جلد دوم

اصول کلی عملیات دریافت، نگهداشت و توزیع فرآورده‌های نفتی

آشنایی با انبارهای نگهداشت فرآورده‌های نفتی

تالیف و تدوین: محمدرضا یگانه

اصول کلی عملیات دریافت، نگهداشت و توزیع فرآورده‌های نفتی

۲

آشنایی با انبارهای نگهداشت فرآورده‌های نفتی

ذخیره‌سازی و نگهداری
انبوه فرآورده‌های نفتی، به منظور
برنامه‌ریزی و تدارکات توزیع به بازار تقاضا و
مصرف، مهمترین ابعاد وجودی انبارهای فرآورده‌های نفتی
است. حفظ کمیت وکیفیت صحیح و دقیق بر پایه استانداردهای
جهانی درسایه ایمنی واحترام به محیط زیست،
به‌عنوان اهداف مهم و تکمیلی ابعاد یاد شده است.
بروزرسانی تکنولوژی و استفاده از تجهیزات کارا دراین خصوص،
رمز موفقیت و ماندگاری مطلوب
در این حوزه است.

بسم الله الرحمن الرحيم

جلد دوم

آشنایی با انبارهای نگهداشت فرآورده‌های نفتی

اصول کلی عملیات دریافت، نگهداشت و توزیع فرآورده‌های نفتی

تالیف وتدوین:
محمدرضا یگانه

تهران خیابان استاد نجات الهی-خیابان ورشو-پلاک۴ تلفن ۸۸۹۰۷۸۸۶

نام کتاب: اصول کلی عملیات دریافت،نگهداشت وتوزیع فرآورده‌های نفتی
جلد دوم: آشنایی با انبارهای نگهداشت فرآورده‌های نفتی
تالیف و تدوین: محمدرضا یگانه
طراحی و صفحه‌آرایی: موسسه طرح خوب (پرویز مقدم)
تائید محتوایی: کمیته انتشارات امور آموزش
تیراژ: ۵۰۰ نسخه
نشر: اداره نشر روابط عمومی

حق چاپ محفوظ است

www.niordc.ir

تقدیم به

آنانکه دل در گرو خدمت به میهن عزیز ایران نهادند

مقدمه

شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران، به عنوان یکی از صنایع بزرگ و تاثیرگذار درگسترهٔ صنعت نفت کشور، مسؤولیت خطیر پالایش نفت خام و گردشِ چرخهٔ تأمین، انتقال و توزیع انواع فرآورده‌های نفتی رابر عهده دارد. این شرکت دراسفندماه ۱۳۷۰ براساس سیاست تفکیكِ فعالیت‌های بالادستی و پایین دستی، به عنوان یکی از چهار شرکت اصلی وزارت نفت تاسیس شد و از سال ۱۳۷۱ فعالیت رسمی خود راآغاز کرد. شرکت ملی پالایش و پخش از ابتدای فعالیت خویش تا کنون نظر به نیاز و درخواستِ روزافزون کشور به فرآورده‌های نفتی، پیوسته تلاش خود را در راستای روزآمدی، سامان بخشی و ارتقاء زیرمجموعه‌های خویش، اعم از پالایش، انتقال، و تأمین و توزیع مصروف داشته است.بدیهی است مدیریت و راهبری این مجموعهٔ عظیم، نیازمندِ نیروی انسانیِ خبره، مجرب و متخصص، مجهز به دانش‌های نوین روز و برخورد ار از آخرین دستاوردهای بشری درعرصهٔ فنآوری است.

کمیته انتشارات این شرکت با چنین رویکردی پا به عرصهٔ فعالیت‌های فرهنگی نهاده است. این کمیته ضمن گشودن چترحمایتی بر روی کارکنان صاحب اثر و اهل قلم، همواره می‌کوشد با فراهم نمودن اهرم‌های انگیزشی و استفاده از شیوه‌های ترغیبی و تشویقی از رهگذر چاپ و انتشار کتب و مقالات علمی مرتبط با فعالیت‌های شرکت، به سهم خود در گسترش فرهنگ مطالعه، ایفای نقش کرده و موجبات افزایش دانش تخصصی کارکنان را فراهم آورد. مجموعه ۷ جلدی کتاب حاضر در راستای چنین هدفی تدارك دیده شده و به تمامی علاقه‌مندان گرامی تقدیم می‌شود.

کمیته انتشارات شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های 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 نهایتِ همهٔ تعاریف، رسیدن به این مقصود است که مستندسازی کمك 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 هندبوك‌ها و کتاب‌های مرتبط تدوین شده براساس اصول علمی با هدف تهیه اسناد و مدارکی که سیر تکوین و تحقق یك 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 وعملیات 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 درحد 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 یك 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 امیدِ به مفید واقع شدنِ این مجموعه، خواهشمند است نظرات تصحیحی و تکمیلی خود را به صندوق الکترونیکی my۱۴۵۱@yahoo.com ارسال فرمایید.

محمدرضا یگانه- آذر۹۶

پیشگفتار

در دنیای امروز، ذخیره‌سازی و نگهداری انبوه فرآورده‌های نفتی، به‌منظور برنامه‌ریزی و تدارکات توزیع به بازار تقاضا و مصرف، ازجنبه‌های فنی و اقتصادی از جمله سرمایه‌گذاری صحیح و مناسب در جهت این برنامه‌ها ابعاد تازه‌ای یافته است. تناسب تعداد مخازن از عواملی چون دوری و نزدیکی منابع تامین‌کننده، تعداد و ظرفیت مصرفی انواع فرآورده، تنوع فرآورده‌های نفتی و همچنین چگونگی انتقال و توزیع آنها و همچنین تغییرات تکنولوژی و الگوی مصرف در میزان اقتصادی بودن این حوزه از سرمایه‌گذاری تاثیرپذیری فراوان دارد. حفظ کمیت و کیفیت فرآورده‌های نفتی به‌عنوان مهمترین اهداف نگهداشت و توزیع این فرآورده‌ها، وابسته به ذخیره صحیح، اصولی و ایمن آنهاست. از سوی دیگر تشخیص صحیح ابعاد مختلف این فعالیت به‌منظور سهولت انجام کنترل‌ها منجر به استفاده از روش‌ها و تکنیک‌های استانداردشده‌ای همچون استفاده از تجهیزات دقیق فنی، تجهیزات تشخیصی و همچنین پیاده‌سازی اصول استاندارد در عملیات این انبارها شده است. به طوریکه حتی استفاده از رنگ‌های استاندارد برای تشخیص به‌موقع و از بین بردن خطای انسانی نیز دراین عملیات لحاظ گردیده است. به‌طورکلی دریافت، نگهداشت و توزیع فرآورده‌ها با همان کیفیت استاندارد (قابل مصرف) و کمیت صحیح طبق برنامه‌های پیش‌بینی شده از مهمترین اهداف وجودی انبارهای یاد شده است. تجهیزات و وسایل اندازه‌گیری و عملیات تخلیه و بارگیری صحیح و دقیق برپایه استانداردهای جهانی سبب خواهد شد فعالیت‌ها علاوه بر رنگ و بوی ایمنی و استاندارد، نقشی اقتصادی نیز ایفا نمایند. بعلاوه لزوم ایمنی افرادو حفاظت‌های صنعتی و زیست‌محیطی با تاثیرپذیری از ملاحظات ملی و جهانی سبب استفاده از تجهیزات و تاسیسات ایمن و سازگاربا محیط زیست گردیده و همواره دغدعه صنایع نفتی مختلف رعایت این الزامات انسان دوستانه بوده است که طرح‌های کهاب و جمع‌آوری بخارات هیدروکربنی نمونه بارز این استراتژی است. در این کتاب سعی گردیده است سطحی از آشنائی اولیه با موارد اشاره شده به جهت تبیین مسیر تحقیق برای علاقمندان به موضوعات یاد شده ارائه گردد.

فهرست مطالب

- **فصل اول**

انبارهای فرآورده‌های نفتی ۱۷
طبقه‌بندی فراورده‌های نفتی در انبارها از لحاظ کاهش خطر آتش‌سوزی ۲۱
نحوه انبار کردن فرآورده‌های مظروف ۲۳
نگهداشت بیظرف فرآورده‌های نفتی ۲۶

- **فصل دوم**

مخازن ذخیره فرآورده‌های نفتی ۳۱
تقسیم‌بندی انواع مخازن ۳۵
انتخاب مخزن بر اساس الزامات استانداردTCEQ ۴۱
انتخاب مخازن ذخیره براساس الزامات ASTM ۴۲
انتخاب مخزن براساس ملاحظات NFPA ۳۰ ..... ۴۳
انتخاب مخزن براساس استاندارد IPS ۴۵
انتخاب نوع مخزن براساس CFR ۴۶
مخازن اتمسفریک ۴۸
مخازن اتمسفریک سقف ثابت(بدون سقف شناور) ۴۹
مخازن اتمسفریک سقف شناور ۵۵
مخازن سربسته باسقف داخلی شناور IFRT ۵۸
مخازن روباز سقف شناور EFRT ۶۳
ملحقات مخازن ۶۹
دریچه ورود و خروج افراد و بازرسی مخزن ۷۲
دریچه دسترسی درسقف ۷۴
پایه‌های عرشه یا سقف ۷۶
شناور ۷۸
کابل ضدچرخش سقف شناور ۷۹
سیستم‌های نشت بند یا درزبندی سقف‌های شناور ۸۰
لاستیک دورسقف درمخازن سقف شناور ۸۶
تعیین موقعیت شعاعی سقف ۸۷
دریچه‌های لبه درمخازن سقف شناور ۸۸
دریچه اندازه‌گیری و نمونه‌گیری دستی ۹۱

آبراه سقفی مخزن ۹۲
نردبان‌ها ۹۵
پله‌ها، راهروها و سکوها ۹۷
شیرهای تنفس ۹۸
شیرشکننده خلاء ۱۰۱
شیرهای اطمینان فشار ۱۰۳
مجرای تخلیه هوایی و شیرهای تخلیه ۱۰۴
اندازه‌گیر شناور ۱۰۵
ستون راهنما و دیپ ۱۰۷
ساکشن شناور ۱۰۹
شناساگرها و هشدار دهنده‌های ارتفاع سطح سیال مخازن ۱۱۰
شعله پوش ۱۱۵
مجرای تخلیه سرریز ۱۱۶
اتصال تخلیه الکتریکی مخازن ۱۱۷
مجرای خروج نشتی ۱۱۹
ظرفیت مجاز بارگیری درمخازن ۱۲۰
ملاحظات جانمائی مخازن ۱۲۲
سایرتوصیه‌های استاندارد API۶۵۰درخصوص تجهیزات مخازن ۱۲۴

- **فصل سوم**

کاربرد بصری رنگ‌ها درعملیات انبار نفت ۱۲۷
اهمیت رنگ‌ها در تاسیسات انبار نفت ۱۲۸
برچسب گذاری مخازن ۱۲۹
مفهوم رسانی رنگ‌ها درانبارها و تاسیسات نفتی ۱۳۰
مفاهیم کاربرد رنگ در لوله‌ها ۱۳۳

- **فصل چهارم**

بررسی تلفات و دلایل تغییر حجم فرآورده‌های نفتی ۱۳۷
نگهداشت و ذخیره‌سازی فرآورده‌های نفتی ۱۳۸
عملیات روزانه نگهداشت فرآورده‌های بیظرف ۱۳۹
کنترل سرک وکسری فرآورده‌های نفتی ۱۴۳
اهم دلایل کسری و سرک ۱۵۳
کسری ناشی ازتلفات تنفسی مخازن ۱۵۵
کسری و سرک ناشی از تغییر دما ۱۵۷
کاربرد ضریب انبساط حجمی ۱۵۸
مفاهیم محاسبات کسری مجاز ۱۶۰

محاسبات کسری مجاز فرآورده‌های نفتی بیظرف ۱۶۰
کسری مجاز فرآورده‌های مختلف در انبارها ۱۶۲
روش محاسبه مقدارسرک و کسری درانبار ۱۶۴
محاسبه درصد کسری ۱۶۷
کسری مجاز درمجاری عرضه سوخت ۱۶۸
برخی اقدامات فنی جهت کاهش کسری فرآورده‌های نفتی ۱۶۹
تلفات تبخیری مخازن ۱۷۰
مفهوم تلفات تنفسی ۱۷۱
مفهوم تلفات بهره‌برداری ۱۷۱
تلفات بهره‌برداری در مخازن اتمسفریک سقف ثابت ۱۷۳
تلفات تبخیری درمخازن با سقف شناور ۱۷۳

- **فصل پنجم**

ترمینال‌های تخلیه و بارگیری ۱۸۳
واحد تخلیه و بارگیری فرآورده‌های نفتی ۱۸۵
تلمبه‌های بارگیری ۱۸۹
شیرهای قطع اضطراری ۱۹۰
شیلنگ‌های تخلیه فرآورده‌های نفتی ۱۹۱
محاسبه تعداد دهانه‌های خروجی و ظرفیت تلمبه کردن ۱۹۵
محدودیت میزان جریان فرآورده ۱۹۶
بارگیری همزمان با استفاده از دو یا چند بازو / شیلنگ ۱۹۷
اوج تقاضا ۱۹۷
انواع سیستم بارگیری نفتکش ۱۹۹
بارگیری از بالای نفت کش ۲۰۰
بارگیری از پائین نفتکش ۲۰۱
انتخاب روش بارگیری بین Top و Bottom ۲۰۲
انواع بازوهای بارگیری ۲۰۶
کارائی متفاوت بازوهای بارگیری ۲۰۹
مروری برمهمترین قطعات بازوهای بارگیری ۲۱۱
سیستم کنترل جریان حجمی فرآورده ۲۱۶
پرکردن حجمی ۲۱۶
پرکردن جرمی ۲۱۹
اندازه گیری جریان تحت بارگیری ۲۱۹
مفهوم بارگیری اتوماتیک ۲۳۱
تجهیزات کنترل سرریز وپاشش فرآورده ۲۳۵

- **فصل ششم**

پله‌های دسترسی ۲۳۷
الزامات و قطعات پله‌های دسترسی ۲۳۹
نگهداشت پلکان دسترسی ۲۴۰
نکات ایمنی پلکان دسترسی ۲۴۱

- **فصل هفتم**

باندوال مخازن ۲۴۳
گروه بندی فرآورده‌های نفتی جهت ذخیره سازی ۲۴۶
جنس باند مخازن ۲۵۰
ظرفیت باندمخازن ۲۵۲
بررسی صحت اندازه باند وال شامل یک مخزن ۲۵۲
بررسی صحت اندازه باند وال شامل چند مخزن ۲۵۳
نگهداری عمومی باندوال ۲۵۷

- **فصل هشتم**

واحدهای بازیافت بخارات ۲۵۹
تاثیر دما و حجم پرو خالی مخزن در میزان تبخیر ۲۶۱
نقاط تولید و انتشاربخار بنزین ۲۶۲
انتشار بخارات حین بارگیری ۲۶۳
انتشار بخارات حین تخلیه ۲۶۴
انتشار بخارات حین سوخت گیری ۲۶۴
تکنیک‌های جمع آوری بخارات ۲۶۵
مرحله اول جمع آوری بخارات ۲۶۶
مرحله دوم جمع آوری بخارات ۲۶۸
واحدهای بازیافت بخارات در انبارنفت ۲۷۰
روش‌های مایع سازی بخارات بازیافتی ۲۷۱
روش تبریدی ۲۷۲
روش غشایی ۲۷۴
روش کربن فعال ۲۷۸

- **منابع ومراجع** ۲۸۴

فصل اول

انبارهای فرآورده‌های نفتی

Oil Products Depots

انبارهای نفت، علاوه بر ایجاد مکانی جهت ذخیره‌سازی و نگهداری انبوه فرآورده‌های نفتی، به‌منظور برنامه‌ریزی و تدارکات توزیع فرآورده‌های نفتی گوناگون، ایجاد و گسترش یافته‌اند. در انبارهای نفت، عملیات دریافت، نگهداشت و توزیع فرآورده‌های نفتی را با استفاده از تعدادی مخزن صورت می‌بخشند. تعداد این مخازن به عواملی چون دوری و نزدیکی انبار به مبادی تولید یا تامین‌کننده، تعداد و ظرفیت مصرفی انواع فرآورده، تنوع فرآورده‌های تولیدی و همچنین چگونگی انتقال و پخش فرآورده‌ها بستگی دارد.بطور کلی نگهداری و برنامه‌ریزی تدارکاتی در انبارهای فرآورده‌های نفتی با دو روش نگهداری مظروف و نگهداری بیظرف صورت می‌پذیرد. در نگهداری مظروف، فرآورده‌هائی که از لحاظ ارزش و برنامه‌ریزی استراتژیک و از لحاظ نوع شرایط نگهداری قابلیت بسته‌بندی و نگهداری در سوله‌ها یا فضای آزاد را دارند، بسته‌بندی شده و تحت عنوان نگهداری مظروف مورد انبارش و تدارکات توزیع واقع می‌گردند. درمواقعی که مصرف فرآورده بصورت مداوم بوده و حجم عملیات توزیع روزانه وسیع باشد، بسته‌بندی امری اقتصادی و فنی محسوب نگردیده و نگهداری در تانک‌ها یا همان مخازن ذخیره تحت عنوان عملیات نگهداری بیظرف فرآورده‌های نفتی صورت می‌پذیرد.

سابقه بسته‌بندی درصنعت پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران به قبل ازملی شدن صنعت نفت برمی گردد. درآن زمان شرکت پالم تری (Palm Tree) بعنوان پیمانکار بسته‌بندی، نفت سفید مصرفی کشور را تحت عنوان نخل نشان در ظروف بیست لیتری بسته‌بندی و توزیع می‌نمود. بعدها با ملی شدن صنعت نفت و گسترش سیستم‌های بسته‌بندی پالایشگاه آبادان، طیفی از بسته‌بندی انواع فرآورده‌های نفتی شامل روغن و گریس و حشره کش و ... از ظروف ۱ لیتری تا ظروف استاندارد۲۱۸٫۳ لیتری(Drum) که دارای قطر داخلی ۲۲٫۵ اینچ(۵۷۲میلیمتر) و ارتفاع ۳۳٫۵اینچ (۸۵۱میلیمتر) دارای گنجایش ۱۳۳۲۰اینچ مکعب یا ۵۷٫۶۶گالن آمریکائی و یا ۲۱۸٫۳ لیتر بودند نیزبه سیستم بسته‌بندی فرآورده‌های نفتی افزوده شد(عموما این ظروف را تا حجم ۲۰۰ لیتر پر می‌نمایند). ظروف بزرگتربیشتر برای بسته‌بندی انواع قیر و روغن مورد استفاده واقع می‌شدند.نوع دیگر ظروف مورد استفاده، قوطی‌های حلب

گالوانیزه یک‌لیتری و ۴ لیتری و ۱۸ لیتری بود که ظروف ۱۸ لیتری به ابعاد ۳۵*۲۳*۲۳ سانتی‌متر ساخته می‌شد.

امروزه بسته‌بندی فرآورده‌های نفتی توسط بخش‌های پائین‌دستی و بیشتر جهت محصولات غیر از کاربرد سوخت صورت پذیرفته و بسته‌بندی‌های فرآورده‌های نفتی بعنوان کاربرد سوخت بیشتر به سوخت‌های هوائی و نفت سفید مورد نیاز جهت توزیع درمواقع اضطراری منحصر گردیده است. هرچند که شرایط و وضعیت‌های ممکن‌الوقوع(زلزله، سیل و سایر حوادث طبیعی و شرایط بحرانی) می‌تواند گرایش به این سیستم نگهداشت فرآورده‌های نفتی را پررنگ نماید.

انبارهای مظروف

Packed Product Storing

هنگامی که ذخیره‌سازی و نگهداشت فرآورده‌های نفتی بصورت بسته‌بندی شده مطرح باشد، انبارش و ذخیره‌سازی این فرآورده‌ها در ظروف استاندارد و مشخصی در انبارهای مظروف مورد بررسی واقع می‌گردند.

در این انبارها، فرآورده‌های نفتی درچندین گروه از لحاظ مشخصات شیمی فیزیکی تقسیم‌بندی ونگهداری می‌شود که این گروه‌بندی نحوه ونوع نگهداری و بنای ساختمانی و تاسیساتی انبار را دیکته می‌نماید. استاندارد NFPA ۳۰ محدودیت‌های بسته‌بندی و نگهداری فرآورده‌های نفتی را براساس کلاس آنها تعریف نموده است.مطابق این استاندارد، همان الزاماتی که در نگهداری مظروف فرآورده‌های مختلف نفتی بصورت پراکنده (نگهداشت تعداد بسیار کم و محدود در نقاط مصرف)حاکم است برنحوه بسته‌بندی بعنوان معیاری جهت رعایت استاندارد در نقاط مصرفی که فاقد سیستم اطفاء حریق می‌باشند نیز حکمفرما خواهد بود.

جهت نگهداری فرآورده‌های مظروف شرایط خاص مربوط به مشخصات نقطه اشتعال هرفرآورده مطرح است که این موضوع سبب گردیده است فرآورده‌های نفتی را به گروه‌های سه گانه تقسیم بندی و نگهداری نمایند.

