	7.48052	6.22888	59.8442	62.365	1	1728.0	28.31702	0.028317
U.S. Cubic Inch	0.004329	0.00361	0.034632	0.03609	0.0005787	1	0.016387	0.0000164
Liter	0.2641779	0.2199756	2.113423	2.202	0.0353154	61.02509	1	0.001000
Cubic Meter	264.170	219.969	2113.34	2202.0	35.31446	61023.38	999.972	1

*Water at 60°F (15.6°C)

1 Barrel = 42 gallons (petroleum measure)

EXAMPLE:

(8 Imperial gallons) (4.54596) = 36.36768 liters

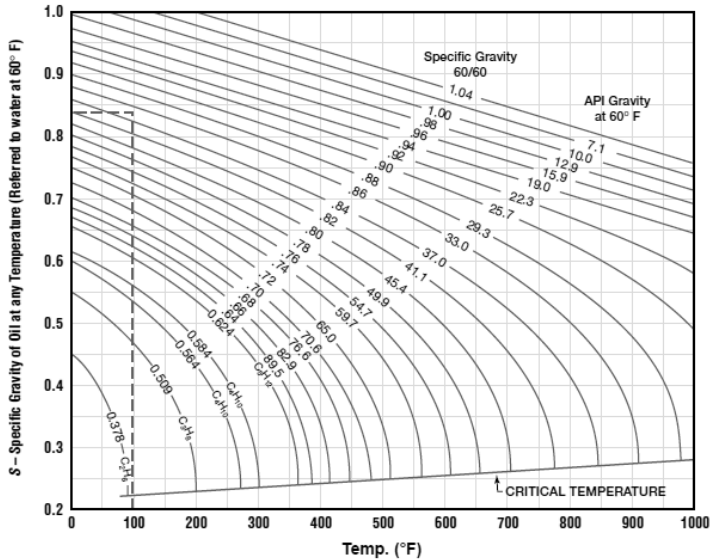
تبدیل ویسکوزیته سینماتیک

Kinematic Viscosity		centistokes (ν)	stokes $\frac{\text{cm}^2}{\text{sec}}$ (100 ν)	$\frac{\text{ft}^2}{\text{sec}}$ (ν)
centistokes	(ν)	1	0.01	1.076 (10^{-5})
stokes $\frac{\text{cm}^2}{\text{sec}}$	(100 ν)	100	1	1.076 (10^{-3})
$\frac{\text{ft}^2}{\text{sec}}$	(ν')	92,900	929	1

تبدیل ویسکوزیته دینامیک

Absolute or Dynamic Viscosity	centipoise (μ)	poise $\frac{\text{gram}}{\text{cm sec}}$ $\frac{\text{dyne sec}}{\text{cm}^2}$ (100 μ)	$\frac{\text{slugs}}{\text{ft sec}}$ $\frac{\text{pounds}}{\text{ft}^2}$ ($\mu' e$)	$\frac{\text{pounds}_m}{\text{ft sec}}$ $\frac{\text{poundal sec}}{\text{ft}^2}$ ($\mu' e$)
centipoise	(μ)	1	0.01	6.72 (10^{-4})
poise $\frac{\text{gram}}{\text{cm sec}}$ $\frac{\text{dyne sec}}{\text{cm}^2}$	(100 μ)	100	1	0.0672
$\frac{\text{slugs}}{\text{ft sec}}$ $\frac{\text{pounds}}{\text{ft}^2}$	($\mu' e$)	47,900	479	1
$\frac{\text{pounds}_m}{\text{ft sec}}$ $\frac{\text{poundal sec}}{\text{ft}^2}$	($\mu' e$)	1,487	14.87	1

وزن مخصوص و درجه API فرآورده های نفتی در دماهای مختلف:



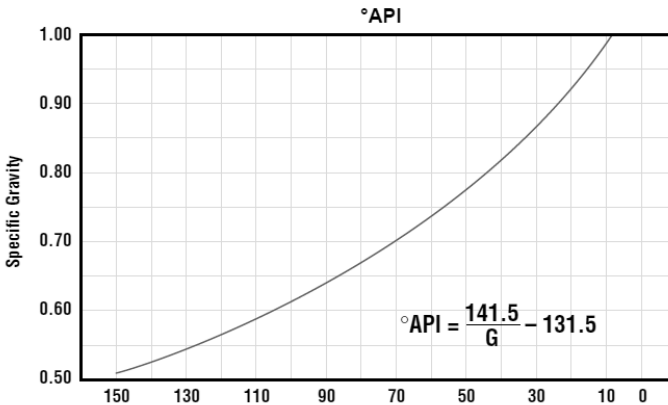
- C₂H₆ = Ethane
- C₃H₈ = Propane
- C₄H₁₀ = Butane
- iC₄H₁₀ = Isobutane
- nC₅H₁₂ = Isopentane

Example: The specific gravity of an oil at 60°F is 0.85. The specific gravity at 100°F = 0.83.

To find the weight density of a petroleum oil at its flowing temperature when the specific gravity at 60°F is known, multiply the specific gravity of the oil at flowing temperature (see chart above) by 62.4, the density of water at 60°F.

*Reprinted from Crane Company's Technical Paper 410.