طبقه‌بندی فراورده‌های نفتی در انبارها از لحاظ کاهش خطر آتش سوزی

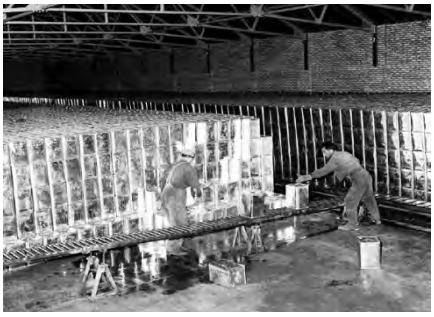
با توجه به اینکه تمهیدات آتش‌نشانی در انبارهای نفت به جهت طبقه‌بندی فرآورده‌های نفتی درسیستم آمریکائی به کلاس A و عمدتا B صورت می‌پذیرد، یک نوع طبقه‌بندی دیگر نیز درجهت نگهداری و ممانعت از ایجاد شرایط خطر دراین انبارها تدوین و معرفی گردیده است. این نوع طبقه‌بندی درانبارهای نفتی صرفا ناظر بر پیشگیری بوده و روش‌های اطفاء حریق در آنها مرتبط با کلاس B اطفاء حریق در سیستم آمریکائی است. بدین منظور فرآورده‌های نفتی را که تعدادی از آنها بصورت مظروف نیز بسته‌بندی و انبارداری می‌گردند به سه طبقه یا گروه تقسیم نموده‌اند:

گروه ۱: فرآورده‌های با نقطه اشتعال پائین تر از ۱۵۰ درجه‌ی فارنهایت

گروه ۲: فرآورده‌های با نقطه اشتعال بین ۱۵۰ تا۲۵۰ درجه‌ی فارنهایت

گروه ۳: فرآورده‌های با نقطه اشتعال بالاتراز ۲۵۰ درجه‌ی فارنهایت

فرآورده‌های با نقطه اشتعال پائین‌تر از ۱۵۰ درجه‌ی فارنهایت



طبقه‌بندی اول فرآورده‌های نفتی از نظر ایمنی نگهداشت عبارتند از فرآورده‌های با نقطه اشتعال پائین‌تر از ۱۵۰ فارنهایت که عمدتا شامل بنزین موتور و سوخت‌های هوائی و نفت سفید می‌باشد. این فرآورده‌ها، فرآورده‌های مظروفی هستند که حتما می‌بایست در انبارهای سرپوشیده و مسقف که

دارای تهویه ورودی وخروجی هوا هستند نگهداری شوند. این ترکیبات مانند فرآورده‌های ویژه سوخت هوائی، دمای تبخیر پائینی داشته و فاز بخار ایجاد شده در سطح مایع، از پتانسیل خطرآفرینی بالائی برخوردار است. همچنین بدلیل فراریت بالای این مواد استفاده از سیستم تهویه از الزامات نگهداری این مواد است. زیرا در مواقع نشتی‌های موردی، احتمال انباشت و ایجاد غلظت انفجاری درفضای انبار کاهش خواهد یافت.

فرآورده‌های با نقطه اشتعال بین ۱۵۰ تا۲۵۰ درجه ی فارنهایت

طبقه‌بندی دوم فرآورده‌های نفتی از نظر ایمنی نگهداشت عبارتند از فراورده‌های با نقطه اشتعال ۱۵۰ تا ۲۵۰ درجه فارنهایت که عمدتا شامل نفتگاز و نفتکوره می‌باشد. این گروه، شامل فرآورده‌های مظروفی هستند که حتی‌الامکان در انبارهای سرپوشیده و مسقف نگهداری می‌شوند و در شرایط استثنائی در محوطه روباز(غیر مسقف) نیز می‌توانند انبارش شوند. نقطه تبخیر این فرآورده‌ها مانند فرآورده‌های بنزین حلب ونفت سفید حلب وسوخت قایق اندکی بالاتر از گروه ۱ بوده و غلظت‌های انفجاری بخارات آنها تحت شرایط دمائی بالاتری ایجاد می‌گردد.

نکته :ظروف خالی گروه ۱ و۲ می‌توانند در محوطه فضای باز نگهداری شوند.

فرآورده‌های با نقطه اشتعال بالاتراز ۲۵۰ درجه‌ی فارنهایت

طبقه‌بندی سوم فرآورده‌های نفتی از نظر ایمنی نگهداشت عبارتند از فراورده‌های با نقطه اشتعال بیش از ۲۵۰ درجه فارنهایت که عمدتا شامل انواع قیر و گریس و پارافین و... می‌باشد. این دسته از فرآورده‌ها، فرآورده‌های مظروفی هستند که درفضای باز می‌توانند نگهداری شوند مانند انواع قیر وسوخت دیزل. بخارات این فرآورده‌ها دردماهای بسیار بالاتری از دمای محیط به نقطه غلظت انفجاری رسیده و نگهداری آنها در فضای باز، حتی در اقلیم‌های بسیار گرم نیز مشکلات چندانی را ایجاد نمی‌نماید. محل انبارش این فرآورده‌ها معمولا زمین مسطح آسفالت یا بتن شده با شیب‌بندی مناسب و حصارهای بتنی یا فنس بوده و به‌نحوی تفکیك ارضی جهت تمایز بین محدوده انبارش و سایر نقاط عملیاتی صورت می‌پذیرد.

نحوه انبار کردن فرآورده‌های مظروف

الف: فراورده‌های لازم به نگهداری در محوطه‌های سرپوشیده مانند فراورده‌ها و سوخت‌های هوائی

ب: فراورده‌هائی که درصورت اجبار میتوان درفضای بدون سرپوش نگهداری نمود مانند بنزین حلب و نفت سفید حلب

ج: فراورده‌هائی که بایستی منحصرا درفضای باز نگهداری شوندمانند قیرهای رقیق و سفت

لذا در طبقه‌بندی برحسب نقطه اشتعال فرآورده‌ها برای سه طبقه ۱و۲و۳

(نوع فرآورده و مواد) و همچنین سه گروه الف و ب وج (مکان نگهداری) جداول زیر ارائه گردیده است:

جدول زیر طبقه ۱ فرآورده‌های نفتی با نقطه اشتعال پائین تر از ۱۵۰ درجه فارنهایت را نشان می‌دهد:

طبقه ۱: فراورده‌های با نقطه اشتعال پائین تر از ۱۵۰ درجه فارنهایت			
نام فراورده		گروه‌بندی از لحاظ انبارش	
		ظروف پر	ظروف خالی گازززدائی نشده
s.v.s	بنزین فرار	ب	ب
w.g	اترنفتی	ب	ب
s.s	بنزین حلال	ب	ب
Aeroshell Fluid NO۱۱	فرآورده ویژه هوائی	الف	ب
Aeroshell comp . NO.۲	فرآورده ویژه هوائی	الف	ب
Aeroshell comp . NO.۴	فرآورده ویژه هوائی	الف	ب
Aeroshell comp . NO.۶	فرآورده ویژه هوائی	الف	ب
Aeroshell comp . NO.۶A	فرآورده ویژه هوائی	الف	ب
Methanol (Power Boost)	متانول	الف	ب
Aviation Fuels	سوخت هواپیمائی	الف	ب
Motor Spirit	بنزین موتور	ب	ب
Kerosene	نفت چراغ	ب	ب
T.V.O	سوخت قایق	ب	ب
W۱۲(White Spirit)	شبه تربانتین سفید	الف	ب
M.C .cut -Backs	قیرهای رقیق	ج	ج
R.C .cut -Backs	قیرهای رقیق	ج	ج

جدول زیر نیز طبقه‌بندی فرآورده‌های با نقطه اشتعال بین ۱۵۰ تا ۲۵۰ درجه فارنهایت (طبقه ۲) جهت رعایت الزامات انبارداری نشان می‌دهد:

طبقه ۲: فراورده‌های با نقطه اشتعال بین ۱۵۰ تا ۲۵۰ درجه فارنهایت		
نام فراورده	گروه‌بندی از لحاظ انبارش	
	ظروف پر	ظروف خالی گاززدائی نشده
نفتگاز	ب	ب
سوخت دیزل	ج	ج
نفتکوره	ج	ج
روغن موتور	الف	ب

جدول زیر طبقه‌بندی فرآورده‌های با نقطه اشتعال بالاتر از ۲۵۰ درجه فارنهایت (طبقه ۳) را جهت رعایت الزامات انبارداری نشان می‌دهد:

طبقه۳: فراورده‌های با نقطه اشتعال بالاتر از ۲۵۰ درجه فارنهایت			
نام فراورده		گروه‌بندی از لحاظ انبارش	
		ظروف پر	ظروف خالی گاززدائی نشده
Lubricating oils	روغن‌های ماشین	ب	ب
Greases	گریس‌ها	الف	ب
Paraffin Wax	پارافین جامد	الف	ب
Liquid Paraffin	پارافین مایع	ب	ب
Petrolatum	وازلین	الف	ب
Comprax	شبه صابون نفتی	الف	ب

Transformer Oil	روغن ترانسفورماتور	الف	ب
Shock Absorber Oil	روغن کمک فنر	الف	ب
Solid Bitumens	قیرهای سفت	ج	ج
ظروف خالی که محتوی فرورده‌های طبقه ۱ و ۲ و از نوع الف و ب بوده و گاززدائی نیز شده باشند		-	ب
ظروف خالی که محتوی فرورده‌های طبقه ۱ و ۲ و از نوع ج بوده و گاززدائی نیز شده باشند		-	ج

نگهداشت بیظرف فرآورده‌های نفتی

Bulk Storage Oil Products

نگهداشت بیظرف فرآورده‌های نفتی اشاره به نگهداری بدون بسته‌بندی (بصورت فله) این فرآورده‌ها دارد. مخازن موجود درانبارهای نفت به‌منظور نگهداری احجام بیظرف انواع فرآورده‌های نفتی و انجام عملیاتی چون اختلاط، انبارش، کنترل کیفیت، ذخیره‌سازی و ... که در فصول بعد به آنها اشاره خواهد گردید بکار می‌روند. به طور کلی مخازن یا تانک‌های ذخیره درانبارها و سیستم‌های انتقال و نگهداشت و توزیع فرآورده‌های نفتی بسته به نوع سرویس‌دهی و اهداف عملیاتی آنها می‌توانند به مخازن دریافت و نگهداری فرآورده نهائی از پالایشگاه

جهت تدارکات توزیع به انبارهای توزیع، مخازن توزیع جهت برنامه‌ریزی ذخیره‌سازی و توزیع و همچنین مخازن فرآورده مختلط می‌باشند که نوع اخیر با توجه به سرویس دهی درخطوط لوله بعنوان مخازنی جهت تصمیمات کنترل کیفی بین مخازن فرآورده نهائی و مخازن توزیع سرویس‌دهی می‌نمایند.

مخازن فرآورده‌های نهائی

Final Product Tank

این مخازن در انبارهای محصول پالایشگاه و یا انبارهای دریافت جنب پالایشگاه‌ها برای دریافت فرآورده‌های گوناگون نفتی مانند بنزین، نفتگاز ونفت سفید و ... ایجاد می‌گردند. فرآورده‌های نفتی بنا به مشخصات مورد نظر در این مخزن‌ها ذخیره و بر حسب تدارکات صورت پذیرفته به انبارهای صادراتی و توزیع‌کننده ازطریق خطوط لوله و انواع ناوگان حمل انتقال داده می‌شوند. فراورده نهائی بعنوان فرآورده ای است که قابلیت مصرف در سیستم‌ها و وسائل مصرف‌کننده نهائی این محصولات را داشته و به همین دلیل کنترل کیفیت این مخازن از اهمیت خاصی برخوردار است. فرآورده‌های گوناگون نفتی بنا به مشخصات مورد نظر در این مخزن‌ها نگهداری و به شبکه پخش انتقال داده می‌شوند.

مخازن فرآورده مختلط

Mix Product Tank

این‌گونه مخازن، برای دریافت فرآورده‌های اختلاط خطوط لوله و تحویل آن‌ها به خطوط حامل فرآورده‌های مجاز به اختلاط و یا واحدهای دیگر برای انجام گرفتن فرآیندهای دیگراختلاط و همچنین جهت دریافت ترکیبات گوناگون فرآورده‌های پیش از آمیختگی و انتقال آن‌ها به مخزن‌های فرآورده‌های نهایی به کار برده می‌شوند. مخازنی که دراین شاخه از فعالیت‌ها سرویس‌دهی می‌نمایند،

مجهز به سیستم‌های دریافت و ارسال پیگ و همچنین ارتباطات بسیار گسترده عملیاتی از جنبه لوله‌کشی و ارتباط بوده و تابع قواعد اختلاط و دستورالعمل‌های دریافت از خطوط لوله و کنترل وضعیت و ارسال فرآورده‌های حاصل از اختلاط براساس برنامه‌های ازپیش تعیین شده هستند.فرآورده‌های مختلط درخطوط لوله بعنوان فرآورده مطلوبی محسوب نگردیده و بواسطه شرایط پمپاژ و تغییر فرآورده درخطوط لوله و سایر برنامه‌های توزیع از طریق خطوط لوله حاصل شده اند.این عملیات نقطه مقابل پالایش و تصفیه فرآورده‌های نفتی است و مطالعات آتی درجهت کاهش و حداقل نمودن این فراورده‌های ناخواسته می‌باشد. سرنوشت فراورده‌های مختلط ممکن است به امحاء در برش‌های نزدیکتر و یا برگشت به مبادی پالایش منتهی شود. احجام و کیفیت بعنوان پارامترهای موثر در این تصمیم‌گیری می‌باشند.

مخازن توزیع نهائی فرآورده‌ها

Product Final Distribution Tank

مخازن توزیع نهائی جهت تدارکات توزیع، نگهداری ایمن واصولی و اطمینان از کیفیت محصول، قابلیت اندازه‌گیری وتعیین جرم وحجم، امکان بارگیری و انتقال به نفتکش‌ها، تانکر یا کشتی در حداقل زمان ممکن و... در جهت انعطاف‌پذیری میزان مصرف انواع فراورده درسیستم‌های دریافت و توزیع به مصرف‌کننده احداث گردیده‌اند. اصولا فرآورده‌های نفتی را بعد از دریافت از انبارهای مرتبط با واحدهای پالایشگاه، به انبارهای موجود در شرکت‌های پخش کننده فرآورده‌های نفتی ازطریق ارسال با خطوط لوله یا انواع روش‌های حمل ارسال می‌نمایند. هرچند که روش‌هائی چون ارسال مستقیم فرآورده‌های نفتی به نقاط مصرف از مخازن محصول نهائی، تحولاتی در ماهیت مخازن بارگیری و پخش بوجودآورده است که این خود به اقتصاد فعالیت و کاهش هزینه‌های فعالیت دریافت و توزیع مرتبط است.

درخصوص لزوم ساخت مخازن، خواهیم دید برخی از فرآورده‌های سبک

و سنگین، مانند گاز مایع، روغن موتور، قیر و ... که حمل آن‌ها به مکان‌های دوردست و از طریق خطوط لوله، بواسطه تبخیر و مخاطرات ذاتی فرآورده و یا ویسکوزیته آن دشوار یا نشدنی است، برای انتقال به مخازن دریافت و نگهداشت ازپالایشگاه و انتقال به مخازنی دوردست برای برنامه‌ریزی توزیع نیاز دارند.اما نباید فراموش نمود پیشرفت تکنولوژی و بهبود فرآیندهای پالایش و همچنین استفاده از برنامه‌های صحیح زنجیره تامین، لزوم ساخت و ماهیت وجود مخازن را تحت تاثیر قرار داده است.

نکته دیگر رویکردهای جدیدی است که در نحوه پالایش و هدایت فرایندهای پالایشی به سمت تولید کمتر یا عدم تولید فرآورده‌های نفتی غیرقابل مصرف انتخاب شده است. به عبارتی انعطاف‌پذیری عملیات پالایشگاه‌های مدرن بر این موضوع است که فرآیندها را به نحوی طراحی نموده و پیش ببرند که نیاز به نگهداشت را براساس الگوی just in time حداقل نمایند.

با تمام این تفاسیر، وجود مخازن نگهداشت فرآورده‌های نفتی امری اجتناب ناپذیر است. زیرا مدیریت بحران، برنامه‌های تعمیراتی، تغییرات تکنولوژی، نوسان بازارهای اقتصادی و تقاضای مصرف‌کنندگان و بسیاری موارد دیگر مهر تائیدی بر لزوم ساخت و نگهداشت برنامه‌ریزی‌شده مخازن فرآورده‌های نفتی است.

بدلیل اینکه نصب مخزن‌ها در هر انبار، هزینه سرمایه ای بسیار خواهد برد، در طراحی انبارها سعی می‌گردد تا تعداد و ظرفیت مخازن به کمترین حد ممکن کاهش یابد. برای مثال، شمار و ظرفیت مخزن‌ها تا حدی درنظرگرفته می‌شود که بتوان تداوم عملیات و موازنه تامین وتوزیع عادی را حفظ نمود.

در رویکردهای جدید با انجام عملیات آمیختگی فرآورده‌های گوناگون در لوله‌ها و در مرحله انتقال به مخازن، می‌توان تعداد مخزن‌های واسطه و فرآورده‌ها را کاهش داد، به شرطی که میان دریافت و انتقال فرآورده‌ها، درحین اختلاط و تنظیم نسبت‌ها ،موازنه دقیق و کاملا برنامه‌ریزی‌شده برقرار باشد.

مخازن مورد استفاده در جهت نگهداری فرآورده‌های نفتی بسته به شرایط و مشخصات فیزیکی هیدروکربن‌های مختلف بایستی دارای طراحی‌ها و ساختار متفاوتی باشند. برای مثال مخزنی که برای انبار کردن قیر طرح می‌شود بایستی با درجه حرارت بالا کار کند تا بتواند مواد داخل خود را به صورت مایع نگاه دارد. برعکس مخازنی که برای انبار کردن گاز مایع می‌باشد باید تحت درجه حرارت پایین کار کند. با دقت در مطالب فوق مشخص می‌شود که عملا نمی‌توان مخزنی را طراحی کرد که مناسب برای دریافت و نگهداشت تمامی مواد موجود در انبار فرآورده‌های نفتی باشد.

به این ترتیب یکی از مهمترین مسائل در زمینه توزیع فرآورده‌های نفتی انبار کردن فرآورده‌های نفتی گوناگون ضمن نیاز به تعداد مناسبی مخزن می‌باشد. به طور کلی تعداد این مخازن به عواملی تعیین‌کننده مانند:

- دوری و نزدیکی انبار به منابع تامین کننده و پالایشگاه‌ها
- سطوح تقاضای مصرف کنندگان و ریسک‌های موجود
- دوری و نزدیکی انبار به مقاصد توزیع
- تغییرات ظرفیت منطقه ای تحت توزیع
- تنوع فرآورده‌ها
- چگونگی انتقال و پخش فرآورده‌های نفتی (روش‌های ممکن و اقتصادی جهت دریافت و توزیع)

بستگی دارد. در پایان لازم به توضیح است که در کنار نام مخزن، معمولا از اصطلاح تانک(Tank) برای ظروف ذخیره‌سازی بزرگ با احجام بسیار زیاد حتی بالاتر از بیست میلیون لیتر جهت آماده‌سازی به‌منظور کاربرد جابجا کردن فرآورده‌ها، ذخیره‌سازی، اندازه‌گیری و تدارکات حمل و نقل فرآورده‌های نفتی استفاده می‌گردد. در فصل بعد انواع این مخازن از جهت نگهداری نوع فرآورده‌های نفتی شرح داده خواهد شد.

فصل دوم

انواع مخازن ذخیره فرآورده‌های نفتی

Oil Product Tank Storages Types

اهم استانداردهای مرتبط با بررسی وساخت مخازن ذخیره فرآورده‌های نفتی شامل موارد ذیل است:

- 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.
- ASME Section v : Nondestructive Examination
- ASME Section IX : Welding & Brazing Qualifications
- API Sec 2550 : Measurement & Calibration of Upright Cylindrical Tanks
- BS5500:Specification for unifired fusion welded pressure vessels
- ASME-5-sec.-VIII .Pressure vessel code.

یکی از مهمترین مسائل در زمینه صنایع استخراج و پالایش نفت و توزیع مشتقات آن، ذخیره‌سازی این مواد پس از خالص سازی و آماده نمودن برای مصرف می‌باشد. موادی که خوراک بسیاری از پالایشگاه‌ها و پتروشیمی‌ها را تامین کرده و یا بعنوان سوخت و مواد انرژی‌زا یا غیرانرژی‌زا و صنعتی مصرف می‌گردند، بلافاصله پس از تولید مورد استفاده قرار نمی‌گیرند. بلکه ظرفیت دریافت توسط مقصدوهمچنین لزوم کنترل کمی و کیفی، ذخیره درست و ایمن این مواد از مهمترین موارد نگهداشت و توزیع این فرآورده‌ها می‌باشند .

در توزیع فرآورده‌های نفتی قابل مصرف بصورت مستقیم، لزوم انجام کنترل کیفیت و حتی لزوم تغییر در ترکیب درصدها و خواص فیزیکی فرآورده‌های نفتی نیز می‌تواند از عوامل مهم لزوم وجود مخازن با استانداردهای مطلوب و مناسب برای فعالیت مورد نظر باشد.