نمودار تبدیل وزن مخصوص و درجه API:



تبدیل API به درجه BAUME:

Degrees on API or Baumé Scale	Values for API Scale			Values for Baumé Scale					
	Oil			Liquids Lighter Than Water			Liquids Heavier Than Water		
	Specific Gravity	Weight Density Lb/Ft ³	Pounds per Gallon	Specific Gravity	Weight Density Lb/Ft ³	Pounds per Gallon	Specific Gravity	Weight Density Lb/Ft ³	Pounds per Gallon
<i>S</i>	<i>p</i>		<i>S</i>	<i>p</i>		<i>S</i>	<i>p</i>		
0	—	—	—	—	—	—	1.0000	62.36	8.337
2	—	—	—	—	—	—	1.0140	63.24	8.454
4	—	—	—	—	—	—	1.0284	64.14	8.574
6	—	—	—	—	—	—	1.0432	65.06	8.697
8	—	—	—	—	—	—	1.0584	66.01	8.824
10	1.0000	62.36	8.337	1.0000	62.36	8.337	1.0741	66.99	8.955
12	0.9851	61.50	8.221	0.9859	61.49	8.219	1.0902	67.99	9.089
14	0.9724	60.65	8.108	0.9722	60.53	8.105	1.1069	69.03	9.228
16	0.9593	59.53	7.998	0.9589	59.80	7.994	1.1240	70.10	9.371
18	0.9465	59.03	7.891	0.9459	58.99	7.886	1.1417	71.20	9.518
20	0.9340	58.25	7.787	0.9333	58.20	7.781	1.1600	72.34	9.671
22	0.9218	57.87	7.736	0.9211	57.44	7.679	1.1789	73.52	9.828
24	0.9100	56.75	7.587	0.9091	56.70	7.579	1.1983	74.73	9.990
26	0.8984	56.03	7.490	0.8974	55.97	7.482	1.2185	75.99	10.159
28	0.8871	55.32	7.396	0.8861	55.26	7.387	1.2393	77.29	10.332
30	0.8762	54.64	7.305	0.8750	54.57	7.295	1.2609	78.64	10.512
32	0.8654	53.97	7.215	0.8642	53.90	7.205	1.2832	80.03	10.698
34	0.8550	53.32	7.128	0.8537	53.24	7.117	1.3063	81.47	10.891
36	0.8448	52.69	7.043	0.8434	52.60	7.031	1.3303	82.96	11.091
38	0.8348	52.06	6.960	0.8333	51.97	6.947	1.3551	84.51	11.297
40	0.8251	51.46	6.879	0.8235	51.36	6.865	1.3810	86.13	11.513
42	0.8155	50.86	6.799	0.8140	50.76	6.786	1.4078	87.80	11.737
44	0.8063	50.28	6.722	0.8046	50.18	6.708	1.4356	89.53	11.969
46	0.7972	49.72	6.646	0.7955	49.61	6.632	1.4646	91.34	12.210
48	0.7883	49.16	6.572	0.7885	49.05	6.557	1.4948	93.22	12.462
50	0.7796	48.62	6.499	0.7778	48.51	6.484	1.5263	95.19	12.725
52	0.7711	48.09	6.429	0.7692	47.97	6.413	1.5591	97.23	12.998
54	0.7628	47.57	6.359	0.7609	47.45	6.344	1.5934	99.37	13.284
56	0.7547	47.07	6.292	0.7527	46.94	6.275	1.6292	101.60	13.583
58	0.7467	46.57	6.225	0.7447	46.44	6.209	1.6667	103.94	13.895
60	0.7389	46.08	6.160	0.7368	45.95	6.143	1.7059	106.39	14.222
62	0.7313	45.61	6.097	0.7292	45.48	6.079	1.7470	108.95	14.565
64	0.7238	45.14	6.034	0.7216	45.00	6.016	1.7901	111.64	14.924
66	0.7165	44.68	5.973	0.7143	44.55	5.955	1.8354	114.46	15.302
68	0.7093	44.23	5.913	0.7071	44.10	5.895	1.8831	117.44	15.699
70	0.7022	43.79	5.854	0.7000	43.66	5.836	1.9333	120.57	16.118
72	0.6953	43.36	5.797	0.6931	43.22	5.788	—	—	—
74	0.6886	42.94	5.741	0.6863	42.80	5.722	—	—	—
76	0.6819	42.53	5.685	0.6796	42.38	5.666	—	—	—
78	0.6754	42.12	5.631	0.6731	41.98	5.612	—	—	—
80	0.6690	41.72	5.577	0.6667	41.58	5.558	—	—	—
82	0.6628	41.33	5.526	0.6604	41.19	5.506	—	—	—
84	0.6566	40.95	5.474	0.6542	40.80	5.454	—	—	—
86	0.6506	40.57	5.424	0.6482	40.42	5.404	—	—	—
88	0.6446	40.20	5.374	0.6422	40.05	5.354	—	—	—
90	0.6388	39.84	5.326	0.6364	39.69	5.306	—	—	—
92	0.6331	39.48	5.278	0.6306	39.33	5.257	—	—	—
94	0.6275	39.13	5.231	0.6250	38.98	5.211	—	—	—
96	0.6220	38.79	5.186	0.6195	38.63	5.165	—	—	—
98	0.6166	38.45	5.141	0.6140	38.29	5.119	—	—	—
100	0.6112	38.12	5.096	0.6087	37.96	5.075	—	—	—

جدول تبدیل واحدها فشار و هده:

TO OBTAIN MULTIPLY BY	↓	↓	Atmospheres		kg/cm ²		kg/m ²		in. water (68°F)		ft. water (68°F)		in. mercury (32°F)		mm mercury (32°F)		Bars		Mega-Pascals (MPa)		KPa		mm water (68°F)	
			↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
↓	1	144.0	0.068046	0.073007	703.070	27.7300	2.3108	2.03602	51.7149	0.068948	0.068948	6.8948	704.342	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
↓	0.0069444	1	0.000473	0.000488	4.89243	0.019257	0.016048	0.014139	0.36913	0.0004788	0.000479	0.04788	4.89127	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
↓	14.696	2116.22	1	1.0332	10332.0	407.520	33.9600	29.921	760.00	1.01325	0.101325	101.325	10251.0	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
↓	14.2233	2048.16	0.96794	1	10000.0	394.41	32.888	28.959	735.558	0.98066	0.098066	98.066	10018.1	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
↓	0.001422	0.20816	0.0000968	0.0001	1	0.03944	0.003287	0.002986	0.073566	0.000098	0.000098	0.0098	1.00181	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
↓	0.038062	5.1929	0.002454	0.00253	25.354	1	0.08333	0.073423	1.8649	0.002466	0.000249	0.24664	25.4	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
↓	0.432744	62.316	0.029446	0.030425	304.249	12.0	1	0.88108	22.3793	0.29837	0.0029837	2.9837	304.800	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
↓	0.491154	70.7282	0.033420	0.03453	345.319	13.6197	1.1350	1	25.4	0.033864	0.0033864	3.3864	345.94	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
↓	0.0193368	2.78450	0.0013158	0.0013595	13.595	0.53621	0.044684	0.03937	1	0.001333	0.0001333	0.13332	13.6197	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
↓	14.5008	2088.54	0.98692	1.01972	10197.2	402.190	33.5158	29.5300	750.061	1	0.10	100.0	10215.6	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
↓	145.038	20885.4	9.8692	10.1972	101972.0	4021.90	335.158	295.300	7500.61	10.0	1	1000.0	102156.0	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
↓	0.145008	20.8854	0.0098692	0.0101972	101.972	4.02190	0.33516	0.2953	7.50061	0.01	0.001	1	102.156	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
↓	mm water column	0.014198	20445	0.0000966	0.0000988	9.8619	0.03870	0.03281	0.02891	0.73423	0.0000979	0.000098	0.0097898	1	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓

*Water at 68°F (20°C)

†Mercury at 32°F (0°C)

‡MPa (MegaPascal) = 10 Bars = 1,000,000 N/m² (Newtons/meter²)

EXAMPLE:
(5 kg/cm²) (2048.16) = 10,240.8 lb./ft.²

دانسیته و وزن مخصوص مواد پرکاربرد:

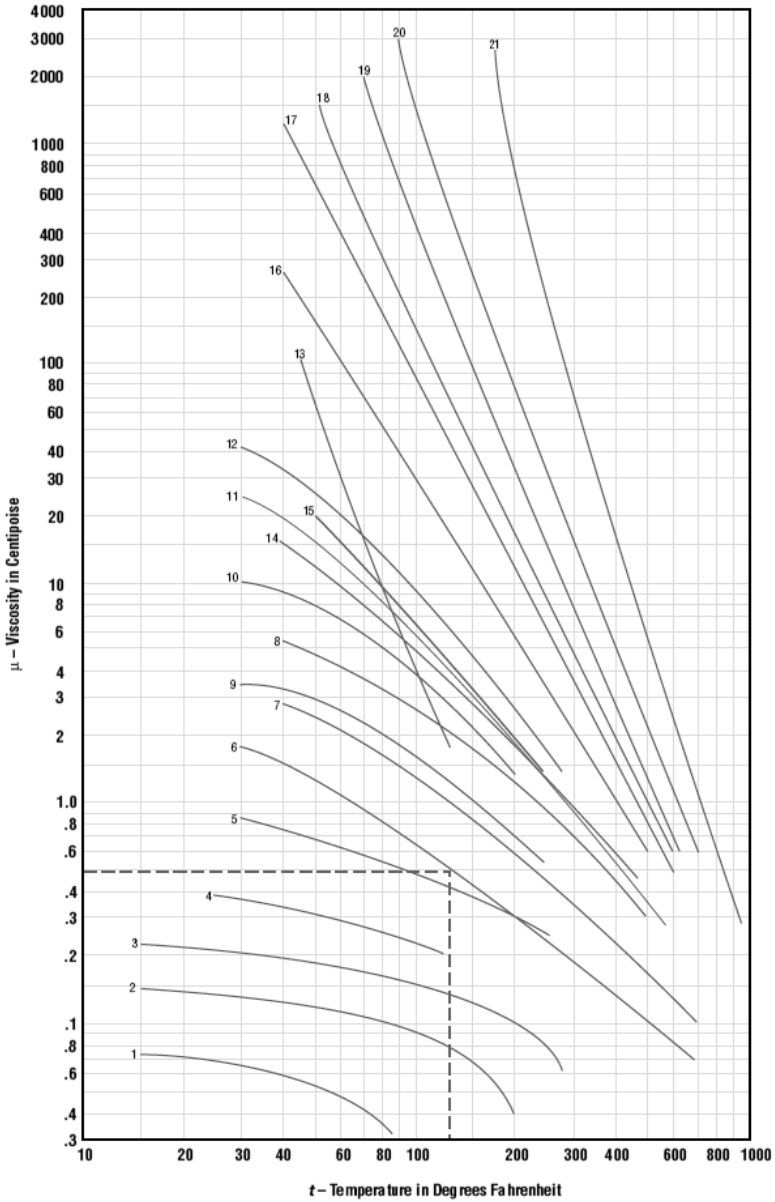
Liquid	Temperature		Density ① lb/ft ³	Specific ② Gravity
	°F	°C		
Lard Oil	60	15.6	57.4	0.9
Linolenic Acid	77	25.0	56.3	0.9
Linseed Oil	60	15.6	58.0	0.9
M. C. Residuum	60	15.6	58.3	0.9
Mercury	20	-6.7	849.7	13.6
Mercury	40	4.4	848.0	13.6
Mercury	60	15.6	846.3	13.6
Mercury	80	26.7	843.6	13.5
Mercury	100	37.8	842.9	13.5
Methane	-2.66	-16.3	2.91	0.5
Methyl Alcohol	77	25.0	49.2	0.8
Methylene Chloride	68	20.0	83.4	1.3
Methyl Ethyl Ketone	77	22.2	49.9	0.8
Methyl Propyl	58	14.4	50.5	0.8
Milk	60	15.6	64.8	1.0
Mineral Oil	80	26.7	56.1	0.9
Naphtha, Petroleum	59	15.0	41.6	0.7
Naphtha, Wood	77	25.0	43.7	0.7
Naphthalene	77	25.0	60.1	1.0
Nonane-n	60	15.6	64.8	1.0
Nonanol	77	25.0	51.3	0.8
Ocimene	77	25.0	49.9	0.8
Octane-n	60	15.6	44.1	0.7
Oil, Olive	59	15.0	57.3	0.9
Palmic Acid	77	25.0	53.2	0.9
Pentane	59	15.0	38.9	0.6
Petroleum Ether	60	15.6	39.9	0.6
Phenol	77	25.0	66.8	1.1
Phosgene	32	0	86.1	1.4
Phosphorus	93	33.9	108.5	1.7
Propane	0	-17.7	30.1	0.5
Propanol	77	25.0	50.3	0.8
Propyl Alcohol	77	25.0	50.0	0.8
Propylene	77	25.0	32.2	0.5
Propylene Glycol	77	25.0	60.4	1.0
Pyridine	68	20.0	61.3	1.0
Resorcinol	77	25.0	79.3	1.3
Rosin Oil	60	15.6	61.1	1.0
Sabiname	77	25.0	50.8	0.8
SAE 10 Lube	60	15.6	54.6	0.9
SAE 30 Lube	60	15.6	56.0	0.9
SAE 70 Lube	60	15.6	57.1	0.9
Salt Creek Crude	60	15.6	53.8	0.9
Silane	77	25.0	44.8	0.7
Sorbaldehyde	77	25.0	56.0	0.9
Sperm Oil	61	16.1	86.7	1.4
Starch	60	15.6	93.6	1.5
Stearic Acid	77	25.0	58.7	0.9
Styrene	77	25.0	56.5	0.9
Sucrose 50 Brix	60	15.6	80.5	1.3
Sucrose 76 Brix	60	15.6	86.7	1.4
Sulphur Dioxide	32	0.0	89.2	1.4
Sulphuric Acid	68	20.0	116.0	1.9
Sulphuric Acid	60	15.6	114.1	1.8
Sulphur Trioxide	70	21.1	119.8	1.9
32.6° API Crude	60	15.6	53.8	0.9
35.6° API Crude	60	15.6	52.8	0.8
40° API Crude	60	15.6	51.4	0.8
48° API Crude	60	15.6	49.2	0.8
Tar, Road RT-4	60	15.6	67.4	1.1
Tar, Road RT-8	60	15.6	70.5	1.1
Tar, Road RT-12	60	15.6	71.7	1.2
Terpinene	212	100.0	53.0	0.9
Toluene (Toluol)	68	20.0	54.1	0.9
Transmission Oil	80	26.7	58.6	0.9
Trichloroethylene	68	20.0	91.5	1.5
Turpentine	60	15.6	53.9	0.9
Varnish, spar	60	15.6	58.1	0.9
Vegetable Oil	60	15.6	56.9	0.9
Water	60	15.6	62.4	1.0
Water	100	37.8	61.9	1.0
Water, Distilled	70	21.1	61.7	1.0
Water, sea	60	15.6	64.2	1.0
Whale Oil	60	15.6	57.7	0.9
Xylol (Xylene)	68	20.0	55.0	0.9

① Density is shown for the temperature listed.

② Specific gravity uses water at 60°F as base conditions.