معمولا واحدهای مرتبط با صنایع پالایش نفت برای نگهداری نفت خام در بخش بالاسری پالایشگاه، نگهداری فرآورده‌های نفتی و حتی گازهای همراه یا محصول فرآیند در بخش خروجی پالایشگاه، نیاز به تعداد بسیاری مخزن دارند. تعداد این مخازن به عواملی چون تنوع فرآورده‌های تولیدی و همچنین چگونگی انتقال و پخش فرآورده‌ها بستگی دارد. یکسان کردن کیفیت محصول حاصل از زمان‌های مختلف یك فرآیند و یا فرآیندهای مختلف با مشابهت زیاد در محصول تولیدی، اندازه‌گیری حجم محصول جهت فروش، امکان‌بارگیری و انتقال به تانکر یا کشتی در حداقل زمان ممکن وبسیاری موارد دیگر ... سبب می‌شود تا مواد محصول را بعد از تولید، در مخازن یا تانک‌های مناسب ذخیره نمایند. بیان این موضوع بسیار مهم است که یك مخزن بطور همزمان می‌تواند چند هدف اصلی را دنبال نماید. بعنوان نمونه‌ای از این مطلب می‌توان به مخزنی اشاره نمود که علاوه برذخیره دراز مدت و برنامه‌ریزی شده یک فرآورده، عملیات بارگیری و پخش را نیز سرویس دهی می‌نماید.

بطور کلی اهداف اصلی ساخت و احداث مخازن را می‌توان در موارد ذیل خلاصه نمود:

- بکاربردن مخازن بعنوان معیاری جهت اندازه‌گیری حجم خوراک و محصول تولید شده

- ذخیره نمودن مواد اولیه و خوراک واحدها (مخازن خوراك)
- ذخیره کردن مواد واسطه تولید شده در فرآیند(مخازن واسطه و فرآیندی)
- ذخیره نمودن فرآورده‌ها(مخازن ذخیره)
- توزیع (مخازن پخش)
- همسان نمودن کیفیت محصول(مخازن کنترل کیفی)

اما درشرکت پخش فرآورده‌های نفتی، چهار هدف زیر بیشتر نمود داشته است:

- ذخیره نمودن سوخت (با هدف انعطاف‌پذیری در هر سطحی از تقاضای مصرف‌کننده)
- توزیع گسترده (با هدف یکسان‌سازی قیمت و دردسترس بودن درهرمکان)
- اطمینان از کیفیت جهت توزیع (با هدف حفظ استانداردهای کیفی جهت مصرف)

بنابراین می‌توان چنین پنداشت که ماهیت وجودی احداث مخازن در شرکت ملی پخش بیشتر به این اهداف وابسته بوده اند.البته توجه به این نکته حائز اهمیت است که رویکردهای جدید و ورود به بازارهای جهانی مصرف فرآورده‌های نفتی و ارتقاء سیستم‌های مصرف و ارزش افزوده و ... این اهداف را تحت تاثیر قرار داده و خواهند داد. نباید از نظر دور داشت که چنین اهدافی در سایه رعایت استانداردهای فنی و مناسب درساخت این تجهیزات قابل حصول خواهد بود. مهمترین استانداردی که مخازن ذخیره فرآورده‌های نفتی براساس آن طراحی و ساخته می‌شوند استاندارد API ۶۵۰ است.

استاندارد API۶۵۰مجموعه‌ای از الزامات جنس و متریال، طراحی، ساخت، نصب و تست مخازن ذخیره اتمسفریک بیان می‌کند. مخازنی که تحت این استاندارد ساخته می‌شوند می‌بایست سقف شناور روباز یا سقف شناور سربسته و یا فقط تک سقف ثابت اما بصورت احداث روی زمین، استوانه ای و عمودی باشند. بدون در نظر گرفتن الزامات ضمائم، فشار داخلی مخازنی که طبق آن طراحی و ساخته می‌شوند نباید از حدود فشار جو بیشتر باشد. از اینرو به اغلب مخازنی که تحت این استاندارد ساخته می‌شوند، مخازن اتمسفریك نیز می‌گویند. دمای کاری برای این گونه مخازن نباید از ۹۳°C بیشتر باشد. اما باید

در نظر داشت زمانی که الزامات اضافی مندرج در ضمایم این استاندارد رعایت گردد فشار و دمای کاری می‌تواند به ترتیب تا ۲۶۰°C و ۱۸ kpa افزایش یابد. درادامه، پاره‌های از الزامات و توصیه‌های این استاندارد درخصوص مخازن شرح داده خواهد شد.

تقسیم بندی انواع مخازن

Tank Type Division

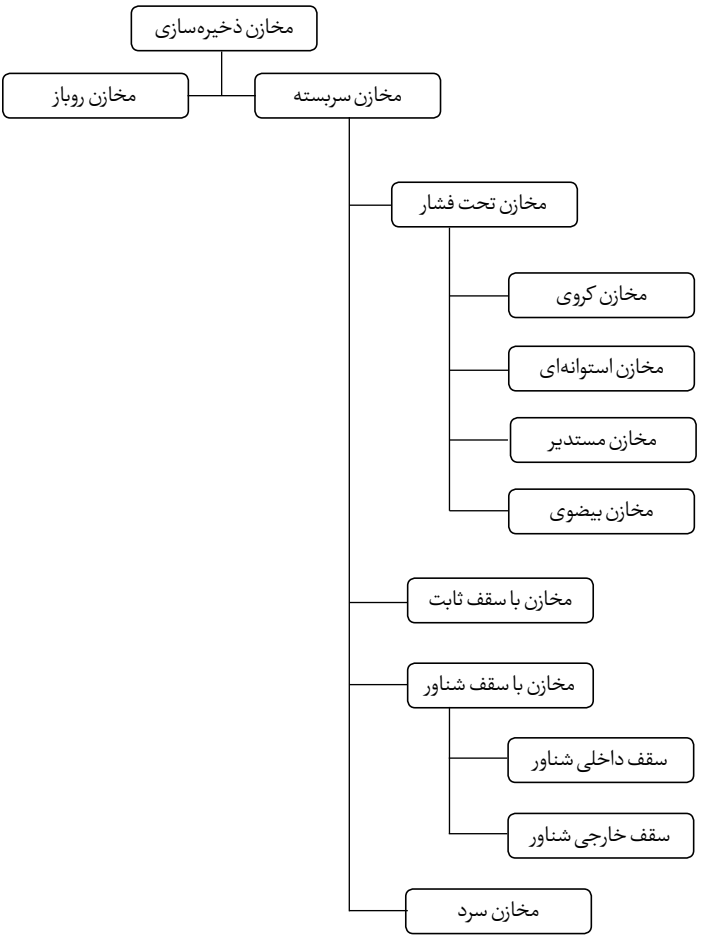
اصولا، از آنجا که فرآورده‌های نفتی مختلف، دارای خواص شیمیایی و فیزیکی مختلفی هستند، شرایط و نحوه ذخیره‌سازی آن‌ها از یکدیگر متفاوت است. علاوه براین موضوع، با توجه به تاثیر پذیری نگهداشت این مواد از شرایط جغرافیائی، ممکن است شرایط نگهداری یک فرآورده در دو نقطه متفاوت از حیث آب و هوائی، با یکدیگر تفاوت داشته باشد.

از لحاظ فنی واساس طراحی، تقسیم‌بندی جامع و یکنواختی برای مخازن ذخیره وجود ندارد ومهمترین دلیل آن رفتارهای ترمودینامیکی مشابه ومتنوع فرآورده‌های نفتی درگستره دمائی قابل مواجهه است .بنابراین درتقسیم بندی مخازن، تداخل طبقه‌بندی و موضوعات موثر در تقسیم‌بندی مشاهده می‌گردد.

بنابراین طبقه‌بندی مخازن، می‌تواند از زوایای متفاوتی صورت پذیرد.

پارامترهائی چون ساختار وشکل هندسی، نوع سیال و منطقه جغرافیائی بهره‌برداری از آن، میزان فشار بخار ماده ذخیره شده و... در این تقسیم بندی می‌توانند نقش ایفا نمایند.

جهت انجام یک تقسیم‌بندی ساختاری مطابق نمودار زیر می‌توان همه مخازن را به دو دسته کلی مخازن روباز (Open Roof)و سر بسته(Closed Roof) تقسیم نمود.



دربخش بدون زیر شاخه این نمودار (سمت چپ)، مخازن ذخیره‌سازی روباز (Open Top Tank)، که یکی از ساده‌ترین اشکال درطبقه‌بندی مخازن بوده و به لحاظ ظاهری، به شکل دیواره ای بدون سقف می‌باشنددیده می‌شود. از مخازن روباز بدلیل نداشتن سقف و تماس سیال با محیط بیرون برای ذخیره‌سازی موادی استفاده می‌گردد که:

- میزان فراریت آنها بسیارناچیز باشد (زیرا بالا بودن میزان فراریت باعث تبخیر و اتلاف ماده می‌شود)
- مواد تحت ذخیره خاصیت اشتعال‌زایی نداشته باشد (زیرا امکان بروز آتش‌سوزی بوجود می‌آید)
- مواد ذخیره شونده، موادگران قیمتی نباشد (زیرا بدلیل باز بودن سرمخزن امکان آلوده شدن ماده وجود دارد مگر آنکه خالص بودن سیال اهمیت چندانی نداشته باشد و یا قبل از استفاده تصفیه شود)
- بازبودن بی واسطه سطح موادبه اتمسفر، موجب آلودگی محیط زیست نشود.

با توجه به موارد فوق، مخازن روباز برای ذخیره‌سازی و نگهداشت فرآورده‌های نفتی کاربردی ندارند. زیرا علاوه بر مسائل اتلاف و مخاطرات ایمنی و کیفیتی، مشکلات زیست محیطی را بواسطه تبخیر مداوم خود به همراه خواهند داشت.

به لحاظ اندازه، مخازن ذخیره‌سازی روباز عموماً دارای اندازه‌های بزرگی هستند. تانك‌های روباز معمولاً در محدوده قطرهای تا ۷۰ متر و عمق تا ۷ متر و در بعضی شرایط و طراحی‌ها با ابعادبزرگترنیز ساخته می‌شوند. این مخازن علاوه بر فلزات (انواع استیل) ممکن است ازبتن نیز ساخته شوند.

همانگونه که در تصویر فوق دیده می‌شود، از جمله موادی که در این مخازن ذخیره می‌شوند می‌توان به آب ذخیره فرآیندی، آب نمك، آب آهک(که به شکل دوغاب است) و ... اشاره نمود. مخازن ذخیره آب نمك در واحدهای کلر آلکالی واحدهای پتروشیمی از این نمونه هستند. استانداردهای جهانی و زیست‌محیطی، مقررات و پیشنهادات ویژه‌ای را برای نوع سیالات مجاز به نگهداری در مخازن روباز ضمن چگونگی طراحی و بهره‌برداری از آنها تدوین و ارائه نموده‌اند که مهمترین این استانداردها شامل API ۶۵۰، API ۶۲۰، API ۶۵۳ و ASME می‌باشند.

شاخه سمت راست نمودار درختی قبلی نیز نشان‌دهنده مخازن سربسته (Closed Roof) است. درطبقه‌بندی مطرح شده، از مخازن سربسته، می‌توان مخازن با سقف ثابت، مخازن سقف شناور، مخازن تحت فشارکروی، استوانه ای و مخازن سرد را مشاهده نمود. موادی همچون گازها، فرآورده‌های نفتی و سیالات تبخیرشونده و آتش‌گیر، مواد شیمیایی خطرناک مانند اسیدها یا بازها و سیالاتی که از خود گازهای سمی منتشر می‌کنند، باید در مخازن سربسته نگهداری و ذخیره شوند. گازهای مایع شده تحت سرمایش که دارای نقطه جوش پایین و عمدتا زیر صفر درجه سانتیگراد می‌باشند، در مخازن ویژه‌ای به نام مخازن سرد ذخیره می‌گردند. گاز اتیلن یکی از این نوع گازهاست که به عنوان خوراك گازی واحد تولید پلیمر پلی اتیلن در مجتمع‌های پتروشیمی استفاده می‌گردد. با توجه به پایین بودن دمای جوش این نوع مواد، بیش‌تر آن‌ها در دمای عادی محیط به شکل گاز می‌باشند لذا، برای ذخیره کردن آن‌ها، دو راه وجود دارد:

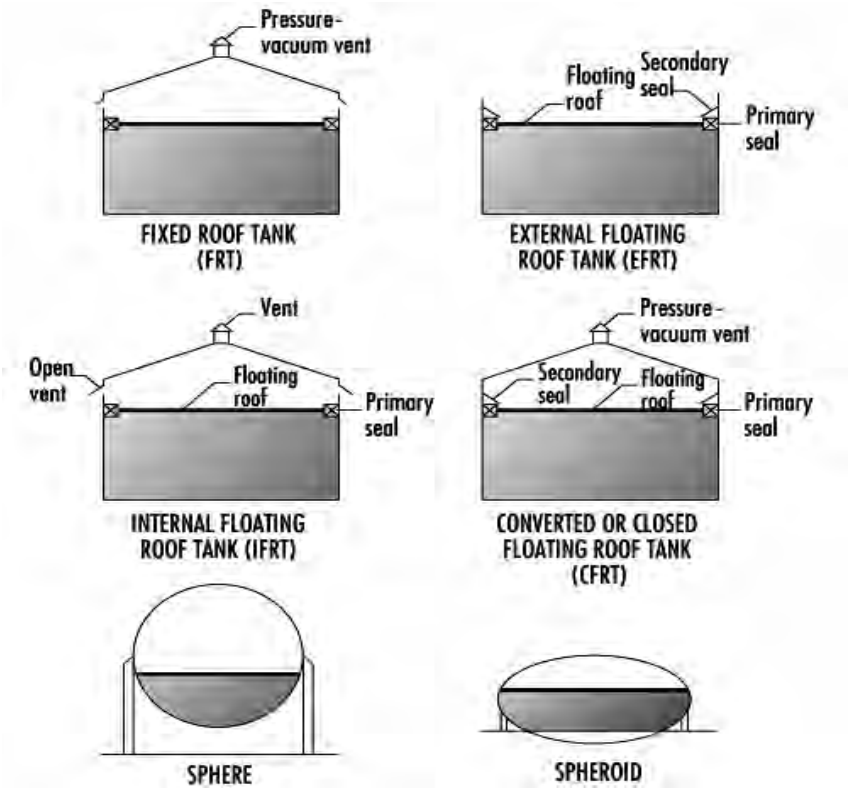
- در فشار بالا و دمای محیط
- در دمای پایین و فشار حدود فشار اتمسفر

از دیدگاه توام ایمنی و اقتصادی ذخیره‌سازی گازهای بسیارسبک در دمای پائین و فشار حدود اتمسفر مناسب‌تر از فشارهای بسیار بالا است، زیرا طراحی در فشار بالای عملیاتی و فشرده‌سازی و نگهداری در فشارهای بالا علاوه بر مخاطرات عملیاتی، موجب صرف انواع هزینه و انرژی می‌گردد اما نگهداری در فشارهای اتمسفریك و دماهای پائین مشمول استفاده از سیستم‌های عایق مناسب و کنترل راحت‌تر شرایط است. تصویر زیر یك تانك نگهداری گازمایع شده اتیلن در دماهای پائین را ضمن نمایش تجهیزات نگهداری و تثبیت شرایط مخزن نشان می‌دهد.

با توجه به گستردگی و تعدد انواع مخازن، گروهی از مخازن که درانبارهای دریافت و نگهداشت و توزیع فرآورده‌های نفتی بیشترین کاربرد را دارند محدود بوده و شامل کل طیف انواع مخازن نیست. مخازن مورد استفاده در حوزه فرآورده‌های تقطیرپالایشگاهی، براساس نوع طراحی به سه گونه زیر تقسیم‌بندی می‌شوند:

- مخازن تحت فشار استوانه‌ای، کروی و بیضوی
  (Cylindrical&Spherical&Spheroid Storage Tank)
- مخازن اتمسفریک سقف ثابت (Fixed Roof Tank)
- مخازن اتمسفریک سقف شناورپوشیده وسرباز(Floating Roof Tank)

که دو نوع اتمسفریک سقف ثابت و اتمسفریک سقف شناور فراوان‌ترین آنها هستند. شکل زیر شماتیکی از انواع طراحی‌های ممکن در خصوص مخازن یاد شده را جهت مقایسه ساختاری آنها نشان می‌دهد.



در شکل فوق، مخازن کروی(sphere) و بیضوی (spheroid)جزء مخازن تحت فشار(فشارهای تقریباپائین) قرار می‌گیرند که نوع بیضوی آن مورد استفاده انبارهای نفت ایران واقع نگردیده است و از توضیح بیشتر در این خصوص اجتناب شده و مخازن استوانه‌ای و کروی تحت فشار شرح بیشتری داده خواهند شد. مخازن سقف ثابت با مفهوم مشارکت سقف ثابت در کنترل بخارات، به دو صورت

سقف ثابت به تنهائی (EFRT) و سقف ثابت توام با سقف شناور (IFRT) می‌باشند.
در شکل قبلی نوع دارای دو سقف توام (CFRT) نیزدیده می‌شود. دو نوع دیگر با سقف شناور (FRT و IFRT) مخازنی هستند که سقف ثابت در عملیات کنترل بخارات مشارکت ننموده و دارای ونت اتمسفریك (تنفس مخزن در فضای آزاد) است.

انتخاب نوع مخزن

Selection of Tank Type

بعنوان یک قاعده کلی صرفنظر از ملاحظات زیست‌محیطی، در تمامی کاربردهای نگهداشت فرآورده‌های نفتی در مخازن مختلف، فراریت یا به عبارت دیگر فشار بخارفرآورده مورد نظر و میزان آتش‌گیری یا فلش پوینت فرآورده مورد نظر که ارتباط تنگاتنگی با فشار بخار آن فرآورده دارد معیاری تاثیرگذار در انتخاب نوع مخزن بوده‌اند.
فرآیند انتخاب مخزن براساس استانداردهای مختلف بر پایه هر یک از این دوپارامتر، بعنوان اصول مورد توافق در کلیه استانداردها مورد پذیرش واقع گردیده است. با دقت در مقادیر فشار بخار و حدود آتش‌گیری هر یک از فرآورده‌های نفتی، همپوشانی بین استانداردهای مختلف دراین خصوص مشخص خواهد گردید.

انتخاب مخزن بر اساس الزامات استانداردTCEQ

Tank Selection Based on TCEQ

مطابق با الزامات کمیته بین‌المللی کیفیت زیست‌محیطی (Texas Commission on Environmental Quality)،دستورالعمل شماره ۳ OP-UA، فرآورده‌های نفتی را از نظر انباشتن در انواع مخزن با ملاحظات فشار بخارحقیقی فرآورده موردنظر(True Vapour Pressure) می‌توان به سه دسته زیرتقسیم نمود:

- فرآورده‌هایی که فشار بخار آنها از ۱٫۵ پوند بر اینچ مربع (psi) یا (۱۰٫۳ kPa) کمتر است، این فرآورده‌ها معمولا در مخزن‌های سقف ثابت (Closed Roof

such as a Cone or Dome) نگهداری می‌شوند. نفتکوره و نفتگاز جزء این دسته سیالات می‌باشند.

- فرآورده‌هایی که فشار بخار آنها بین ۱٫۵ تا ۱۱٫۱ پوند بر اینچ مربع(۷۶٫۶kPa) است، این فرآورده‌ها در مخزن‌های سقف شناور (Floating Roof External or Internal) نگهداری می‌شوند. نفت سفید و بنزین نیز جزء این دسته از سیالات می‌باشند.
- فرآورده‌هائی که فشار بخار بزرگتر از ۱۱٫۱ پوند بر اینچ مربع دارند، مخازن تحت فشار(Pressurized Storage) مانند مخازن کروی یا استوانه‌ای افقی ذخیره می‌گردند.گاز مایع LPG جزء این دسته از فرآورده‌ها می‌باشد.البته، در این محدوده فشاری(فشار بخار بزرگتر از ۱۱٫۱ پوند بر اینچ مربع)، مخازن استوانه‌ای افقی ترجیح داده می‌شوند اما، بر حسب شرایط عملیاتی گاهی از مخازن کروی نیز استفاده می‌گردد و در فشار بخارهای بالاتر از ۵۰ پوند بر اینچ مربع باید حتماً از مخازن کروی استفاده گردد. به عنوان یک قاعده فنی دیگر نیز، فرآورده‌هایی که دارای فشار بخار نزدیک ۱۰۰ پوند بر اینچ مربع هستند در مخزن‌های کروی نگهداری می‌شوند.

انتخاب مخازن ذخیره براساس الزامات ASTM

Tank Selection Based on ASTM

از لحاظ درجه‌بندی ریسک و طبقه‌بندی خطرات، مطابق استاندارد ASTM مواد هیدروکربنی را به طبقات ذیل تقسیم نموده‌اند که در نتیجه گزارش فلش پوینت این مواد، چگونگی ذخیره‌سازی این مواد برطبق میزان آتش‌گیری یا فلش پوینت فرآورده تبیین گردیده است. جدول زیر درخصوص انتخاب تانك اتمسفریك برحسب طبقه آتش گیری فرآورده که اصطلاحا کلاس(Class) فرآورده نامیده می‌شود، گزارش شده است.

مخزن سقف ثابت	مخزن سقف متحرک	نوع فرآورده	طبق‌بندی مشتقات نفتی
×	×	LPG	Class 0
×	✓	فرآورده با فلش پوینت زیر ۲۱ درجه سانتیگراد	Class I
✓	✓	فرآورده با فلش پوینت از ۲۱ درجه به بالا تا ۵۵ درجه سانتیگراد (جهت نگهداری زیر دمای فلش)	Class II (۱)
×	✓	فرآورده با فلش پوینت از ۲۱ درجه به بالا تا ۵۵ درجه سانتیگراد (جهت نگهداری فوق دمای فلش)	Class II (۲)
✓	×	فرآورده با فلش پوینت از ۵۵ درجه به بالا تا ۱۰۰ درجه سانتیگراد (جهت نگهداری زیر دمای فلش)	Class III (۱)
✓	×	فرآورده با فلش پوینت از ۵۵ درجه به بالا تا ۱۰۰ درجه سانتیگراد (جهت نگهداری فوق دمای فلش)	Class III (۲)
✓	×	فرآورده‌های با فلش پوینت بالای ۱۰۰C	فاقد طبقه

انتخاب مخزن براساس ملاحظات NFPA ۳۰

Tank Selection Based on NFPA 30

از دیدگاه NFPA ۳۰ نیز، معیارمهمی که جهت انتخاب نوع مخزن بکارمی رود، قابلیت احتراق و اشتعال مواد ذخیره شدنی است. براساس تعریف بعمل آمده توسط این استاندارد، مایع قابل اشتعال (Flammable Liquid) مایعی است که نقطه اشتعال آن پایین‌تر از ۳۷٫۸ درجه‌ی سانتی گراد بوده و فشار بخار آن در ۳۷٫۸ درجه سانتیگراد از ۴۰ psi (مطلق) (۲۰۶۹ میلیمتر جیوه) فراتر نرود.

این مایعات قابل اشتعال در کلاس I مایعات طبقه‌بندی می‌شوند. کلاس I مایعات خود به سه دسته زیر تقسیم می‌شوند:

- کلاس IA (مایعاتی که نقطه اشتعال آنها کمتر از۲۲٫۸درجه سانتیگراد و نقطه جوش آنها کمتر از ۳۷٫۸ درجه سانتیگراد می‌باشد)
- کلاس IB (مایعاتی هستتند که نقطه اشتعال آنها زیر ۲۲٫۸درجه سانتیگراد (کمتراز۷۳درجه فارنهایت) و نقطه جوش آنها برابر یا بالاتر از ۳۷٫۸درجه سانتیگراد (بزرگتر مساوی ۱۰۰درجه فارنهایت). بنزین بطور قطع و نفت سفید تا حدود بسیار زیادی(بسته به میزان مواد سبک آن) جزء این دسته از تقسیم‌بندی‌هاست. این استاندارد نگهداشت این مایعات را در مخازن سقف شناور مجاز دانسته است.
- کلاس IC (مایعاتی هستند که نقطه اشتعال آنها برابر یا بالای ۲۲٫۸درجه سانتیگراد اما نقطه جوش آنهاکمتر از۳۷٫۸درجه سانتیگراد می‌باشد

از نگاه این استاندارد،مایع قابل احتراق(Combustible Liquid) مایعی است که نقطه اشتعال آن ۳۷٫۸درجه سانتیگراد یا بالاتر از آن باشد. مایعات قابل احتراق به کلاس II و III تقسیم می‌شوند.

- کلاس IIشامل هر مایع قابل اشتعالی که نقطه اشتعال برابر یا بالاتراز۳۷٫۸ و کمتراز۶۰ درجه سانتی گراد(بزرگترمساوی ۱۰۰درجه فارنهایت و کوچکترمساوی ۱۴۰درجه فارنهایت) دارد.سوخت دیزل یا نفتگاز و نفتکوره جزء این دسته می‌باشد.استاندارد NFPA ۳۰ نگهداری این مواد را درمخازن سقف ثابت مجاز دانسته است.
- کلاس IIIA نیز شامل هر مایع قابل اشتعالی که نقطه اشتعال برابر یا بالای ۶۰ و پایین تر از ۹۳ درجه سانتی گراد دارد.
- کلاس IIIB نیز شامل هر مایع قابل اشتعالی که نقطه اشتعال برابریا بالای ۹۳ درجه سانتیگراد دارد.

انتخاب مخزن براساس استاندارد IPS

Tank Selection Based on IPS

وزارت نفت ایران، منعکس کننده دیدگاه‌های (IPS) استانداردهای نفت است که برای استفاده در تأسیسات تولید نفت و گاز، پالایشگاههای نفت، واحدهای شیمیایی و پتروشیمی،تأسیسات انتقال و فرآورش گاز و سایر تأسیسات مشابه تهیه شده است.

شرایط دمای ۱۵ درجه سانتیگراد و فشار یك اتمسفر (۱۰۱،۳۲۵ کیلوپاسکال که بعضاً دما و فشار استانداردیاSTP خوانده می‌شود)مبنای محاسبات الزامات استاندارد IPS-E-PR-۳۶۰ درخصوص ذخیره‌سازی مایعات نفتی است.

درخصوص ذخیره‌سازی نفت خام و فرآورده‌های پالایشگاهی این استاندارد توصیه‌های ذیل را بعمل آورده است. به طور کلی:

فرآورده‌های بافشاربخارمطلق(روش رید)بزرگتر از۷۹،۳ کیلوپاسکال ترجیحاً در ظروف تحت فشار(مثلا کروی) ذخیره می‌شوند.

چنانچه RVP فرآورده‌های سبکتر پالایشگاه از فشار اتمسفر یك محل بیشتر باشد و یا برای ذخیره‌سازی آن از سیستم تبرید استفاده نشودباید در ظرف تحت فشار ذخیره گردد.گاز مایع جزء این دسته از مواد محسوب می‌گردد.

سوخت‌های هواپیمایی(ATK وjp۴) بدلیل دمای اشتعال کمتراز۴۰درجه سانتیگراد و تاثیر حرارت تابشی برتبخیر بیشتر و همچنین آلایندگی بیشترنگهداری درمخازن سقف شناورخارجی وهمچنین ممانعت ازورودآلودگی‌های ناشی از باد و بارندگی ،می بایست در مخازن سقف ثابت دارای سقف شناور داخلی ذخیره گردند.

نفت خام، نفتا و نفت سفید و دیگرهیدروکربن‌هایی که دارای نقطه اشتعال بسته ۴۵ درجه سانتیگراد یا کمترند در مخازن سقف شناور ذخیره گردند.

نفت گاز، سوختهای دیزل، روغن‌های روان کننده، نفت کوره و ته مانده برج‌ها (با نقاط اشتعال روش سربسته بالاتر از ۴۵ درجه سانتیگراد) در مخازن سقف ثابت بدون فشارذخیره گردند.

انتخاب نوع مخزن براساس CFR

Tank Selection Based on CFR

این استاندارد برای کارائی مخازن نگهداشت ترکیبات فرار شامل مایعات نفتی شامل دستورات تشخیص و نصب مجدد و بهبود است که در۱۹۸۹ مورد تدوین موسسه Federal Regulation قرارگرفت. مطابق این استاندارد برپایه ملاحظات زیست‌محیطی، برای انتخاب نوع سقف مخزن نگهداشت فرآورده‌های نفتی پالایشگاهی دو پارامتر تاثیر اساسی خواهد داشت.

- فشار بخار TVP ماکزیمم فرآورده نفتی درطول سال که مرتبط با دمای حداکثر قابل رخداد در طول سال است. ارتباط دمای اشتعال با فشاربخار، انتخاب فشار بخار را در حدود پوشش نقطه اشتعال کافی می‌نماید.
- قوانین محلی وضع شده درخصوص آلودگی هوا

بنابراین و با استناد به الزامات تعیین شده از سوی این استاندارد، حاشیه ایمنی و محافظت زیست‌محیطی فراتری از محدوده‌های سایر استانداردها مشاهده می‌گردد. لذا:

۱. موادی که TVP یا فشار بخار حقیقی آنها همیشه کمتر از ۵٫۲ کیلوپاسکال باشد می‌توانند درمخازن سقف ثابت مورد نگهداری واقع شوند.

۲. موادی که فشاربخارحقیقی آنها همیشه ۵٫۲ تا ۷٫۶ کیلوپاسکال باشد باید در مخازن سقف شناور داخلی و یا سخت شناور خارجی نگهداری شوند که نوع سقف شناور داخلی براساس الزامات زیست محیطی مورد استفاده واقع می‌گردد. البته این دسته مواد درصورتیکه مخزن مجهز به ونت بسته هدایت شونده به دستگاه کنترل بخارات باشد می‌توانند در مخازن سقف ثابت نیز نگهداری شوند.

۳. موادی که TVP آنها در همواره بالای ۷٫۶ کیلوپاسکال باشد می‌بایست حتما در مخازن مجهز به سیستم ونت بسته بخارات هدایت‌شونده به سیستم کنترل بخارات باشند.

۴. موادی که تقریبا وهمواره فشار بخارحقیقی نزدیک به فشار اتمسفر دارند باید در مخازن تحت فشار یا همان ظروف ساخته شده براساس API۶۲۰ و ASME

نگهداری شوند.

با توجه به موارد فوق و رعایت الزامات و تبعیت از دستورالعمل‌های قانونی برای موسسات تحت حوزه قانون یاد شده، نفتگاز(Gas Oil)، نفتکوره (Fuel Oil) و سوخت‌های سنگین(Heavy Fuel Oil) می‌توانند در مخازن سقف ثابت و بنزین(Gasoline) و نفت سفید(Kerosene)باید درمخازن سقف متحرک مورد نگهداشت واقع شوند.

البته استانداردهای زیست محیطی و تبعیت انتفاعی از آنها می‌تواند به استفاده از مخازن سقف شناور و حتی سقف شناور داخلی برای همه مواد منتهی شود، اما از لحاظ ایمنی نگهداشت، انتخاب‌های یادشده کفایت مسائل ایمنی را خواهد نمود.

استفاده از سقف شناور داخلی رانیز می‌توان بعنوان یک اقدام محلی و داخلی برای سازمان‌ها درنظر گرفت. به عبارت دیگر این نوع مخازن دارای الزام در کاربرد بعنوان الزام استاندارد بین‌المللی نیستند و معمولا بسته به شرایط طراحی و زیست‌محیطی، برای مخزن با قطر کوچکتر یا مساوی ۴۵ متر، استفاده و مورد طراحی و بکارگیری واقع می‌گردند.

بعنوان یک قاعده عمومی، هرفرآورده ای که فشاربخار اشتعال پذیر در شرایط نگهداشت دمائی اش تولید نماید بایستی درمخازن سقف متحرک و یا دارای پوشش با گاز بی‌اثر(Inert Blanketing) مورد نگهداشت واقع شود.

مخازن اتمسفریک

Atmospheric storage tank- AST

مخازن اتمسفریک در صنایع نفتی جهت نگهداری و عملیات روی سیالاتی که اختلاف فشار بخار آنها با فشار اتمسفر زیاد نیست، استفاده می‌شوند.مواد هیدروکربنی مانند نفت خام، نفت سنگین، نفت گاز (گازوئیل)، نفت کوره، نفتا و بنزین که معمولاً در فشار اتمسفریک ذخیره میشوند.زیرا همانگونه که در بخش جداسازی اتمسفریک پالایشگاه شرح داده شد،محصولات فوق درفشار اتمسفر مورد تفکیک و حصول واقع شده‌اند و نگهداری آنها در شرایط کنترل شده اتمسفیک ممکن خواهد بود. همانگونه که در بخش‌های بعدی خواهیم دید، مخازن اتمسفریک ازجنبه نوع سقف درسه نوع زیر دسته‌بندی می‌شوند.

- **مخازن سقف ثابت بدون سقف شناور**

این مخازن جهت موادی که درشرایط دما و فشارمعمولی محیط تبخیر زیادی را متحمل نشده و بخارات متصاعدشده قابلیت احتراق و اشتعال دردمای معمولی محیط را نداشته باشند بکار می‌روند.

- **مخازن سقف ثابت و دارای سقف شناور**

این مخازن جهت موادی که درشرایط دما و فشارمعمولی محیط تبخیر زیادی را متحمل شده و بخارات متصاعد شده قابلیت احتراق و اشتعال دردمای معمولی محیط را داشته باشندبکار می‌روند.

- **مخازن سقف شناوربدون سقف ثابت**

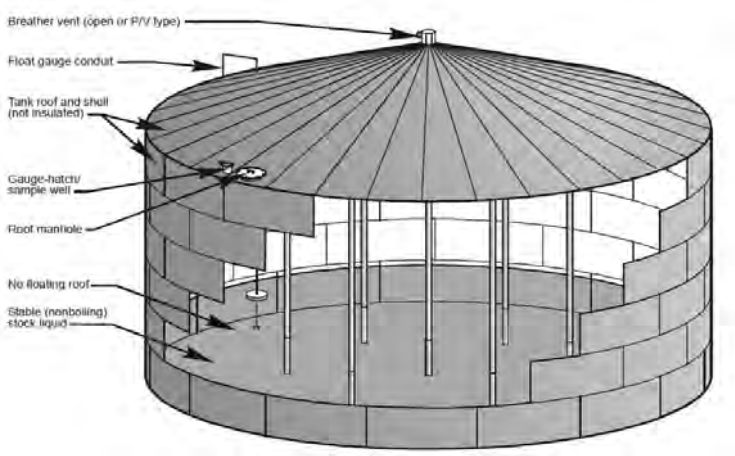
این مخازن جهت موادی که درشرایط دما و فشارمعمولی محیط تبخیر تقریبا زیادی را متحمل نشده و بخارات متصاعدشده قابلیت احتراق و اشتعال دردمای

معمولی محیط را داشته باشندبکار می‌روند.

درصورتیکه سیال موردنظر خاصیت سمی و آتشگیری کمی داشته باشد از نوع سقف شناور خارجی و در صورت بالا بودن سمّیت و یا آتشگیری شدیدماده موردنظر، از نوع سقف ثابت توام با سقف شناور داخلی استفاده خواهد شد.

مخازن اتمسفریک سقف ثابت(بدون سقف شناور)

Fixed Roof Tanks



اصولا استفاده از مخزن اتمسفریک سقف ثابت بدون سقف شناور (Fixed Roof Tanks) هنگامی مطرح است که:

- خواص شیمی فیزیکی مایع مورد نظر اجازه استفاده از این مخزن را بدهد(نقطه فلش و اشتعال پذیری)
- حداقل هزینه برای ساخت مخزن مطرح باشد
- حداقل تجهیزات وتعمیرات برای ذخیره سازی مایعات مدنظر باشد

اما محدودیت‌های اعمال شده بواسطه خواص مواد تحت نگهداشت و ذخیره‌سازی، استفاده از این نوع مخازن را محدودتر می‌نماید. ازدیدگاه

ترمودینامیکی، مخازن اتمسفریک سقف ثابت جهت نگهداری موادی به کار می‌روند که در دمای محیط به میزان بسیارکم و قابل کنترلی تبخیر می‌شوند. به بیان دقیق تر،این نوع مخازن هنگامی که فرآورده در شرایط دمائی هوای محیط سرعت ومقدارتبخیراندکی دارند،مورد استفاده واقع می‌گردند. بنابراین ضمن توجه به اعمال مهمترین محدودیت یعنی به خواص فرآورده ذخیره شده، مخازن سقف ثابت برای ذخیره سازی در فشار اتمسفر طراحی می‌گردندوبدین جهت نام اتمسفریک را برای آنها انتخاب نموده اند.

با توجه به توضیحات فوق، مخازن اتمسفریک مجهز به منافذ تخلیه باز می‌باشند. به لحاظ فشارعملیاتی، از دیدگاه استاندارد API، این مخازن جهت نگهداری موادی مورد استفاده قرار می‌گیرند که فشار بخار واقعی آنها در دمای کاری مخزن کمتر از ۱٫۵پوند بر اینچ مربع (مانند نفتگاز) باشد. البته این نوع مخازن برای نگهداری کلیه مواد، برای فشاربخارهائی حداکثر تا ۵۰ میلی‌بار (۵کیلو پاسکال) می‌توانند طراحی شوندکه درآنصورت بخارات و تنفس مخزن را با ابزاری تحت کنترل قرار خواهند داد.

درصورت کنترل بخارات با ابزار یاد شده بواسطه نوسان فشار مخزن حول فشار اتمسفر، برگشت بخارات از فاز بخار به فاز مایع (Condensation)، موجب ایجاد فشارمنفی نسبت به اتمسفر یا به اصطلاح خلاء نسبی خواهد گردید.لذا مخازن سقف ثابت برای مقدار جزئی خلاء که بواسطه محدوده فشاربخار سیالات تحت ذخیره‌سازی، معمولاً از۶ میلی بار(۶کیلوپاسکال) تجاوز نمی‌کنند نیز طراحی می‌شوند. مفاهیم فوق یعنی ایجاد سیستم تعادل بخار یکی دیگر از روش‌های کنترل انتشار بخارات دراین نوع مخزن است. مخزن‌هایی که برای انباشتن مایعات فرار ساخته می‌شوند، باید بدون منفذ (Gas Tight) بوده و تغییرات فشار را تا حد طراحی مخزن تحمل نمایند.

اندازه مخزن و نقطه اشتعال فرآورده ذخیره شده در انتخاب مخزن موثر است. گاهی اوقات هر چند که فرآورده تحت ذخیره‌سازی از جهت طبقه‌بندی نیازمند یک سقف شناور است، اما احجام ذخیره‌سازی و سایر شرایط عملیاتی منجربه تغییر نوع ساختارطراحی وانتخاب شیوه‌های مختلف کنترل بخارخواهد گردید. لذا برای کنترل انتشار آلاینده‌ها و بخارات هیدروکربنی از مخازن سقف

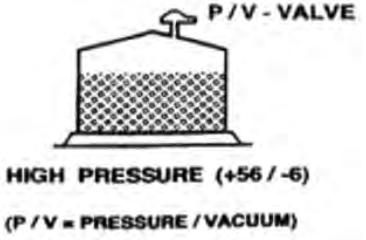
ثابت نیز، چند روش استفاده می‌شود که میزان استفاده از مخزن، و شرایط جوی محل مخزن از پارامترهای انتخاب روش سیستم کنترل انتشار بخارات برای این مخازن می‌باشد.

بطورکلی این مخازن با یك فضای بخار ایمن در بالای سطح مایع بهره‌برداری می‌شود. لذا از منظر فشار کاری مخزن، این مخازن به سه نوع طبقه‌بندی می‌شوند:

- مخازن بدون فشار که جهت نگهداری مواد در فشار محیط استفاده می‌گردند و دارای دریچه ای آزاد به فضای بیرون می‌باشند. میزان تبخیرو کندانس شدن بخارات دراین مخازن بواسطه ماهیت فرآورده ذخیره شده اندک بوده و مخزن تحت تنفس (دم و بازدم)شدیدی نیست. نماد این مخازن درنقشه‌های واحدهای عملیاتی به فرم زیر می‌باشد.

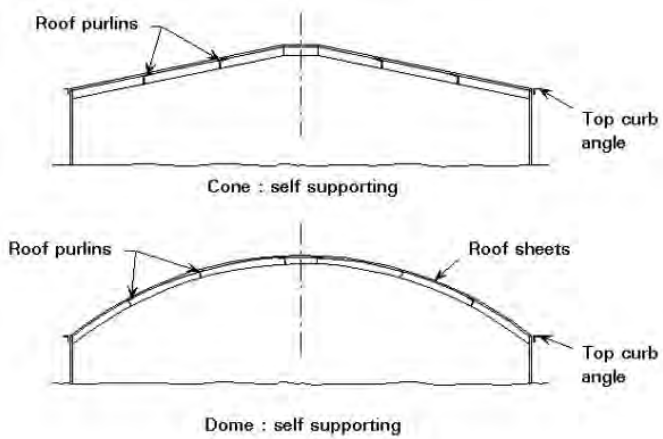
- مخازن با فشار کاری پایین که درآنها تنفس مخزن بیشترازحالت قبل بوده وشرایط ایمنی و زیست محیطی کنترل آنها را توصیه می‌نماید.
- مخازن با فشار کاری بالا که درصورت تنفس در محیط، حجم تنفس درآنها بالاتر از دوحالت قبلی بوده ودراثرتبخیرفرآورده حجم بالای بخار سبب ایجاد فشاری بالاتر و مثبت نسبت به اتمسفرنموده ومایع شدن بخارات حاصله دراثرسردشدن محیط سبب ایجادفشاری منفی و قابل توجه نسبت به اتمسفر می‌نماید. این مخازن با استفاده از شیرهای فشارشکن با محیط بیرون در ارتباط می‌باشند. بدین مفهوم که تاحدی ازفشار مثبت بخارات حاصل از تبخیرفرآورده و فشارمنفی حاصل از کندانس شدن فرآورده تحمل نموده وتنفس درمحیط نمی نمایند. دراین مخازن، کنترل فشار مثبت و منفی با استفاده از یك شیرکنترل فشار- خلاء(Pressure Vacuum Valve)

صورت می‌پذیرد. نماد دو مخزن اخیر درنقشه‌های واحدهای عملیاتی به فرم زیر می‌باشد.



ازلحاظ ساختار و نصب، مخازن اتمسفریک سقف ثابت، مخازنی روزمینی بدون سقف شناور داخلی هستندکه توسط یک سقف فولادی یا آلومینیومی پوشیده شده‌اند.

ازلحاظ نامگذاری سقف، این مخازن جزء دسته مخازن سقف بسته (Closed Roof) بوده وبه اشکال مختلفی ازجمله سقف گنبدی، کروی، نیمه کروی ویا مخروطی شکل ساخته می‌شوند.هرچند مخازن سقف ثابت معمولا به دو شکل متداول تر مخزن با سقف مخروطی و مخزن با سقف گنبدی(به ترتیب اشکال زیر)ساخته می‌شوند. از نظر عملیاتی، سقف‌های مخروطی این مخازن رایج تر هستند، ولی سقف‌های گنبدی از استحکام بیشتری برخوردار می‌باشند.