Liquid	Temperature		Density ① lb/ft ³	Specific ② Gravity
	°F	°C		
Acetaldehyde	64	17.8	38.9	0.8
Acetone	60	15.6	49.4	0.8
Acetic Anhydride	68	20.0	67.5	1.1
Acid, Acetic Conc.	68	20.0	65.5	1.1
Acid, Benzoic	59	15.0	79.0	1.3
Acid, Butyric, Conc.	68	20.0	60.2	1.0
Acid, Hydrochloric, 42.5%	64	17.8	92.3	1.4
Acid, Hydrocyanic	64	17.8	43.5	0.8
Acid, Nitric, Conc. Boil.	64	17.8	93.7	1.5
Acid, Ortho-phosphoric	65	18.3	114.4	1.8
Ammonia, Saturated	10	-12.2	40.9	0.7
Aniline	68	20.0	63.8	1.0
Argon	60	15.6	102.9	1.7
Asphalt	75	23.9	75.5	1.2
Beer	60	15.6	53.0	1.0
Benzene	32	0.0	56.1	0.9
Brine, 10% CaCl	32	0.0	68.1	1.1
Brine, 10% NaCl	32	0.0	67.2	1.1
Bromine	60	15.6	182.7	3.0
Bunkers C Fuel Max	60	15.6	63.3	1.0
Butane-n	60	15.6	36.4	0.6
Carbon Disulphide	32	0.0	65.5	1.1
Carbon Monoxide	60	15.6	49.9	0.8
Carbon Tetrachloride	68	20.0	99.6	1.6
China Wood Oil	60	15.6	58.8	1.0
Chloride	77	25.0	97.3	1.6
Chlorobenzene	68	20.0	69.1	1.1
Chloroform	68	20.0	92.9	1.5
Chromic Acid	60	15.6	75.5	1.2
Citric Acid	60	15.6	96.1	1.5
Cocconut Oil	60	15.6	57.9	0.9
Corn syrup 86.4 Brix	60	15.6	91.1	1.5
Corn syrup 78.4 Brix	60	15.6	87.9	1.4
Creosote	60	15.6	66.7	1.1
Cresol, Meta	68	20.0	64.5	1.0
Decane-n	60	15.6	45.6	0.7
Diesel Fuel grade 1-D	60	15.6	51.5	0.8
Diesel Fuel grade 2-D	60	15.6	54.0	0.9
Diesel Fuel grade 4-D	60	15.6	57.3	0.9
Diphenyl	163	72.8	61.9	1.0
Distallate	60	15.6	63.0	0.9
Dowtherm A	700	371.1	45.5	0.7
Ethanol	77	25.0	48.9	0.8
Ether	77	25.0	44.7	0.7
Ethyl Acetate	68	20.0	56.1	0.9
Ethyl Alcohol	77	25.0	49.1	0.8
Ethylamine	61	16.1	42.6	0.7
Ethyl Benzene	68	20.0	53.6	0.9
Ethyl Chloride	68	20.0	78.0	1.3
Ethyl Oxide	30	-1.1	54.9	0.9
Ethylene Glycol	60	15.6	70.5	1.1
Fluorine	60	15.6	69.7	1.1
Formaldehyde	113	45.0	50.8	0.8
Formic Acid	100	37.8	56.1	0.9
Fuell 3 Max	60	15.6	56.0	0.9
Fuel 5 Min	60	15.6	60.2	1.0
Fuel 5 Max	60	15.6	61.9	1.0
Fuel 5 Min	60	15.6	61.9	1.0
Fuel Oil (Bunker C)	59	15.6	62.3	1.0
Furfural	68	20.0	72.3	1.2
Gasoline	60	15.6	46.8	0.8
Gasoline, Natural	60	15.6	42.4	0.7
Glucose	60	15.6	87.3	1.4
Glycerol (Glycerine)	122	50.0	78.6	1.3
Glycol	68	20.0	69.2	1.1
Helium	60	15.6	8.7	0.1
Heptane	68	20.0	42.7	0.7
Heptane-n	60	15.6	42.9	0.7
Hexane-n	60	15.6	41.4	0.7
Hexanol	77	25.0	50.7	0.8
Hydrofluoric Acid	60	15.6	57.4	0.9
Hydrogen Chloride	59	15.6	53.6	0.9
Hydrogen Sulfide	60	15.6	49.3	0.8
Ink, printers	60	15.6	74.8	1.2
Ionene	77	25.0	58.3	0.9
Isobutyl Alcohol	68	20.0	50.5	0.8
Isopropyl Alcohol	68	20.0	49.9	0.8
Jet Fuel, grade JP-4	60	15.6	53.0	0.9
Kerosene	60	15.6	53.6	0.9
Lard	60	15.6	59.9	1.0

منحنی تغییرات ویسکوزیته فرآورده های نفتی با دما:



معرفی موارد مربوط به شماره‌های روی نمودار قبل:

۱. Ethane (C_2H_6)
۲. Propane (C_3H_8)
۳. Butane (C_4H_{10})
۴. Natural Gasoline
۵. Gasoline
۶. Water
۷. Kerosene
۸. Distillate
۹. ۴۸ Deg. API Crude
۱۰. ۴۰ Deg. API Crude
۱۱. ۳۵٫۶ Deg. API Crude
۱۲. ۳۲٫۶ Deg. API Crude
۱۳. Salt Creek Crude
۱۴. Fuel ۳ (Max.)
۱۵. Fuel ۵ (Min.)
۱۶. SAE ۱۰ Lube (۱۰۰ V.I.)
۱۷. SAE ۳۰ Lube (۱۰۰ V.I.)
۱۸. Fuel ۵ (Max.) or
Fuel ۶ (Min.)
۱۹. SAE ۷۰ Lube (۱۰۰ V.I.)
۲۰. Bunker C Fuel (Max.) and M.C. Residuum
۲۱. Asphalt

تبدیل ویسکوزیته سیبولت فورال و سینماتیک:

Kinematic Viscosity, Centistokes ν	Equivalent Saybolt Furoi Viscosity, Sec	
	At 122°F (50°C) Basic Values	At 210°F (99°C)
48	25.3	
50	26.1	25.2
60	30.6	29.8
70	35.1	34.4
80	39.6	39.0
90	44.1	43.7
100	48.6	48.3
125	60.1	60.1
150	71.7	71.8
175	83.8	83.7
200	95.0	95.6
225	106.7	107.5
250	118.4	119.4
275	130.1	131.4
300	141.8	143.5
325	153.6	155.5
350	165.3	167.6
375	177.0	179.7
400	188.8	191.8
425	200.6	204.0
450	212.4	216.1
475	224.1	228.3
500	235.9	240.5
525	247.7	252.8
550	259.5	265.0
575	271.3	277.2
600	283.1	289.5
625	294.9	301.8
650	306.7	314.1
675	318.4	326.4
700	330.2	338.7
725	342.0	351.0
750	353.8	363.4
775	365.5	375.7
800	377.4	388.1
825	389.2	400.5
850	400.9	412.9
875	412.7	425.3
900	424.5	437.7
925	436.3	450.1
950	448.1	462.5
975	459.9	474.9
1000	471.7	487.4
1024	483.5	499.8
1050	495.2	512.3
1075	507.0	524.8
1100	518.8	537.2
1125	530.6	549.7
1150	542.4	562.2
1175	554.2	574.7
1200	566.0	587.2
1225	577.8	599.7
1250	589.9	612.2
1275	601.3	624.8
1300	613.1	637.3
Over 1300	Saybolt Furoi Seconds = Centistokes x 0.4717	Log (Saybolt Furoi Seconds - 2.87) = 1.0276 [Log (Centistokes)] - 0.3975