ازنظر سیستم نگهدارنده سقف درمخازن سقف ثابت، سقف‌ها به دو دسته تقسیم می‌شوند:

- سقف‌هائی که دارای پایه نگهدارنده می‌باشند.
- سقف‌های بدون سیستم نگهدارنده یا به اصطلاح خودنگهدار (Self supported)، که این نوع سقف‌ها به بدنه مخزن جوش داده شده وهیچ پایه و ستونی جهت نگهداری نیاز ندارند.

درنوع خودنگهداربافشارکاری بالا، سقف ثابت به روش‌های مختلفی به بدنه مخزن جوش داده می‌شود. این جوش‌ها باعث استقرار محکم سقف بر روی مخزن می‌گردد. در مواقعی ممکن است که به هر دلیلی فشار در مخزن بیشتر از حد مجاز افزایش یابد و بدلیل عمل ننمودن سیستم‌های مختلف کنترل فشار، امکان انفجار آن باشد، استحکام و پایداری این جوش‌ها به صورتی است که در حین بروز این مشکل، این جوش‌هاکنده شده و سقف از دیواره‌ها جدا میگردد و به این طریق از شکاف برداشتن دیواره‌های مخزن وانتشار و ریزش سیال به بیرون از مخزن و محوطه مخزن جلوگیری میگردد.هرچند شیرهای تنفس مخزن(Breathing Valve) و شیرهای ایمنی در مخازن برای جلوگیری از بالا رفتن بیش ازحد فشار داخل مخزن نسبت به مقدار مجاز آن در نظر گرفته شده اند، اما گاهی ممکن است به دلایل مختلفی ازجمله عملکرد نامناسب، وظیفه ی خود را به درستی انجام نداده و خطر انفجار، مخزن را تهدید نماید، در این صورت شکسته شدن جوش‌های سقف به بدنه، بعنوان راهکاری برای جلوگیری از بروز انفجار مطرح میگردد.

دیسک شکست (Rupture Disk) نیز قطعه ای تعبیه شده روی سقف این نوع مخزن است که ضعیفتر از قسمت‌های دیگرمخزن ساخته می‌شود و در مواقعی که کنترل کننده‌ها خوب عمل نکنند و یا اینکه برای شیرهای اطمینان مشکل به

وجود آمده باشد دیسک مزبور پاره شده و مانع از صدمه دیدن مخزن می‌گردد.در تصویر زیر یک نوع دیسک شکست رامی‌توان مشاهده نمود.

همانگونه که در بخش‌های مربوطه خواهیم دید به لحاظ ایمنی نیزتوصیه شده است این مخازن به اندازه کافی اتصال به زمین داشته باشند تا از آذرخش (هجوم بار الکتریکی ناشی از صاعقه) مصون باشند. الزامات استاندارد در این خصوص درفصل مربوطه ارائه شده است.

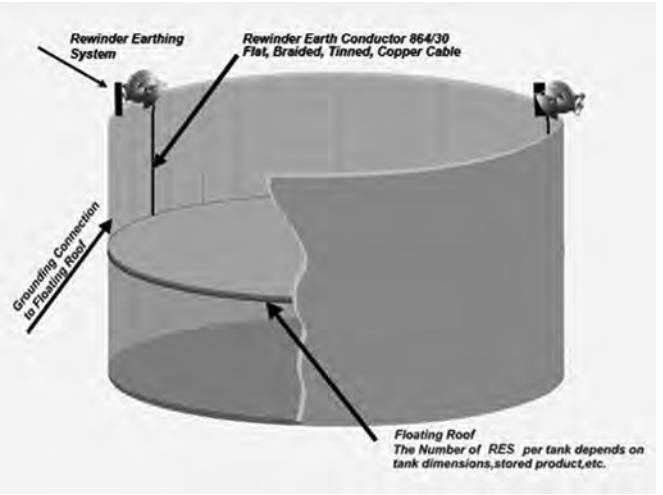
ازخصوصیات منفی مخازن سقف ثابت می‌توان به موارد ذیل اشاره نمود:

- تلفات تبخیری آنها بخصوص درنوع فشارکاری پائین و متوسط بسیار زیاد است. بالاخص برای مایعاتی که درمحدوده پائین فلش پوینت مجاز این مخازن قرار می‌گیرند،این تلفات بیشتر است.
- ریسک وخطرات انفجار درآنها بسیار بالاست.خصوصا زمانیکه طیفی از هیدروکربن‌های مجاز سبک درمایع تحت نگهداشت در بالاترین حد غلظتی خود باشند.
- خوردگی و زنگ‌زدگی در آنها بالاخص در مخازن با تنفس در اتمسفر بدلیل مکش رطوبت هوا در هنگام دم، بالا می‌باشد.

فضای موجود جهت نصب مخزن, تحمل فشار توسط فونداسیون وخاک زیر مخزن، از جمله عوامل مهمی است که حین طراحی در نظر گرفته می‌شوند.

مخازن اتمسفریک سقف شناور

Floating Roof Tank



مخازن سقف شناور (Floating Roof Tanks) مخازنی هستند که درفشار اتمسفر سرویس دهی نموده و سقف آنها به طور مستقیم روی سیال قرار داشته و باتغییر ارتفاع سطح سیال این سقف نیز بالا و پائین می‌رود. همانگونه که بعدا شرح داده خواهد شد این مخازن در دو نوع دارای سقف ثابت بالای سقف شناور و فاقد سقف ثابت دربالی سقف شناور طراحی و ساخته می‌شوند.

اصولا، زمانیکه در جهت نگهداری فرآورده‌های نفتی اهدافی چون:

- کاهش تلفات تبخیری بواسطه ماهیت مواد
- کاهش خطرات انفجار بواسطه ریسک بالای فاز بخار
- کاهش خوردگی و زنگ زدگی بواسطه تنفس مخزن و رطوبت بالای محیط
- کاهش نسبی هزینه تعمیرات بعنوان یک پارامتردائم درهزینه‌ها
- ممانعت از تبخیرفرآورده به اتمسفر درجهت مسائل زیست محیطی

مورد نظر باشند، مخازن سقف شناور مطرح خواهند بود. بطور کلی در مواقعی

که اندازه و ابعاد مخازن افزایش می‌یابد، بدلیل افزایش سطح مایع ذخیره شده، فشار بخار مایع درفضای بالای مخزن زیاد شده و تلفات تبخیری و مخاطرات نگهداری فرآورده افزایش می‌یابد.برای فرآورده‌های با فشار بخار زیاد در دمای معمولی محیط، این وضع حادتر است.در اینصورت مخازن سقف شناور به مخازن سقف ثابت ترجیح داده می‌شود.همانگونه که شرح داده شد، در مخازن با سقف ثابت، مایع درون مخزن تحت فرآیند تبخیر قرار می‌گیرد. تلفات تبخیری همین موضوع سبب گردید تا تحقیقاتی بر روی مخازن با سقف شناور(متحرک) انجام گیرد . به لحاظ تکوین تاریخی ،پیشرفت این تکنولوژی بعد از جنگ جهانی اول توسط شرکت آهن و پل شیکاگو (CB&I) شروع گردید. استفاده از یك سقف شناور باعث می‌شود که بخارهای حاصل از تبخیر که بر اثر شرایط محیطی و شرایط پر نبودن مخزن ایجاد می‌شود به شدت کاهش یابد.بنابراین این مخازن عموماً جهت مایعات و برای به حداقل رساندن ضایعات فرآورده و رعایت ایمنی و محیط زیست بکار می‌روند. دراین مخازن، سقف شناور روی سطح مایع قرار گرفته و زمانی که ارتفاع سطح مایع در مخزن به هر دلیلی مثل پر و خالی کردن مخزن و یا شرایط عملیاتی تغییر می‌کند، سقف شناور نیز بالا و پایین می‌رود. قرار گرفتن سقف شناور بر روی سطح مایع سبب می‌گردد که فشار بر روی سطح مایع زیاد گردد و این افزایش فشار از میزان فراریت ماده ذخیره شده می‌کاهد چراکه بالاتر بودن فشار فضای روی سیال نسبت به فشار بخار مایع باعث جلوگیری از تبخیر ماده می‌شود(اشباع شدگی فاز بخار).

ازلحاظ ساختارسقف شناور، این مخازن دارای دیواره‌ای استوانه‌ای شکل و سقف نوع شناور درز بندی شده با آن دیواره می‌باشند. درانواعی ازاین مخازن ،سقف شامل محفظه‌هایی تو خالی به نام پانتون(Pantoon) است که روی مایع شناور می‌مانند.آب بندی این محفظه‌ها در مقابل دیواره‌های مخزن جزء مهمترین اقدامات و تمایز سطح تکنولوژی این نوع مخازن با سایر مخازن است.

ازخصوصیات منفی مخازن سقف شناور نیز می‌توان به موارد زیر اشاره نمود.

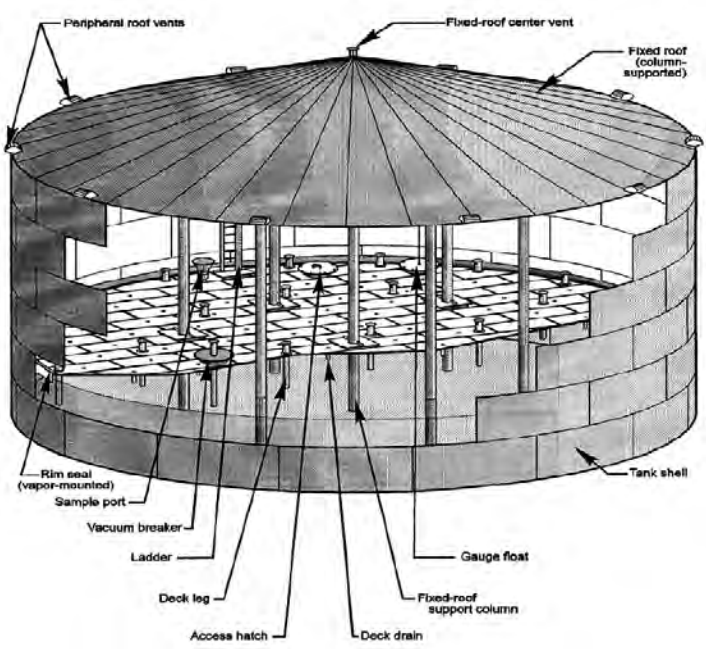
رسوب گیری و جرم گرفتگی اتصالات ارتینگ مخازن سقف شناور از جمله موارد چالش برانگیر دراین مخازن است. درخصوص ایمنی این مخازن ،توصیه شده است سقف شناور داخلی همچنین به نحوی طراحی شود که از رسوبات

و جرم گرفتگی اتصالات مخزن و اجزاء سقف ثابت ممانعت شود تا از نظر اتصال زمین ،همواره سیستم ارتینگ به ساختار اصلی مخزن وصل باشد.

ثبات شناوری سقف نیز جزء یکی از این چالش‌هاست.سقف شناور بر اساس اصول مربوط به طراحی آن، مسطح است تاازتجمع بخارات درزیرسقف ممانعت گردد. با این حال، اگر مقدار زیادی از بخار حاصل از فلش شدن یا دیگر بخارات غیرقابل کندانس (Noncondensable) درفاز بخار زیرسقف به دام افتاده باشد، ثبات شناوری سقف را تحت تاثیر قرارخواهد.لذا فضای بخار بالای سطح مایع در زیر یک سقف شناور در شرایط عادی، باید ناچیز باشد. تمام تلاش عملیات بهره برداری صحیح این گونه مخازن، ممانعت ازبروز این شرایط میباشد. باتوجه به اتفاقات گزارش شده و مواجهه‌های قبلی با غرق شدن سقف‌های شناور داخلی در حین عملیات درگذشته(مطابق آمارها و اطلاعات موجودو اشاره شده در بخش ایمنی ،جلد هفتم این هند بوک)، دقت در رعایت الزامات گفته شده درطراحی سقف این مخازن سبب ممانعت از بروز این اتفاقات خواهد شد.

در این نوع مخازن جهت ممانعت از تولید گازهای گلخانه ای ناشی ازتبخیر مایعات هیدروکربنی و شناخت و انتخاب روش‌های ممکن برای کنترل یا از بین بردن این آلاینده‌ها پیشرفت‌های مهمی صورت پذیرفته است. همانگونه که پیش‌تر بیان گردید، مخازن با سقف شناوردردو نوع دارای سقف ثابت و بدون سقف ثابت طراحی و ساخته می‌شوندکه در ذیل به اختصار شرح داده خواهند شد.

مخازن سربسته باسقف داخلی شناور IFRT
Internal Floating Roof Tank



مخازن با سقف شناور داخلی (Internal Floating Roof)، مخازنی هستند که درآنها سقف شناور بر روی فرآورده قرار داشته و علاوه بر آن، دارای یک سقف ثابت نیز هستند. اصولا مخازن (IFRT) در حالات زیر مورد استفاده قرار میگیرند:

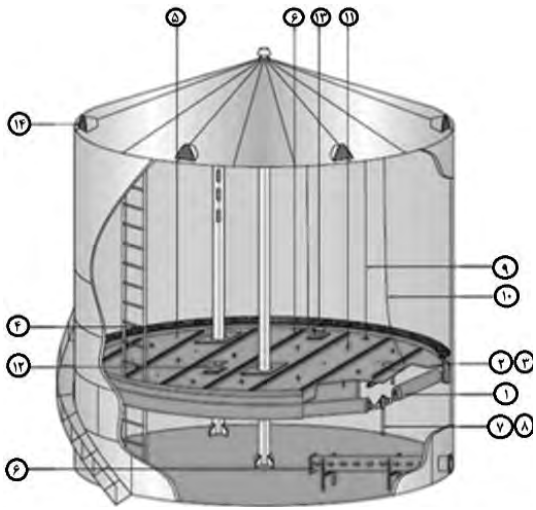
- درصورتیکه بار برف روی سقف شناور ممکن است مسئله ساز باشد.
- زمانیکه آلودگی مایع ذخیره شده توسط آب باران در مخازن سقف شناور قابل قبول نمی باشد.
- هنگامی که آلودگی محیط زیست یا مسائل ضایعات بخارات در مخازن بدون سقف ثابت وجود دارد و یا اینکه باید از تماس مایع ذخیره شده با هوا اجتناب شود.

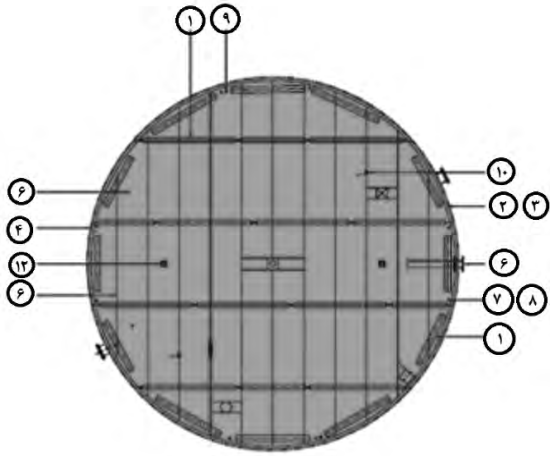
بنابراین از مهمترین مزیت‌های سقف ثابت روی سقف شناورمی‌توان به موارد ذیل اشاره نمود:

- محافظت سقف شناور و سیستم‌های آب بندی از عوامل جوی مانند باران، برف و بادو تابش‌های خورشیدی
- جلوگیری کامل از نشت مواد سمی و آتش گیر به محیط و افزایش سطح ایمنی انبار
- امکان اعمال فشار مثبت روی سقف شناور به کمك گاز ازت به‌منظور جلوگیری از نوسان و کج شدن سقف شناور
- افت تبخیری درشرایط آب بندی یکسان،برای سقف ثابت بواسطه عملکرد بخارات بین دوسقف بعنوان مانع تبخیر بیشترفرآورده به مثابه یک امتیاز سقف ثابت روی سقف شناور است.

دراکثر استانداردها و توسط اکثر سازندگان و پالایشگران این نوع سقف جهت نگهداشت بنزین و سوخت جت توصیه و مورد استفاده واقع گردیده است.

دراشکال ذیل، اهم اجزاء این نوع از مخازن به همراه نمونه ای از شمای برش عرضی نمای ازبالای مخزن سقف ثابت با سقف شناور داخلی نشان داده شده است.



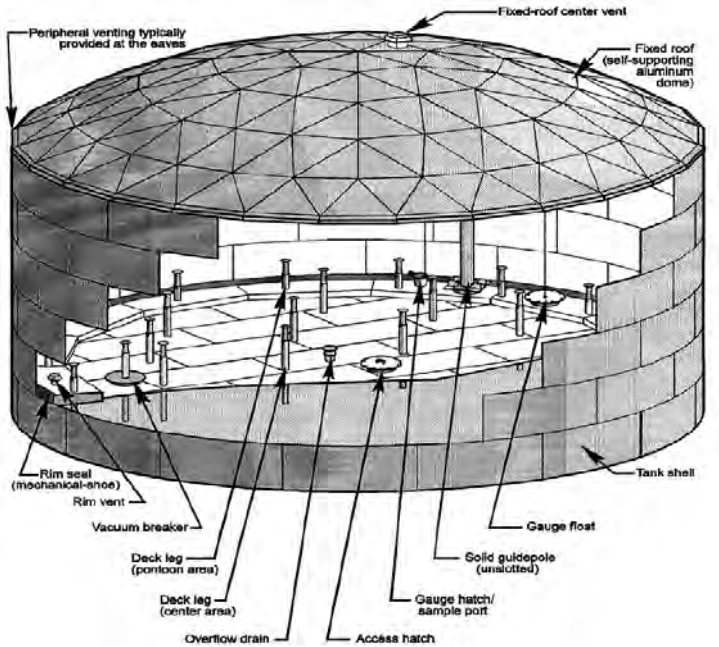


جزئیات شماره گذاری شده در اشکال فوق را به شرح زیر می‌توان مشاهده نمود:

۱-تیوب‌های شناوری کناره /اصلی(Main /Rim Float Tube)
۲- محفظه فوم(Foam Block)
۳-محفظه منحنی شکل(Envelope)
۴-نشت‌بند تمیزکننده(Wiper Seal)
۵- پوسته سقف شناور(Deck Skin)
۶-ستون مهارکننده(Clamp Beam)
۷-کفشک و ستون پایه(Leg pipe &Shoe)
۸-هوزینگ(Housing)
۹-کابل ضد چرخش(Anti-Rotation Cable)
۱۰-کابل اتصال به زمین(Ground Cable)
۱۱-آبراه(Stub Drain)
۱۲-خلاءشکن(Vaccum Breaker)
۱۳-ابزار نمونه برداری(Sampling Device)
۱۴-هواکش سقف(Roof Vent)
۱۵-پخش کننده داخلی(Inlet Diffuser Line)

مهمترین امتیاز مخازن سقف شناور دارای سقف ثابت این است که مواد ذخیره شده از اثرات ناشی از یخبندان و بارندگی محفوظ بوده و اثر تغییرات دمای هوا روی مایع ذخیره شده نیز بواسطه کاهش انتقال حرارت توسط فضای بین دو سقف کم است. در این نوع مخازن مشکلات مربوط به خارج کردن آب و نزولات آسمانی جمع شده روی سقف وجود ندارد و بدین ترتیب مشمول صرفه‌جوئی در هزینه احداث، نگهداری و تعمیرات می‌گردد.

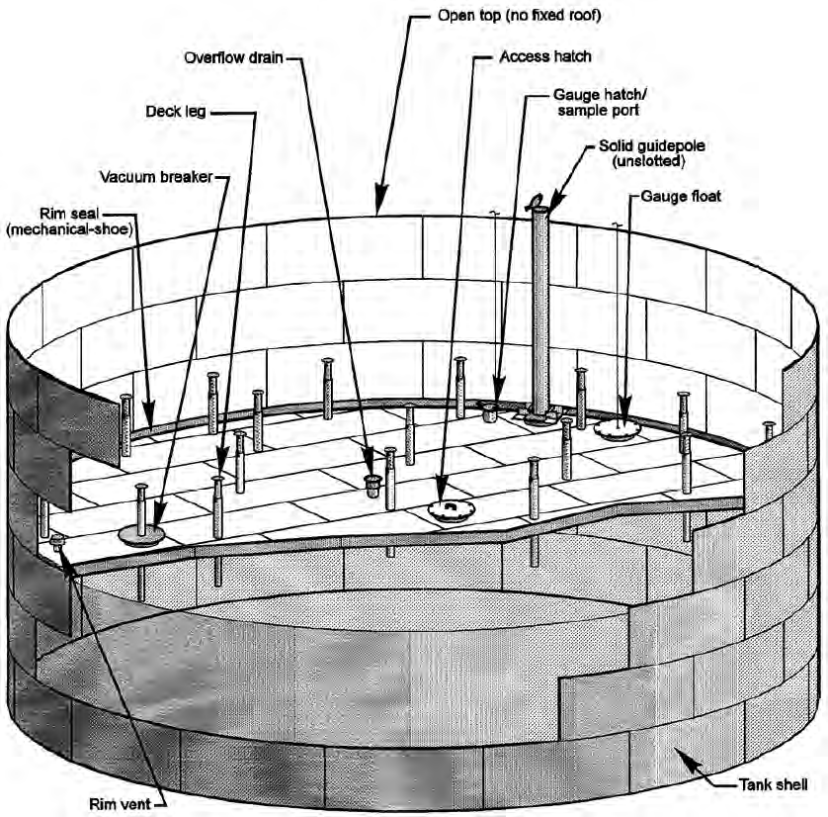
از دیدگاه تبخیر مواد، ممکن است مقداری گاز در موقع پرکردن مخزن و تخلیه آن بین دو سقف ثابت و شناور جمع گردد. بدین منظور هواکش‌هایی که در سقف ثابت تعبیه شده‌اند موجب خارج‌سازی گازها شده و شرایط ایمنی را برای عملیات این مخزن فراهم می‌آورند. به همین دلایل امروزه شرکت‌های نفتی بزرگ جهان عمدتاً این نوع مخزن را برای نگهداری مواد نفتی سبك ترجیح داده‌اند. در شکل زیر نمونه سقف گنبدی(Dome Roof Tanks) این مخزن را با نامگذاری تعدادی از اهم ملحقات آن می‌توان مشاهده نمود.



در این نوع مخزن مسدود نمودن فاصله بین جدار مخزن و سقف شناور (آب‌بندی سقف) به چند طریق ممکن است صورت پذیرد که بکار بردن هر یك بستگی به خصوصیات مواد ذخیره دارد که بعدا شرح داده خوهد شد.درمجموع، همانگونه که ملاحظه گردید تفاوت اصلی دو نوع مخزن سقف شناور ،در وجود یك سقف ثابت برای یکی از آنهاست و به همین دلیل هر یك از این انواع مخازن کاربرد مخصوص به خود را دارا می‌باشد. مطابق استاندارد API، هر دو نوع این مخازن برای موادی مورد استفاده قرار می‌گیرند که میزان فراریت مواد ذخیره شده در آنها بالا و فشار بخار در حدود 5psig باشد و در صورتیکه ماده مورد نظر خواص سمیت و آتشگیری کمی داشته باشد از نوع EFRT و در صورت بالا بودن سمیت و یا آتشگیری ماده مورد نظر از IFRT استفاده خواهد گردید.موادی چون نفت خام ،نفت سفید،بنزین و... را درمخزن نوع EFRT و متانول،اتانول، MTBE، و ... را درمخزن نوع IFRT ذخیره می‌کنند.البته هزینه زیاد ساخت و مشکلات تعمیرات در شرایط بد جوی ازمعایب و چالش‌های استفاده مخازن IFRT است.

مخازن روباز سقف شناور EFRT

External Floating Roof Tank



این دسته از مخازن، مخازن سقف شناوری هستندکه سقف ثابت ندارند و سقف شناور با فضای باز در ارتباط است وبدین دلیل مخازن سقف شناور از نوع خارجی یا EFRT نامیده می‌شوند.

مخازن(EFRT) در حالات زیر مورد استفاده قرار میگیرند:

- درصورتیکه بارش برف روی سقف شناورمسئله ساز نیست ومنطقه مورد نظر احداث مخزن بارش‌های معمولی دارد.

- زمانیکه آلودگی مایع ذخیره شده توسط آب باران در مخازن سقف شناور قابل قبول است ویا تفکیک آب ازفرآورده به آسانی صورت می‌پذیرد.
- هنگامی که آلودگی‌های ناشی از خروج بخارات به هوا ازهرحیث مشکل حادی ایجاد ننموده واثرات آن قابل صرفنظر باشد.

این نوع از مخازن, فاقد سقف ثابت بوده و تحت عنوان مخازن روباز با سقف شناور(External Floating Roof) مطرح گردیده اند. در این مخازن، تنها سقف مخزن، یك سقف شناور روی مایع بوده که باحرکت بالا و پائین شده سطح سیال، این سقف نیزبالا وپایین می‌رود .ازلحاظ ساختاری، مخزن با سقف شناور خارجی شامل یک پوسته استوانه ای فولادی روباز مجهز به سقف شناور بر روی سطح مایع ذخیره شده ضمن بهره مندی از یك سیستم درزبندی میباشد. همانگونه که بیان گردید باافزایش و کاهش سطح مایع، سقف این مخزن ،قابلیت بالا و پائین رفتن روی سطح مایع به صورت تعادلی رادارد.به همین دلیل بعنوان یک قاعده فنی برای کاهش میزان تبخیر مواد سبک و جلوگیری از آتش سوزی، مخزن‌های فرآورده‌های سبک و فرار با سقف شناور ساخته می‌شوند . بنابراین سقف این مخازن بصورت شناور طراحی می‌شوند تا از بخار شدن محتویات و ایجاد فشار بخار زیاد در مخازن جلوگیری شود. این نوع سقف‌ها از ورود هوا به مخزن و هم آمیزی با بخارهای نفتی ممانعت می‌کنند و از این راه انفجار و آتش سوزی که ممکن است از جرقه ساکن ایجاد شود جلوگیری می‌نمایند. از جمله موادی که این نوع مخزن برای نگهداری آنها مناسب است می‌توان به بنزین، نفت سفید اشاره نمود.

به طور کلی موادی مانند بنزین که فشار بخار آنها, کمی زیاد بوده و در حدود نزدیک به ۶۰کیلو پاسکال می‌باشد, در مخازن سقف شناور ذخیره می‌گردند.

ازلحاظ ساختاری، سقف شناور که بعضا عرشه (Deck)نیز نامیده می‌شود، از یک سری اتصالات و سیستم درزبندی لبه سقف تشکیل شده وجنس آن از صفحات فولاد جوش داده شده است و به شکل‌های مختلفی طراحی و ساخته می‌شود. آژانس حفاظت محیط زیست ایالات متحده استفاده از یک مخزن با سقف شناور را به عنوان ابزار اصلی کنترل بخار از مخزن ذخیره سازی هنگامی

که فشار بخار فرآورده بیشتر از psia ۰٫۵ و کمتر از psia ۱۱٫۱ است توصیه نموده است . مطابق توصیه‌های استاندارد این آژانس، هدف ازکاربرد مخازن سقف شناور، افزایش ایمنی، ذخیره سازی صحیح محصولات فرار با حداقل افت تبخیر وممانعت از انتشاربه محیط زیست است.

انتشار تبخیری از یک مخزن ثابت سقف را می‌توان تا بیش از ۹۸٪ از طریق استفاده از یک مخزن سقف شناور خارجی به جای آن کاهش داد. البته با بکارگیری این مخازن، تولید گازهای گلخانه ای تبخیری، اگر چه تا حد زیادی کاهش می‌یابد، ولی نمی تواند به طور کامل حذف شود. درشکل تعدادی از اجزای این نوع مخازن را می‌توان مشاهده نمود.همانگونه که در این شکل نیز قابل مشاهده است وجود اتصالات فلکسیبل تخلیه آب ناشی از نزولات آسمانی بر روی سقف مشمول هزینه‌های نگهداری و مراقبت‌های خاصی بوده وهمچنین تابش‌های مستقیم خورشید و گرم نمودن بیشتر فرآورده موجود در مخزن نسبت به حالت دارای سقف ثابت ازمعایب این طراحی است.

از لحاظ تقسیم بندی بر اساس نوع سقف، مطابق API ۶۵۰-H-۲ مخازن سقف شناور روباز(EFRT)نیز به دو دسته زیر تقسیم می‌شوند:

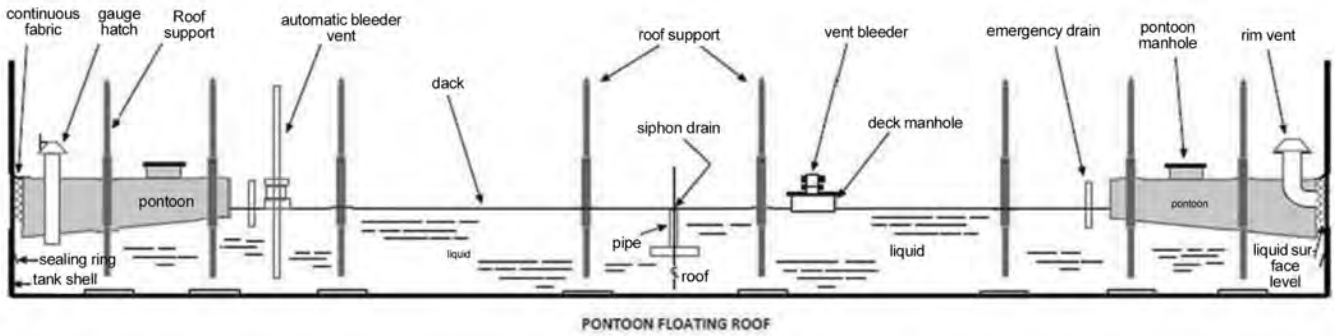
- Single Deck typeExternal Floating Roof

مخازن سقف شناوری که دارای یك سقف شناوریك لایه(Single) می‌باشند.

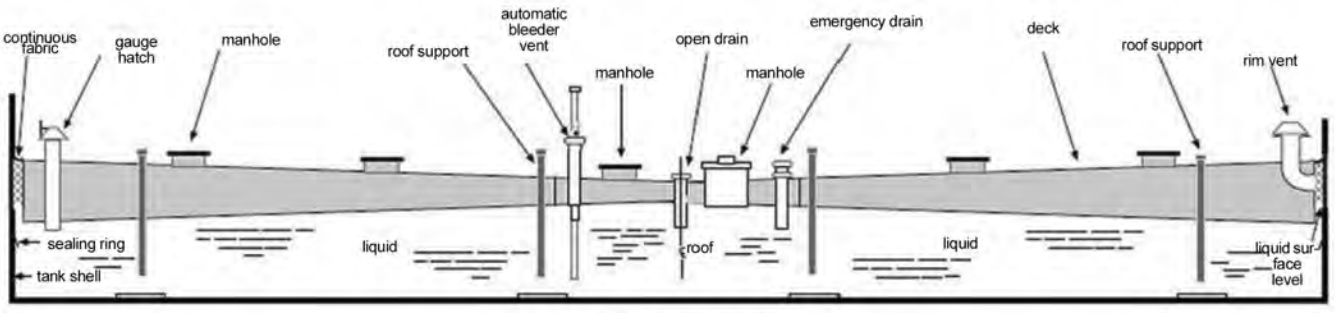
- Double Deck typeExternal Floating Roof

مخازن سقف شناوری که دارای یك سقف شناوردو لایه(Double) می‌باشند.

شکل‌های زیر سقف این مخازن را دروضعیت پائینی از سطح فرآورده در مخزن نشان می‌دهند.



PONTOON FLOATING ROOF

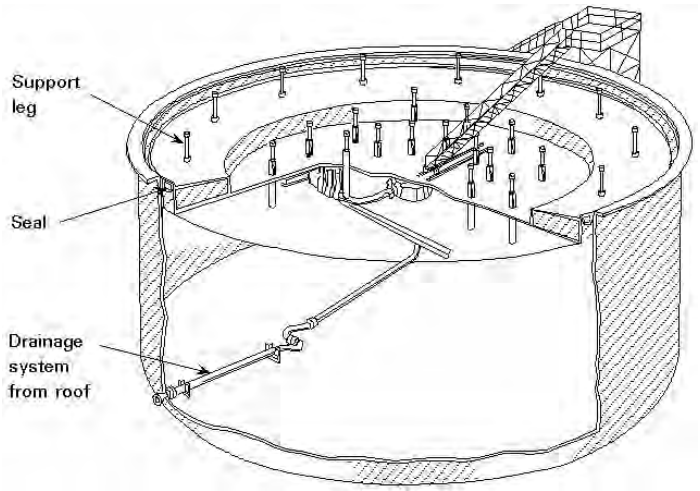


DOUBLE DECK FLOATING ROOF

مخزن سقف شناور یك لایه (Single Deck) شامل انواع Pontoon (به مفهوم کرجی پهن و پل شناور) و Pan (به مفهوم ماهیتابه‌ای) است که در شکل قبل سقف نوع Pontoon آن مشاهده می‌شود. این نوع سقف معمولا برای طراحی‌هائی که از قطر ۱۲۰ فوت به بالا ساخته و مورد استفاده قرار می‌گیرند.این نوع مخازن دارای یك حلقه فلزی مجوف (دورن خالی و تهی)بوده و یك صفحه داخل این حلقه فلزی قرار دارد.

داخل قسمت مجوف را با صفحات عمودی که به طور شعاعی نصب گردیده تقسیم بندی می‌نمایند. این عمل بواسطه ایجادوافزایش مقاومت برای قسمت توخالی سقف است.میزان تبخیر مواد در این مخزن بیش از مخزن نوع دولایه (Double Deck) بوده و گازهای حاصله درمرکز جمع می‌گردند که این گازهادر اثر فشار موجود بین سطح مایع و سقف، دردمای تعادلی موجود کندانس می‌گردند. درمخازن بیش از ۲۰۰ فوت قطر که دارای این نوع سقف می‌باشند صفحه وسط را توسط تیرهای شعاعی تقویت می‌نمایند.

در سقف یک لایه، یك صفحه دایره ای شکل که قطر آن کوچکتر از قطر مخزن است تشکیل دهنده سقف بوده و یك حلقه فلزی به طور قائم به محیط این صفحه جوش شده است.برای ایجاد مقاومت و جلوگیری از پیچیدگی صفحه، تیرچه‌هائی روی صفحه جوش شده و نقاط مختلف سقف را مهار می‌کند. بیشترین مورد استفاده از این نوع مخزن در ذخیره نفت خام است. از محاسن این نوع سقف مصرف کمتر آهن آلات برای ساخت سقف و کم بودن هزینه تعمیرات آن است .چون شیب سقف به طرف پایین و به سمت مرکز مخزن است فضای محیطی اطراف سقف محل مناسبی برای انباشتگی بخارات سبك بوده، لذا ذخیره مواد نفتی سبك به دلیل انتقال حرارت از خارج به مایع ذخیره شده در این نوع مخزن صحیح نمی باشد.شکل زیر نمائی از شیب سقف به سمت مرکز این نوع مخزن را نشان می‌دهد.



همانگونه که در شکل فوق قابل رویت است، در این مخازن، سقف خزینه ای جعبه مانند وتوخالی پیرامون سقف نصب شده وآنرا شناور کرده است.

مزیت این سقف این است که با سوراخ شدن یک یا چند خزینه سقف غرق نخواهد شد.

هنگامی که ممانعت از تبخیر مواد ذخیره شده اولویت بیشتری می‌یابد استفاده از سقف دولایه(Double Deck) ترجیح داده می‌شود. زیرا سقف‌های دولایه (Double Deck)دارای دو لایه فلزی (فولادی) به ضخامت ورق حدود ۵ mm می‌باشد که توسط یک شبکه مدور دایره ای این دو صفحه از هم جدا شده اند.در این طرح بزرگ با وجود شیب موجود،امکان تخلیه آب و سیستم لوله بهتر فراهم می‌شود.همچنین سطح داخلی سقف بسیار نزدیک و شناور بر روی فرآورده نفتی داخل مخزن می‌باشد که این امر ایجاد بخار ناشی از تبخیر فرآورده نفتی را کم کرده و در نتیجه میزان خوردگی کمتر خواهد شد.همچنین فضای خالی بین دو صفحه فولادی در سقف به عنوان یک عایق در مقابل گرمای خورشید عمل کرده و از تبخیر شدن محصول داخل مخزن جلوگیری می‌کند. استحکام بالای این سقف موجب استواری در مقابل خستگی ترک ناشی از وزش باد می‌شود.این نوع سقف برای مخازن با قطر ۱۰ m و همچنین برای مخازن با

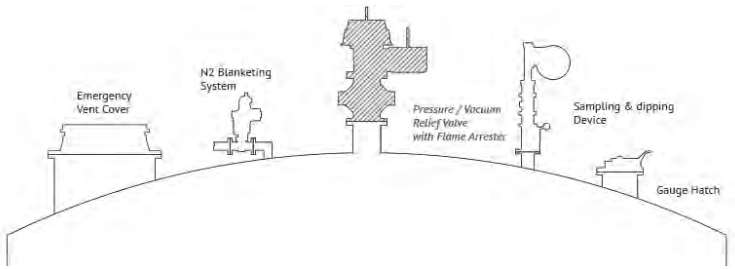
سقف ۶۵m به بالا استفاده می‌شود.

اکثرسازندگان مخازن با سقف شناور موارد زیر را بعنوان موارد لازم به جهت نگهداشت مطلوب این مخازن توصیه نموده‌اند:

- درطول عملیات پر و خالی نمودن مخزن نبایستی اجازه داد سقف از حد ماکزیمم و مینیمم عملیاتی عبور نموده و به حدود ماکزیمم و مینیمم طراحی برسد.این عمل موجب Chuckنمودن سقف وتصادم با تجهیزات فوقانی و تحتانی و به هم خوردن تنظیمات آب بندی سقف و حتی گیر نمودن سقف خواهد گردید.
- انتقال فرآورده به تانک و خروج آن نبایستی به نحوی باشد که سرعت بالا و پائین رفتن سقف زیاد شود. اکثر سازندگان ماکزیمم این سرعت را ۳٫۵ متر برساعت بیان داشته و توصیه به کمتر از این سرعت برای حرکت سقف نموده‌اند.

ملحقات مخازن

Shell Attachments and Tank Appurtenances



استاندارد API۶۵۰، الزامات اتصالات بدنه مخازن را تشریح نموده است. هدف اصلی کاربرد این استاندارد اینست که موقعیت اتصالات بدنه و سقف باید بنحوی باشد که تجهیزات نصب شده به نحو موثر و دقیق کار کنند.

ازمهمترین اجزاء و متعلقات مخازن می‌توان به رینگ، شناور یا فلوتر ،پایه‌ها، لاستیک دورسقف، روف درین یا تخلیه سقف، گاید پل، پلکان و اجزا آن، وکیوم

بریکر، غلتک‌های نگه دارنده، دریچه نمونه گیری، سیستم اطفای حریق، دریچه ورود و خروج(man way) و .... اشاره نمود. فهرستی که درادامه شرح داده خواهد شد، اتصالات مورد نیاز بدنه مخازن متفاوت را پوشش می‌دهد.البته ممکن است تعداد، نوع، اندازه و محل اتصالات در مرحله طراحی برای هر نوع مخزن برای سازنده مشخص گردد. تعدادی از این اتصالات عبارتند از:

محل ورودی به مخزن(Inlet)، نقطه خروجی از مخزن(Outlet)، محل ورودگاز پوششی (Gas Blanket)درصورت نیاز به طراحی، نقطه خروج اضطراری و سریع مواد(Pumpout) یا مسیرتخلیه کردن، نقطه خروج ومسیرتخلیه آب(WaterDrain) ومحل نصب مخلوط کننده‌هادرصورت نیاز به طراحی(Mixers)برای مخازنی که به این تجهیزات نیاز دارند.

اتصالات مربوط به انشعابات برای خدمات وتعمیرات نیز شامل موارد ذیل می‌باشد :

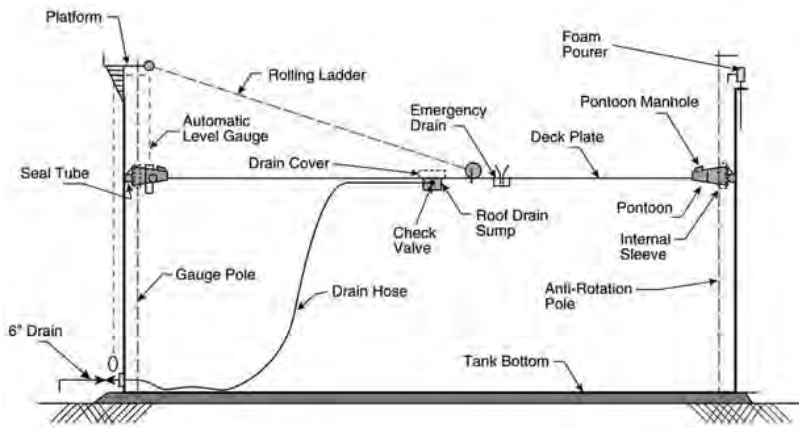
نقطه ورودمسیربخارآب (Steam)، نقطه خروج مسیرمیعانات (Condensate)، نقطه ورودمسیرتزریق کف (Foam) برای آتش نشانی، مسیرهای ورودی به مخزن یادرهای تمیزکاری نوع فشاری (Flush Type Clean Out Doors)و غیرفشاری (Non-Flush CleanOut Doors).

انشعابات برای نصب ابزار دقیق نیز شامل موارد ذیل می‌باشند:

ابزار هشدارهای سطح مایع مخزن (موقعیتهای بالا و پایین)(Level indicator & alarm) ،ابزارقطع مخلوط کننده(Mixer off)درمواردی که نیاز باشند، سوئیچ‌های چاهك‌های دما(Thermo well) در مواردی که مورد نیاز باشند(که برای مخازن نفت کوره، چاهکهای دما باید حدود۷۵۰ میلیمتر بالاتر از مبدل گرم کننده مخزن قرارگیرد). یکی از عوامل مهم در نگهداشت صحیح مواد موجود، وجود دماسنج(Thermometer)های سنجش دقیق دمای مواد هیدروکربنی می‌باشد. روش‌های متعددی برای نصب دماسنج در مخزن وجود دارد برای مثال نصب دماسنج روی بدنه مخزن، نصب در مکنده شناور داخل مخزن یا به صورت غوطه ور در داخل لوله پیمایش مخزن. دماسنجهای قابل حمل هم می‌توانند برای اندازه گیری درجه حرارت ترکیبات هیدروکربنی در سطوح مختلف مورد استفاده قرار گیرند.