تبدیل ویسکوزیته سینماتیک و سیبولت یونیورسال:

Kinematic Viscosity, Centistokes ν	Equivalent Saybolt Universal Viscosity, Sec	
	At 100°F (37.8°C) Basic Values	At 210°F (99°C)
1.83	32.01	32.23
2.0	32.62	32.85
4.0	39.14	39.41
6.0	45.56	45.88
8.0	52.09	52.45
10.0	58.91	59.32
15.0	77.39	77.93
20.0	97.77	98.45
25.0	119.3	120.1
30.0	141.3	142.3
35.0	163.7	164.9
40.0	186.3	187.6
45.0	209.1	210.5
50.0	232.1	233.8
55.0	255.2	257.0
60.0	278.3	280.2
65.0	301.4	303.5
70.0	324.4	326.7
75.0	347.6	350.0
80.0	370.8	373.4
85.0	393.9	396.7
90.0	417.1	420.0
95.0	440.3	443.4
100.0	463.5	466.7
120.0	556.2	560.1
140.0	648.9	653.4
160.0	741.6	
180.0	834.2	
200.0	926.9	
220.0	1019.6	
240.0	1112.3	
250.0	1205.0	
280.0	1297.7	
300.0	1390.4	
320.0	1483.1	
340.0	1575.8	
360.0	1668.5	
380.0	1761.2	
400.0	1853.9	
420.0	1946.6	
440.0	2039.3	
460.0	2132.0	
480.0	2224.7	
500.0	2317.4	
Over 500	Saybolt Seconds = Centistokes x 4.6347	Saybolt Seconds = Centistokes x 4.6673

جدول تبدیل گالن بر دقیقه به سرعت در خطوط لوله:

مثال ۰۵:۰۵ گالن بر دقیقه (GPM) در لوله یک اینچی سرعت ۰۱۹ فوت بر ثانیه را دارد.

GPM	Line Size										
	1"	1 1/4"	1 1/2"	2"	2 1/2"	3"	4"	5"	6"	8"	10"
0.03	0.011										
0.05	0.019										
0.10	0.037	0.011	0.008								
0.25	0.093	0.021	0.016	0.010	0.007						
0.50	0.186	0.042	0.039	0.024	0.017	0.011					
0.75	0.279	0.054	0.039	0.024	0.017	0.022	0.013				
1	0.371	0.079	0.079	0.048	0.034	0.022	0.013	0.011			
2	0.743	0.158	0.158	0.095	0.067	0.043	0.025	0.016	0.011		
3	1.114	0.237	0.237	0.143	0.101	0.067	0.043	0.025	0.016	0.011	
4	1.485	0.316	0.316	0.191	0.134	0.087	0.050	0.032	0.022	0.013	0.011
5	1.857	0.395	0.395	0.238	0.167	0.114	0.076	0.048	0.033	0.022	0.013
6	2.228	0.474	0.474	0.286	0.201	0.130	0.076	0.048	0.033	0.022	0.013
8	2.971	0.632	0.632	0.382	0.268	0.174	0.101	0.064	0.044	0.026	0.016
10	3.713	0.790	0.790	0.477	0.335	0.217	0.126	0.080	0.056	0.032	0.020
15	5.570	1.185	1.185	0.703	0.503	0.326	0.186	0.126	0.080	0.056	0.032
20	7.427	1.580	1.580	0.929	0.670	0.434	0.252	0.160	0.111	0.064	0.041
25	9.283	1.975	1.975	1.155	0.834	0.534	0.307	0.200	0.139	0.089	0.051
30		2.370	2.370	1.381	0.998	0.634	0.370	0.240	0.160	0.111	0.064
35		2.765	2.765	1.607	1.162	0.734	0.434	0.280	0.180	0.122	0.076
40		3.160	3.160	1.833	1.326	0.834	0.498	0.320	0.210	0.143	0.089
45		3.555	3.555	2.059	1.490	0.934	0.562	0.360	0.240	0.160	0.101
50		3.950	3.950	2.285	1.654	1.034	0.626	0.400	0.270	0.180	0.114
60		4.740	4.740	2.740	2.010	1.234	0.750	0.480	0.330	0.220	0.139
70		5.530	5.530	2.490	2.174	1.334	0.814	0.520	0.370	0.260	0.160
80		6.320	6.320	2.940	2.530	1.534	0.938	0.580	0.410	0.280	0.174
100		8.110	8.110	3.890	3.380	2.034	1.234	0.750	0.520	0.360	0.240
125		10.140	10.140	4.840	4.270	2.534	1.534	0.938	0.640	0.440	0.280
150		12.170	12.170	5.790	5.130	3.034	1.834	1.142	0.770	0.520	0.326
175		14.200	14.200	6.740	5.890	3.534	2.134	1.340	0.890	0.600	0.360
200		16.230	16.230	7.690	6.650	4.034	2.434	1.540	0.970	0.680	0.400
225		18.260	18.260	8.640	7.410	4.534	2.734	1.740	1.090	0.760	0.440
250		20.290	20.290	9.590	8.170	5.034	3.034	1.940	1.210	0.840	0.480
275		22.320	22.320	10.540	8.930	5.534	3.334	2.140	1.330	0.920	0.520
300		24.350	24.350	11.490	9.690	6.034	3.634	2.340	1.450	1.000	0.560
325		26.380	26.380	12.440	10.450	6.534	3.934	2.540	1.570	1.080	0.600
350		28.410	28.410	13.390	11.210	7.034	4.234	2.740	1.690	1.160	0.640
375		30.440	30.440	14.340	11.970	7.534	4.534	2.940	1.810	1.240	0.680
400		32.470	32.470	15.290	12.730	8.034	4.834	3.140	1.930	1.320	0.720
425		34.500	34.500	16.240	13.490	8.534	5.134	3.340	2.050	1.400	0.760
450		36.530	36.530	17.190	14.250	9.034	5.434	3.540	2.170	1.480	0.800
475		38.560	38.560	18.140	15.010	9.534	5.734	3.740	2.290	1.560	0.840
500		40.590	40.590	19.090	15.770	10.034	6.034	3.940	2.410	1.640	0.880
550		46.650	46.650	21.500	17.580	11.034	6.634	4.140	2.610	1.760	0.960
600		52.710	52.710	23.910	19.390	12.034	7.234	4.340	2.810	1.880	1.040
650		58.770	58.770	26.320	21.200	13.034	7.834	4.540	2.930	1.960	1.120
700		64.830	64.830	28.730	23.010	14.034	8.434	4.740	3.130	2.080	1.200
750		70.890	70.890	31.140	24.820	15.034	9.034	4.940	3.250	2.160	1.240
800		76.950	76.950	33.550	26.630	16.034	9.634	5.140	3.370	2.240	1.280
850		83.010	83.010	35.960	28.440	17.034	10.234	5.340	3.490	2.320	1.320
900		89.070	89.070	38.370	30.250	18.034	10.834	5.540	3.610	2.400	1.360
950		95.130	95.130	40.780	32.060	19.034	11.434	5.740	3.730	2.480	1.400
1,000		101.190	101.190	43.190	33.870	20.034	12.034	5.940	3.850	2.560	1.440
1,100		113.310	113.310	47.000	36.680	22.034	13.234	6.340	4.130	2.720	1.520
1,200		125.430	125.430	50.810	39.490	24.034	14.434	6.740	4.410	2.880	1.600
1,300		137.550	137.550	54.620	42.300	26.034	15.634	7.140	4.690	3.040	1.680
1,400		149.670	149.670	58.430	45.110	28.034	16.834	7.540	4.970	3.200	1.760
1,500		161.790	161.790	62.240	47.920	30.034	18.034	7.940	5.250	3.360	1.840
1,600		173.910	173.910	66.050	50.730	32.034	19.234	8.340	5.530	3.520	1.920
1,800		198.150	198.150	73.660	57.340	36.034	21.634	9.140	6.010	3.800	2.080
2,000		222.390	222.390	81.270	63.950	40.034	24.034	9.940	6.490	4.080	2.240
2,500		296.630	296.630	108.880	87.160	52.034	31.234	12.140	7.890	4.880	2.640