البته انواع مخازن برحسب نوع و طراحی آنها ممکن است دارای همه این تجهیزات نباشند. تجهیزات انواع مخازن بسته به نوع مخزن و سرویس آن متفاوت است.به عنوان مثال درهمه انواع مخازن، رینگ‌های تقویتی(Ring) بکاررفته که این رینگ‌ها ازپروفیل‌های استاندارد که بصورت ورق در می‌آید ساخته می‌شوند.این اجزاء برای جلوگیری از کمانش کردن به مخزن اضافه می‌شوند.این رینگ‌ها دورتا دور مخزن نصب شده و با جوش‌های تناوبی جهت تحمل تنش‌های مختلف به یکدیگر و به مخزن نصب می‌گردند. به طور خاص، بعنوان یک تجهیز مهم، درمخازن سقف شناور،غلتک‌هایی توسط یک میله به سقف به گونه ای وصل می‌شوند که طرف غلتکدار آن روی بدنه می‌باشد تا حرکت سقف بواسطه تغییر سطح فرآورده درمخزن آسان شود.

شکل زیر مهمترین تجهیزات یک مخزن سقف شناوربا سقف نوع Pontoon رانشان می‌دهد.همانگونه که درشکل زیر مشاهده می‌گردد، ساختار و طراحی پلکان مخزن (Platform) شبیه پلکان مخازن با سقف ثابت وبدون سقف شناور است، حال آنکه نردبان بازشو غلتکی(Rolling Ladder) صرفا درمخازن سقف شناور طراحی و نصب و مورد بهره برداری واقع می‌گردند.



درادامه جهت آشنائی، تعدادی از مهمترین اجزاء انواع مخازن شرح داده خواهد شد.

دریچه ورود و خروج افراد و بازرسی مخزن
Manhole & Inspection Hatches

دریچه‌های آدم‌رو (Manholes) جهت ورود به مخازن به لحاظ انجام تعمیرات و بازرسی، تسهیل گاز زدائی وعملیات تمیز کردن مخزن باید در نظر گرفته شوند.

دراستاندارد API۶۵۰ توصیه شده است، دریچه‌های آدم‌رو (Manhole) به اندازه کافی بزرگ باشند تا امکان ورود فرد با کلیه تجهیزات حفاظتی و ملبس فراهم شود. همچنین توصیه گردیده است حداقل یك دریچه آدم رو در پایین ترین طوقه بدنه و یکی در سقف مخزن عمودی تعبیه شود.

برای مخازن دارای قطربیش از ۲۵ متر توصیه شده است حداقل تعداد دو دریچه آدم رودر پایین ترین طوقه بدنه و دوتا در سقف در نظر گرفت تابتوان تمیز کردن و تخلیه مخزن را تسهیل نمود.

بطور کلی برای سقف‌های تا قطر ۲۰ متر یك دریچه آدم رو و برای سقف‌های بزرگتر دو دریچه آدم رو تعبیه شود.دراین استاندارد توصیه گردیده است برای سقف‌های پانتونی دریچه آدم رو به قطر ۶۰۰ میلیمتر در نظر گرفته شود.

برای هر محفظه پانتون توصیه شده است یك دریچه آدم رو به قطر ۵۰۰ میلیمتر در نظر گرفته شود، مگر به نحو دیگری درطراحی مشخص شده باشد.

این دریچه در هنگام تعمیرات اساسی مخزن جهت ورود و خروج کارگران مورد استفاده قرار می‌گیرد و در زمان بهره‌برداری از مخزن از طریق فلنج‌های مربوطه، پیچ و مهره می‌شود .عملیات لایروبی مخزن، تعمیرات مختلفی چون

تعمیر پایه‌ها، رفع پوسیدگی‌ها و ... ازطریق دسترسی ازاین طریق به داخل مخزن امکان پذیر است. تصویر زیر دریچه دسترسی به کف یك مخزن توام با نگهدارنده آن (Hanger) را نشان می‌دهد.

منهول‌های سقف ثابت برای سقفهای ثابت به‌منظور تهویه، حفظ و نگهداری در نظر گرفته می‌شود. در صورتی که این منهول‌ها برای دسترسی به داخل مخزن استفاده شود، حداقل قطر منهول باید ۷۵ سانتی‌متر باشد.

منهول‌های سقف شناور به جهت اینست که زمانی که سقف شناور بر روی پایه قرار دارد و مخزن خالی است، دریچه ای به‌منظور دسترسی به مخزن و تهویه مخازن سقف شناور داخلی، باید تامین گردد.

منهول‌های دیواره به‌منظور اینست که جهت دسترسی به مخزن، تهویه مخازن و ... باید منهول‌هایی در دیواره مخزن تعبیه شود.

جهت کسب اطلاع بیشتر در خصوص منهول‌ها و دریچه‌های مخازن به استانداردهای API ۶۲۰, API۶۵۰, API ۶۵۱ مراجعه شود.

دریچه دسترسی درسقف

Roof Manhole یا Roof hatch یاAccess hatch

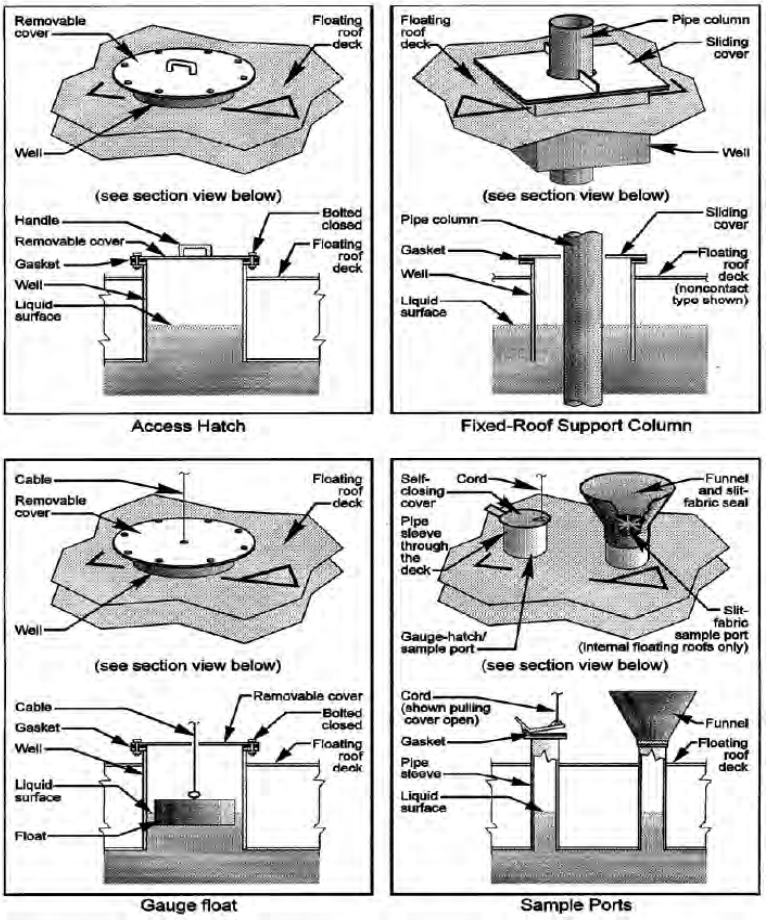
درانواع مخازن دریچه‌هائی به‌منظور تهویه،حفظ و نگهداری مخزن تعبیه می‌شود. این دریچه معمولا جهت انجام عملیات بازبینی و دسترسی‌های عملیاتی (دسترسی به سقف شناور درمخازن سقف شناور دارای سقف خارجی) خارج از برنامه بهره‌برداری از مخزن مورد استفاده قرار می‌گیرد و در زمان بهره‌برداری از مخزن پیچ و مهره می‌شود. دریچه دسترسی در سقف به اندازه کافی برای عبورکارگران و مواد برای تعمیر و نگهداری از طریق عرشه، بزرگ میباشد.اطلاعات بیشتر به‌منظور دسترسی برای بازرسی، تعمیر و تهویه مخازن از طریق دریچه‌های بازرسی در استاندارد API۲۰۱۵ ارائه شده است.

دریچه‌های بازرسی(Inspection Hatches) بر روی مخازن سقف ثابت جهت بازرسی چشمی ناحیه نشت‌بند درنظرگرفته می‌شود.فواصل بین دریچه‌های بازرسی و تعداد آنها باید مطابق با استاندارد باشد.

ورود به چنین محوطه‌هایی بایستی براساس رویه‌های ورود به فضای محصور انجام شود .

نکته مهم اینکه درزبندی اتصالات این دریچه ضمن گسکت‌گذاری و خوب بستن پیچ و مهره‌ها می‌باشد.درمخازن سقف شناور داخلی با عرشه‌های، غیرتماسی خوب فرورفتن عرشه درمایع برای عدم تجمع بخارازعمده اقدامات ممانعت از تلفات تبخیری است. به عبارت دیگرخوب فرو رفتن سقف تا

بالاآمدن اندکی مایع از چاه درسقف‌های غیر تماسی سبب درزبندی نسبت به خروج بخارات از این مسیرخواهد شد. شکل زیرجزئیات بیان شده درفوق را دریک سقف شناور نشان می‌دهد.



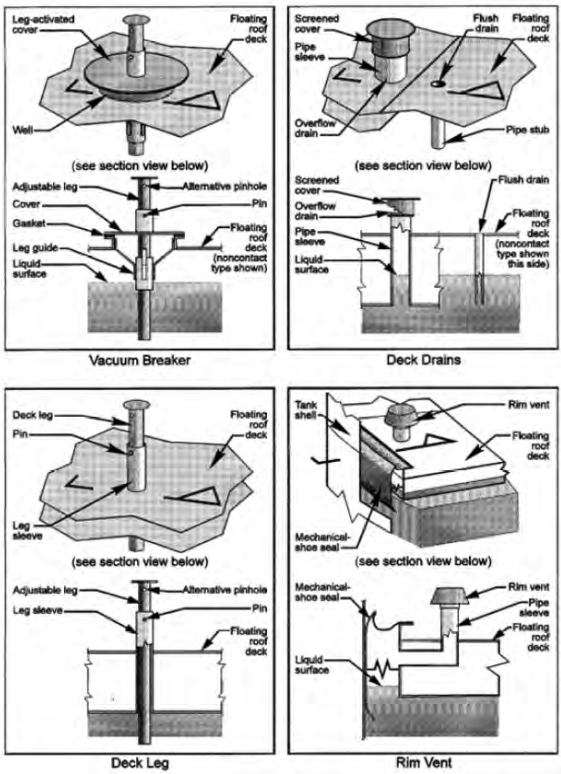
درمخازن سقف شناورنیز زمانی که سقف شناور روی پایه قرار دارد و مخزن خالی است، این دریچه به‌منظور تهویه مخزن جهت دسترسی به سقف شناور داخلی مخزن می‌بایست استفاده گردد.

پایه‌های عرشه یا سقف

Deck legs

درمخازن سقف شناور، به‌منظور ممانعت از پایین آمدن بیش ازحد سقف شناور، درزیرآن پایه‌هائی نصب می‌گردد که تعداد و طول آنها متناسب با قطر مخزن و حداقل ارتفاعی است که به سقف شناور اجازه ی پائین آمدن تا فاصله ای ازکف مخزن را می‌دهد. سقف شناور این مخازن دارای پایه‌های نگهدارنده قابل تنظیم برای نگهداری سقف در دو ارتفاع تعمیراتی و عملیاتی آن است. لذا ارتفاع پایه سقف در موقعیت بالاتر(ارتفاع تعمیراتی) باید به اندازه ای باشد که بتوان برای نظافت و تعمیرات به مخزن دسترسی داشت. در موقعیت ارتفاع کمتر سقف،کمی بالاتر از نازل‌های ورودی و خروجی مخزن، سیستم تخلیه و دیگر متعلقات(مانند دریچه آدم رو و...) که نزدیك کف مخزن قرار دارند، تعبیه میگردند.

پایه‌های نگهدارنده یا بصورت آویزان شده از سقف شناور(Hanger) ویا عبور نموده از مسیر چاه و لوله ای مانند تعبیه شده در سقف بوده که با پین‌هائی قابل تنظیم می‌باشد.چاه تعبیه شده درذسقف برای عبور این پایه‌ها می‌بایست به اندازه ای بلند باشد تا داخل مایع مخزن قرارگرفته و بخارات زیر سقف از درز بین پایه و چاه خارج نگردند. درتصویرفوق طرز قرارگرفتن این پایه‌ها ومحل تنظیم پایه‌هاجهت عملیات بیان شده نشان داده شده‌اند.



در هنگام تعمیرات و زمانیکه مخزن را خالی کرده اند، پایه‌ها را تا حد امکان پایین می‌آورند به طوریکه با تجهیزات درون مخزن برخورد نکند و در ضمن فضای کافی برای افرادی که به کار تعمیرات مشغول هستند، وجود داشته باشد.

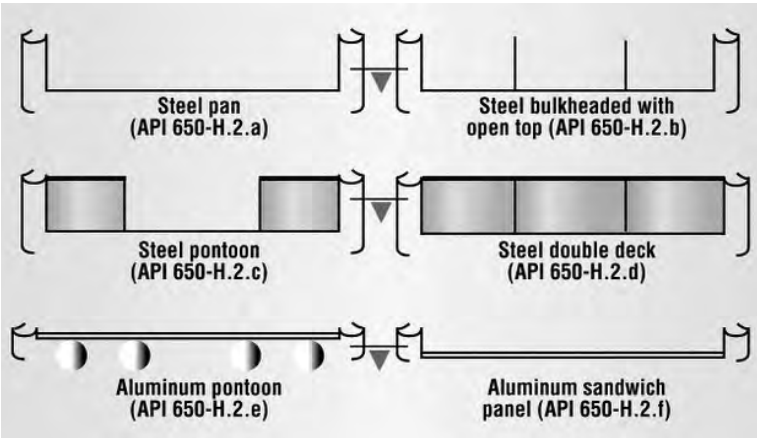
در شرایط عملیاتی تاحد امکان باید از فرونشاندن سقف شناور روی پایه‌ها اجتناب گردد.پاهای عرشه برای جلوگیری از آسیب به اتصالات در زیر عرشه هستند و با نگه داشتن عرشه در یک فاصله از پیش تعیین شده، تمیز کردن یا تعمیر مخزن، درپایین ترین نقطه ممکن را اجازه می‌دهد.

این پایه‌ها در محوطه وسطی سقف به تعداد لازم منتج از طراحی تعبیه و نصب می‌گردند. همچنین این پایه‌ها در دو وضعیت تعمیراتی و عملیاتی قابل تنظیم می‌باشند. دراکثرطراحی‌ها ،درحالت عملیاتی فاصله ی سقف با کف را روی ۱/۵ مترو درحالت تعمیراتی روی ۲ متری (جهت سهولت دسترسی کارگران) تنظیم می‌نمایند.

شناور

Floater

درمخازن سقف شناور، شناورها محفظه‌های خالی سقف می‌باشند که به صورت مجزا نصب شده وتوسط یک در پوش از روی سقف قابل دسترس می‌باشد، وظیفه اصلی این محفظه‌های خالی، شناور نگه داشتن سقف روی سیال می‌باشد.به نوعی آنها را می‌توان با بالشتک‌های هوا مقایسه نمود.



درشکل فوق ۶ حالت مختلف از ساخت سقف شناور را براساس استاندارد API۶۵۰ ملاحظه می‌نمائید.بنابراین شناوری سقف شامل حالات ماهیتابه‌ای یا pan، بالک روباز(مانند قانون شناوری کشتی و قایق)، پانتون که بالشتک هوای محیطی مونتاژ شده روی سقف است و دوعرشه‌ای یاdouble deck و همچنین

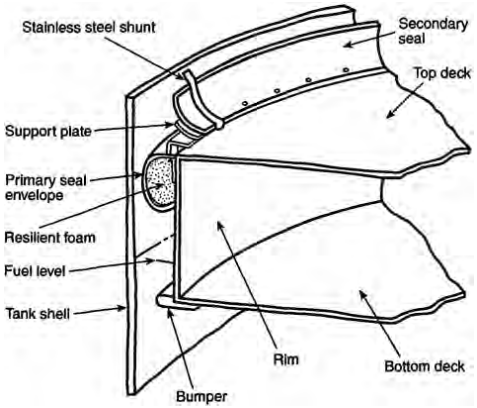
لوله‌های مسدود زیر سقف با نام پانتون آلومینیومی و نیز نوع ساندویچ پنل آلومینیومی است. درتصویر زیر شناور نوع پانتون نشان داده شده است.

کابل ضدچرخش سقف شناور

Non Rotating cable

سقف شناور مخازن باید همراه سیال داخل مخزن بالا و پائین رفته و درعین حال حرکت چرخشی نداشته باشد.گاهی اوقات عواملی چون انباشته شدن برف و باران به شکل نامتقارن بر روی سقف شناور ازنوع خارجی، جریان باد و حتی حرکت بر روی نردبان روی سقف، سبب حرکت و چرخش درسقف شناور می‌گردد که لازم است با استفاده از ابزار مناسب، ازاین حرکات جلوگیری گردد.این ابزار کابل ضد چرخش نامیده می‌شوند.

سیستم‌های نشت‌بند یا درزبندی سقف‌های شناور
Primery& Secondary Sealing



مخازن سقف شناور به‌منظور ممانعت از خروج بخارات به یک سیستم درزبندی لبه سقف(نشت‌بند)، که به محیط سقف و دیوار مخزن متصل است مجهز شده اندکه این اقدام تلفات مخزن ومخاطرات نگهداری فرآورده‌های نفتی را به حداقل رسانده است. هر دو نوع مخازن سقف شناور (دارای سقف ثابت و فاقد سقف ثابت) در قسمت اتصال تماسی سقف با بدنه مخزن دارای سیستم درزبندی می‌باشند. مسدود نمودن فاصله بین جدار مخزن و سقف شناور به طرق مختلف ممکن است صورت پذیرد که بکار بردن هر یك بستگی به خصوصیات مواد ذخیره دارد.

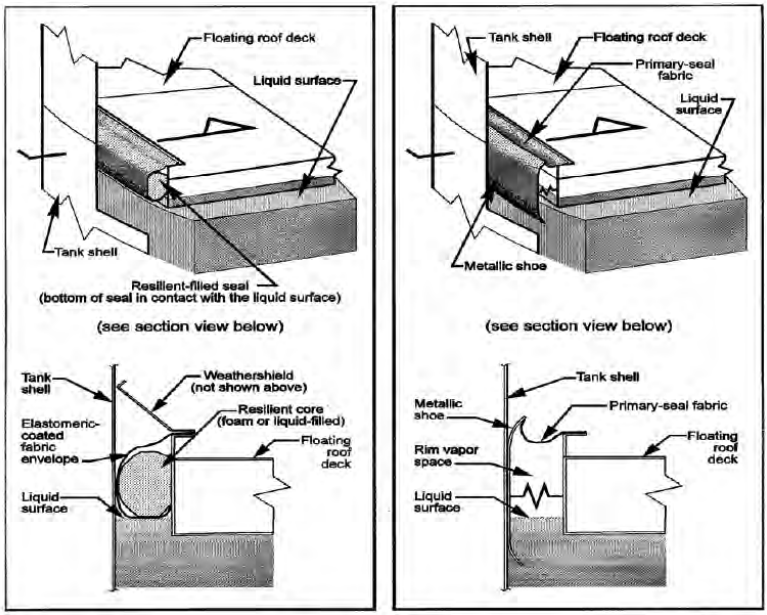
به‌منظور جلوگیری از خروج بخار، اطراف سقف شناور، نشت‌بندهایی قرار داده می‌شود. این نشت‌بندها، معمولاً دو نوع نشت‌بند اولیه (Primery) و ثانویه (Secondary) هستند.

نوع اول نشت‌بندها(Primery)،تحت عنوان نشت‌بندهای مکانیکی شناخته می‌شوند که ازیك کفشك فلزی سنگین که بواسطه یك پوشش قابل انعطاف به دیواره‌ی مخزن چسبیده است استفاده می‌شود.این پوشش انعطاف‌پذیرازیك طرف به سقف شناوروازطرف دیگربه کفشك متصل است که باعث جلوگیری ازخروج بخار ازسطح زیرسقف شناوروازسوی دیگرمانع ورودآب بارش ازبالای آن می‌شود.

از لحاظ ساختاری، نشتبند اولیه، یک محفظه‌ی فومی می‌باشد که در آن قابلیت ارتجاعی محفظه فومی اثر نشتبندی را فراهم می‌کند(شکل زیر)زمانی که به غیر از محفظه فومی، نشت‌بند دیگری بر روی آن قرار گیرد، نشت‌بند پایینی را اولیه و نشت‌بند بالایی را ثانویه مینامند. جنس نشت‌بندها بر حسب سیال موجود در مخزن و دماهای مختلف در استاندارد API۶۵۰ آورده شده است. بطور مثال جنس نشت‌بند برای مواد نفت خام باید از نیتریل، اورتان و فلوئوروپلیمر باشد.

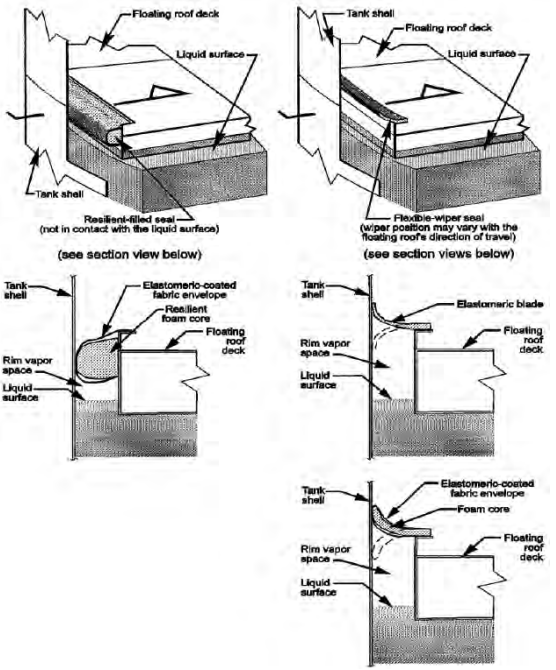
انواع نشت‌بندهای فومی و الزامات ویژه نشت‌بندهای مخازن سقف شناور در استاندارد API۶۵۰ در دسترس می‌باشد.