تبدیل مترمکعب بر ساعت به سرعت در خطوط لوله:

مثال: ۱۵ مترمکعب بر ساعت در لوله ۳ اینچی سرعت ۰٫۰۰۹ متر بر ثانیه را دارد.

m ³ /hr	Line Size		Line Size	Line Size	Line Size	Line Size	Line Size	Line Size	Line Size	Line Size	Line Size	Line Size	Line Size	Line Size
	1"	1 1/4"												
0.02	0.010													
0.05	0.025													
0.10	0.050	0.014	0.011											
0.15	0.075	0.029	0.021	0.013	0.009									
0.20	0.100	0.043	0.032	0.019	0.014									
		0.057	0.042	0.026	0.018	0.012								
0.25	0.125	0.072	0.053	0.032	0.023	0.015	0.008	0.005						
0.30	0.149	0.086	0.063	0.038	0.027	0.017	0.010	0.006	0.004					
0.35	0.174	0.101	0.074	0.045	0.032	0.020	0.012	0.008	0.005	0.003				
0.40	0.199	0.115	0.085	0.051	0.036	0.023	0.014	0.009	0.006	0.003	0.002			
0.50	0.249	0.144	0.106	0.064	0.045	0.029	0.017	0.011	0.007	0.004	0.003			
0.75	0.374	0.216	0.159	0.096	0.068	0.044	0.025	0.016	0.011	0.006	0.004			
1.0	0.498	0.287	0.211	0.128	0.090	0.058	0.034	0.022	0.015	0.009	0.005			
1.5	0.747	0.431	0.317	0.192	0.135	0.087	0.051	0.032	0.022	0.013	0.008			
2.0	0.997	0.575	0.423	0.256	0.180	0.117	0.068	0.043	0.030	0.017	0.011			
2.5	1.246	0.719	0.529	0.320	0.225	0.146	0.085	0.054	0.037	0.022	0.014			
3.0	1.495	0.862	0.634	0.384	0.270	0.175	0.101	0.065	0.045	0.026	0.016			
3.5	1.744	1.006	0.740	0.449	0.315	0.204	0.118	0.075	0.052	0.030	0.019			
4.0	1.993	1.150	0.846	0.513	0.360	0.233	0.135	0.086	0.060	0.034	0.022			
4.5	2.242	1.294	0.952	0.577	0.405	0.262	0.152	0.097	0.067	0.039	0.025			
5.0	2.492	1.437	1.057	0.641	0.450	0.291	0.169	0.108	0.075	0.043	0.027			
5.5	2.741	1.581	1.163	0.705	0.495	0.321	0.186	0.118	0.082	0.047	0.030			
6.0		1.725	1.269	0.769	0.540	0.350	0.203	0.129	0.089	0.052	0.033			
7.0		2.012	1.480	0.897	0.630	0.048	0.237	0.151	0.104	0.060	0.038			
8.0		2.300	1.692	1.025	0.720	0.466	0.271	0.172	0.119	0.069	0.044			
10		2.875	2.114	1.282	0.900	0.583	0.338	0.215	0.149	0.086	0.055			
12			2.537	1.538	1.080	0.699	0.406	0.258	0.179	0.103	0.066			
14				1.794	1.250	0.815	0.474	0.301	0.209	0.120	0.076			
16				2.050	1.440	0.933	0.541	0.344	0.238	0.138	0.087			
18				2.307	1.620	1.049	0.609	0.387	0.268	0.155	0.098			
20				2.563	1.800	1.166	0.676	0.430	0.298	0.172	0.109			
22				2.819	1.980	1.282	0.744	0.473	0.328	0.189	0.120			
24					2.160	1.399	0.812	0.516	0.358	0.207	0.131			
26					2.340	1.515	0.879	0.559	0.388	0.224	0.142			
28					2.520	1.632	0.947	0.602	0.417	0.241	0.153			
30					2.700	1.748	1.015	0.645	0.447	0.258	0.164			
32					2.880	1.865	1.082	0.688	0.477	0.275	0.175			
34					3.060	1.982	1.150	0.731	0.507	0.293	0.186			
36						2.098	1.218	0.774	0.537	0.310	0.197			
38						2.215	1.285	0.817	0.566	0.327	0.208			
40						2.331	1.353	0.860	0.596	0.344	0.218			
45						2.623	1.522	0.968	0.671	0.387	0.246			
50						2.914	1.691	1.075	0.745	0.430	0.273			
55						3.205	1.860	1.183	0.820	0.473	0.300			
60							2.029	1.291	0.894	0.516	0.328			
65							2.198	1.398	0.969	0.559	0.355			
70							2.368	1.506	1.043	0.602	0.382			
75							2.537	1.613	1.118	0.645	0.410			
80							2.706	1.721	1.192	0.689	0.437			
90							3.044	1.936	1.341	0.775	0.491			
100								2.151	1.490	0.861	0.546			
120								2.581	1.789	1.033	0.655			
140								3.011	2.087	1.205	0.765			
160									2.385	1.377	0.874			
180									2.683	1.549	0.983			
200										1.721	1.092			
250											2.152	1.365		
300											2.582	1.638		
350											3.012	1.911		
400												2.184		
450												2.457		
500												2.730		

ضمیمه ۷

جدول انتخاب انواع فلومتر

Meter requirement	Orifice plate	Averaging pitot	Variable area	Spring loaded	Axial turbine	Pelton wheel	Insertion turbine	Oval gear	Gear	Helical screw	Electromagnetic	Clamp on ultrasonic	Coriolis	Thermal	Atrato
Small water pipes	✓	✗	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✗	✓
Large water pipes	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Dirty water & slurries	✓	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Low viscosity fluids	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
High viscosity fluids	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Very low flows	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
High accuracy	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Pulsating flow	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Contorted pipework	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Wide dynamic range	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Low pressure loss	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Low maintenance	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✗	✓
Low purchase price	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✗	✓

منابع و مراجع

- مجموعه مقررات و روش‌های کنترل کیفی و کمی فرآورده‌های نفتی بین ۱۳۷۳ الی ۱۳۹۲ مهندسی فرآورده‌ها،
 - مجموعه مقررات و روش‌های عملیاتی - مدیریت عملیات شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ۱۳۸۳
 - دستورکار آزمایشگاه نفت - زهرارعب ابوسعدی - شهرام زارع - انتشارات دانشگاه آزاد اسلامی
 - شیمی آلی آزمایشگاهی - محمدجواهریان - دانشگاه شهید چمران اهواز - ۱۳۹۱
 - وب سایت‌های مرتبط با موضوع
- 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 Evaporative Loss Measurement. 1997. In Manual of Petroleum Measurement Standards, Ch. 19, Sec. 2-E. Washington, DC: API.
- API RP12R1, Setting, Maintenance, Inspection, Operation, and Repair of Tanks in Production Service, fifth edition. 1997. Washington, DC: API.
- API RP575, Inspection of Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks, first edition. 1995. Washington, DC: API.
- API RP651, Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks, second edition. 1997. Washington, DC: API.
- API RP652, Lining of Aboveground Petroleum Storage Tank Bottoms, first edition. 1991. Washington, DC: API.
- API RP2003, Protection Against Ignitions Arising Out of Static, Lightning, and Stray Currents, fifth edition. 1991. Washington, DC: API.
- API Spec. 12B, Bolted Tanks for Storage of Production Liquids, fourteenth edition. 1995. Washington, DC: API.
- API Spec. 12D, Field-Welded Tanks for Storage of Production Liquids, tenth edition. 1994. Washington, DC: API.
- API Spec. 12F, Shop-Welded Tanks for Storage of Production Liquids, eleventh edition. 1994. Washington, DC: API.
- API Standard 650, Welded Steel Tanks for Oil Storage, tenth edition. 1998. Washington, DC: API.
- API Standard 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, second edition. 1995. Washington, DC: API.
- API Standard 2000, Venting Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks (Nonrefrigerated and Refrigerated), fifth edition. 1998. Washington, DC: API.
- API Standard 620, Design and Construction of Large, Low-Pressure Storage Tanks, tenth edition. 2002. Washington, DC: API.
- Laverman, R.J., Emission Reduction Options For Floating Roof Tanks, Chicago Bridge and Iron Technical Services Company, Presented at the Second International Symposium on Aboveground Storage Tanks, Houston, TX, January 1992.2. VOC Emissions From Volatile Organic Liquid Storage Tanks.
- www.iran-spe.com
- <http://edu.nano.ir>