سیستم درزبندی اولیه(Primery) ازیك سمت خود، با بخارات روی سطح مایع ذخیره شده درتماس است و سیستم درزبندی ثانویه(Secondary) نیز در راستای ممانعت از اتلاف بخارات عبور نموده از درزبندی اولیه طراحی و نصب می‌گردد.

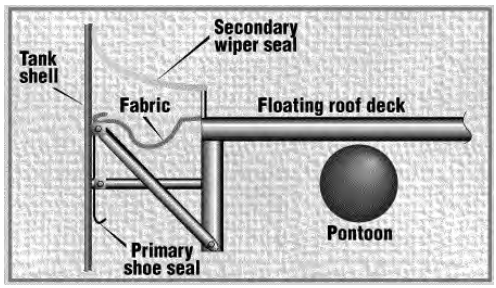


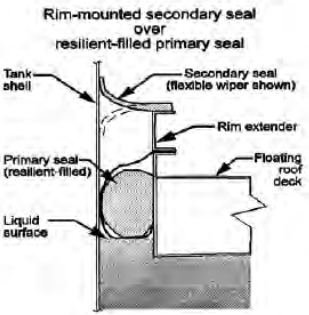
در شکل زیر نیز جزئیات درزبندی اولیه بخارات(Vapor-Mounted Primary Seals) بین سقف ودیواره مخزن وهمچنین درزبندی ثانویه (Secondary Seals)

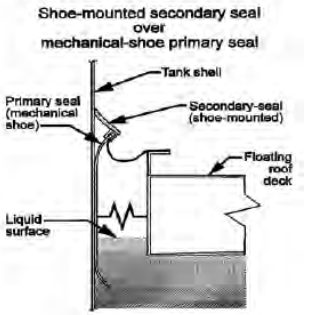
بین دیوار و سقف و سطح مایع با جزئیات بیشتری نشان داده شده است:

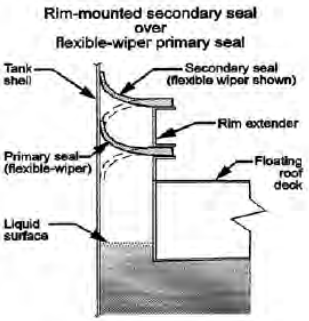


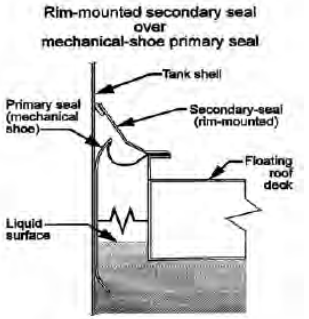
درنوع دوم نشت‌بندی(Secondary)، به جای استفاده از کفشك، از يك قطعه لاستيك تيوب مانند و محفظه فومی استفاده می‌گردد که با فشار مابین فضای سقف شناور و دیواره ی مخزن قرارداده می‌شود.دراین نوع نشت‌بندی، برحسب نیاز علاوه بر تیوب، قطعات فلزی خاصی بالای تیوب نصب می‌شود تا از ورود آب و اجسام زائد بر روی تیوب جلوگیری شود.توضیحات ارائه شده را می‌توان در اشکال زیر مشاهده نمود.

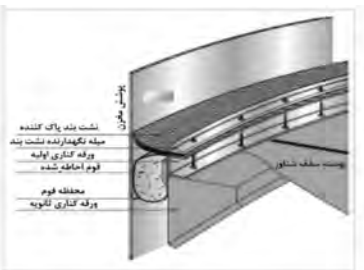


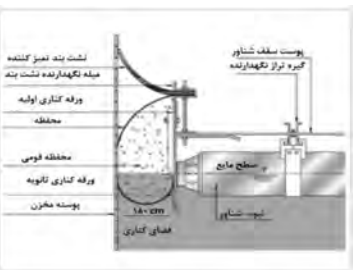

Rim-mounted secondary seal
over
resilient-filled primary seal
Tank shell
Secondary seal (flexible wiper shown)
Rim extender
Primary seal (resilient-filled)
Floating roof deck
Liquid surface

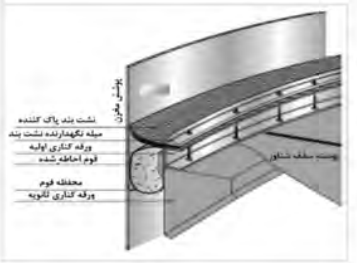

Shoe-mounted secondary seal
over
mechanical-shoe primary seal
Tank shell
Primary seal (mechanical shoe)
Secondary-seal (shoe-mounted)
Floating roof deck
Liquid surface

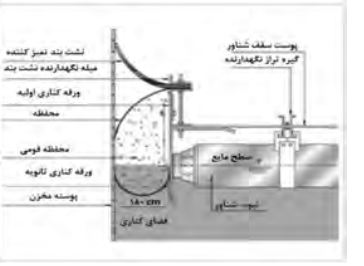

Rim-mounted secondary seal
over
flexible-wiper primary seal
Tank shell
Secondary seal (flexible wiper shown)
Rim extender
Primary seal (flexible-wiper)
Floating roof deck
Liquid surface


Rim-mounted secondary seal
over
mechanical-shoe primary seal
Tank shell
Primary seal (mechanical shoe)
Secondary-seal (rim-mounted)
Floating roof deck
Liquid surface

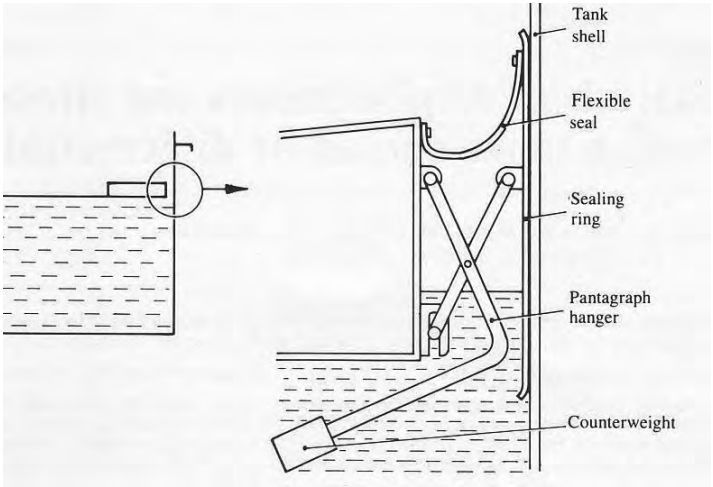

پوسته مخزن
نشت بند پاک کننده
میله نگهدارنده نشت بند
ورقه کناری اولیه
فوم احاطه شده
محفظه فوم
ورقه کناری ثانویه
پوسته سقف شناور


نشت بند تمیز کننده
میله نگهدارنده نشت بند
ورقه کناری اولیه
محفظه
محفظه فومی
ورقه کناری ثانویه
پوسته مخزن
۱۸۰ cm
فضای کناری
پوست سقف شناور
گیره تراز نگهدارنده
سطح مایع
تیر شناور

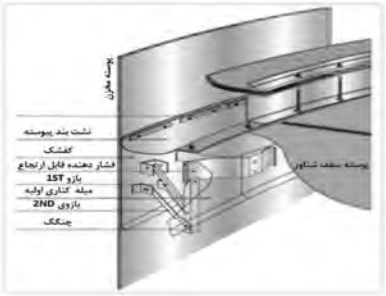

پوسته مخزن
نشت بند پاک کننده
میله نگهدارنده نشت بند
ورقه کناری اولیه
فوم احاطه شده
محفظه فوم
ورقه کناری ثانویه
پوسته سقف شناور

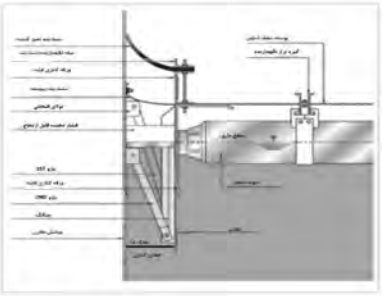

نشت بند تمیز کننده
میله نگهدارنده نشت بند
ورقه کناری اولیه
محفظه
محفظه فومی
ورقه کناری ثانویه
پوسته مخزن
۱۸۰ cm
فضای کناری
پوست سقف شناور
گیره تراز نگهدارنده
سطح مایع
تیر شناور

سیستم درزبندی پانتاگراف (Pantagraph) نوعی سیستم درزبندی مکانیکی است که برای سهولت حرکت همزمان سقف با تغییر سطح مایع استفاده می‌گردد.طرز کار آن طوری است که وقتی سقف روی مایع قراردارد، وزن سقف به اندازه وزن مایع هم حجم آن کم خواهد شد.دراین حالت دو تیغه قائم که بصورت ضربدر دروسط به هم لولا شده اند ازهم باز شده و باعث چسبیدن صفحه گالوانیزه به جدار مخزن می‌گردد.تصویر زیر شمائی از سیستم درز بندی نوع پانتاگراف را درکاربرد کلی آن نمایش می‌دهد.

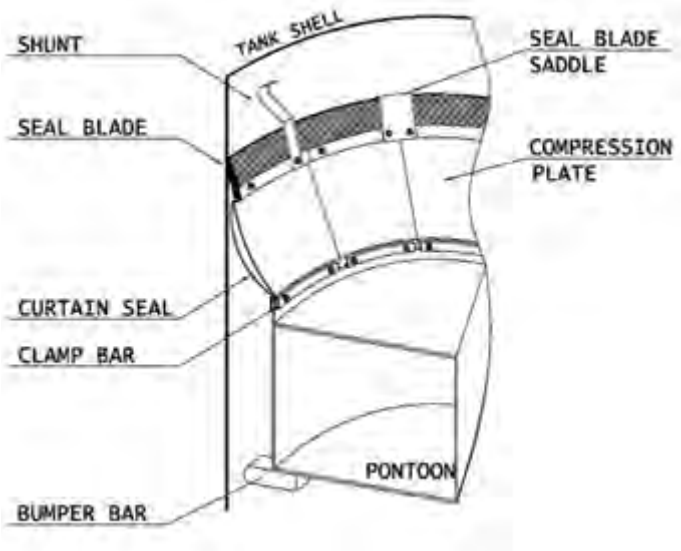


درشکل زیر نمونه‌ای از سیستم نشت‌بند مکانیکی آورده شده است.



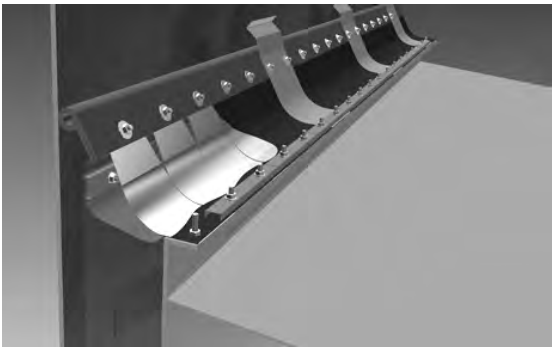


انواع دیگری از سیستم درزبندی درمخازن سقف شناور نیز استفاده می‌گردد. یکی ازاین گونه درزبندی‌ها شامل رینگ کیسه محتوای مایع و یا درزبندی به کمك فوم و ... می‌باشد. درشکل زیر سیستم درز بندی برای مخزن سقف شناور از نوع Pontoon نمایش داده شده است:

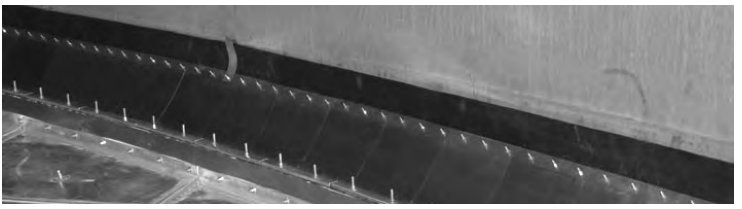


لاستیک دورسقف درمخازن سقف شناور

Rim Seal



به‌منظور آب بندی و جلوگیری از فرار سیال وتلفات تبخیری ، فاصله ی بین دورسقف و بدنه مخزن را با لاستیک ضخیمی تحت عنوان Rim Seal می‌پوشانند طوری که لاستیک روی بدنه اصطکاک داشته باشد.این لاستیك بخشی از درزبندی ثانویه (Secondary Seals) محسوب می‌گردد. شکل زیر چگونگی نصب این لاستیك‌ها را نشان می‌دهد.



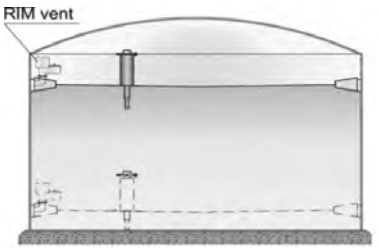
تعیین موقعیت شعاعی سقف

Roof Positioners

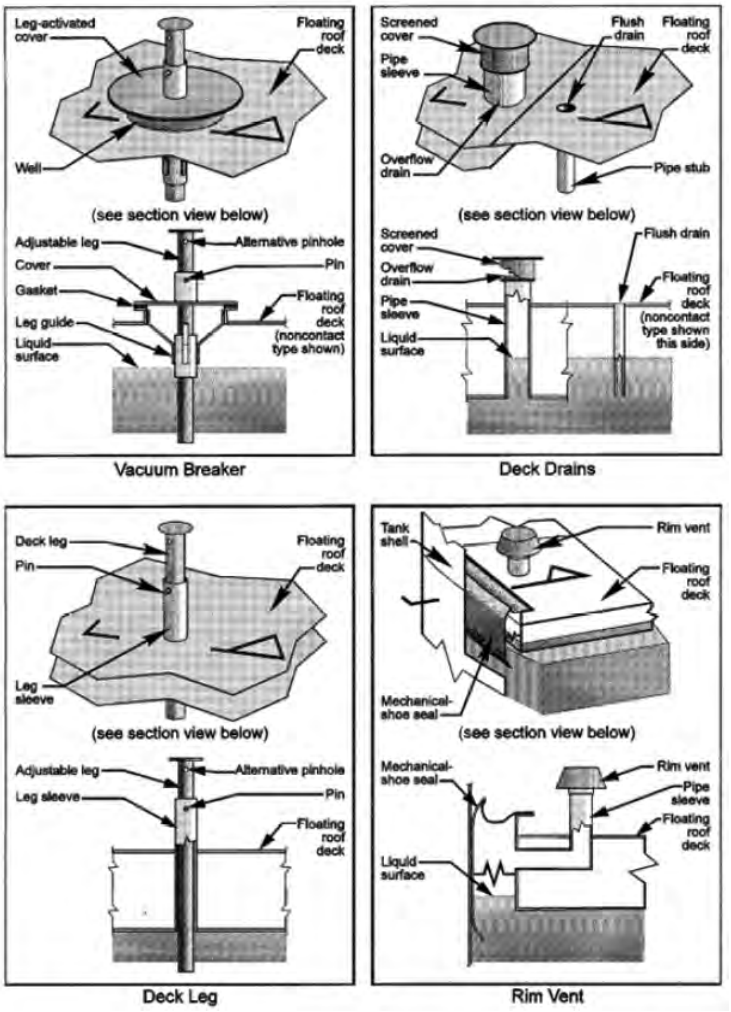
این تجهیز با خاصیت مرکزکنندگی سقف، درجهت تنظیم وچسبندگی مناسب لاستیک درزبندی ضمن ایجاد یک فضای ثابت در دور تا دور سقف شناور که عمر و پایداری سیستم درزبندی را نیز بهبود می‌بخشد.با تنظیم نیروهای مرکزی و فشاری ضمن استفاده از میزان فشردگی فنر می‌توان به حدمطلوبی از موازنه نیروها جهت توزیع فشار و نیرو در سراسر محیط سقف دست یافت. چنین تنظیماتی به دستیابی مداوم به فضای لبه(rim) در مخازن سقف شناورکمک خواهد نمودو موجب پایداری سقف و طول عمرتجهیزات و لاستیک درزبندی خواهد گردید.

دریچه‌های لبه درمخازن سقف شناور

Rim Vents

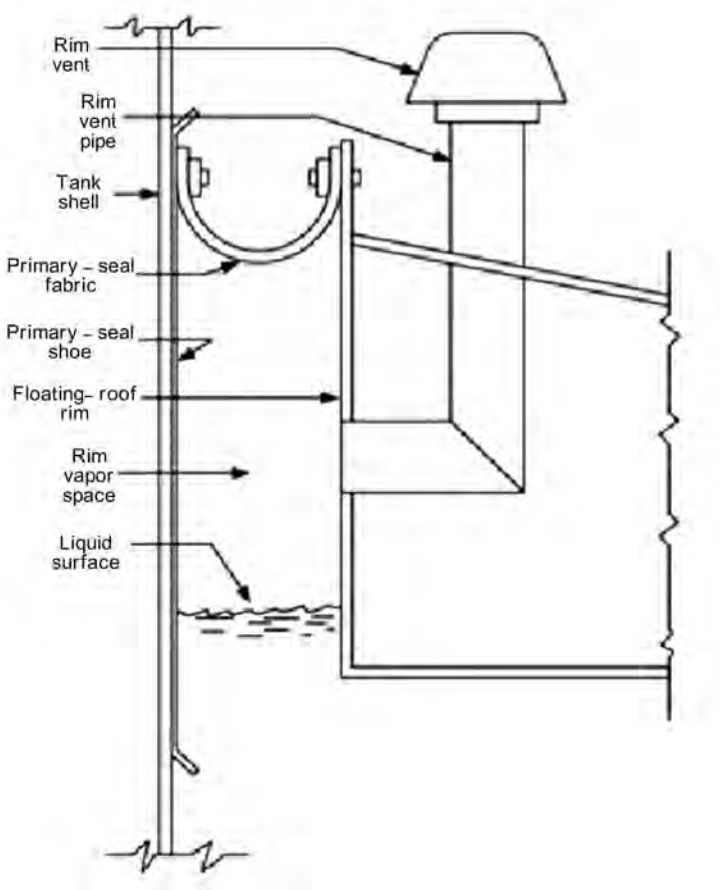


دریچه لبه یا Rim Vent درمخازن تجهیزیافته باطراحی سیستم درزبندی بکار می‌روندکه یک بخش محصوردرناحیه درزبندی و لبه که ازآن به نام کفشک مکانیکال سیل یاد می‌گرددایجاد می‌کنند.درشکل زیر یک ونت لبه نوعی نشان داده شده است. ونت بکار رفته این بخش را ازهرگونه فشار یا خلائی که به فضای محصور شده بین درزبندی اولیه و لبه سقف شناور و سطح مایع عرضه می‌شود رها می‌سازد.ونت‌های لبه متصل روی ورقه‌های اعمال وزن شده روی پوشش گسکت دار هستند.شکل زیر جزئیات محل نصب این ونت و مطالب فوق را نشان می‌دهد.



درشکل زیر چگونگی و محل نصب دریچه لبه یا همان Rim Vent نشان داده شده است.محل ونت شدن بخارات به جهت امکان جابجائی سقف و ممانعت از نیروهای مکشی و فشاری در این شکل نشان داده شده است.به عبارت دیگر فضای بین درزبندی ثانویه و سطح مایع، فضای تحت مانور این تجهیز می‌باشد. این تجهیز علاوه بر کاهش غلظت بخارات به حدود خوداشتعالی، موجب سهولت

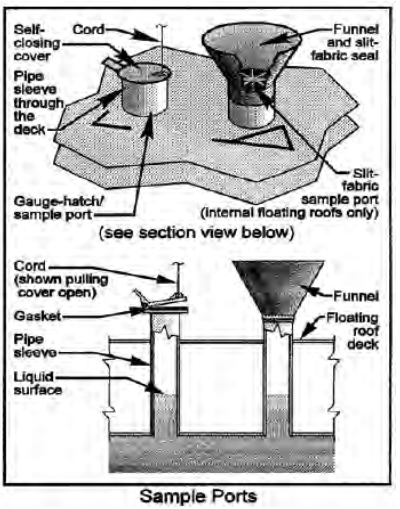
حرکت سقف بواسطه تنظیم نیروهای یاد شده می‌گردد. در شکل زیر موقعیت و وضعیت دریچه لبه سقف و چگونگی ارتباط آن با فضای محصورشده شامل بخارات را می‌توان مشاهده نمود.



دریچه اندازه گیری ونمونه گیری دستی

Gauge-hatch/sample ports

یک دریچه نمونه‌گیری (gauge hatch / sample port)شامل لوله بیرون آمده از سقف و مجهز به پوشش گسکت‌دار خود درزبندی شونده برای کاهش تلفات تبخیری که امکان اندازه‌گیری دستی و برداشت نمونه سیال ذخیره شده را از بالای مخزن فراهم می‌نماید.این دریچه می‌تواند روی گایدپل نصب شود. اندازه و تعداد ومحل آن برای هرنوع مخزن متفاوت است.این تجهیز معمولا زیر پلتفرم که همان بالای پوسته مخزن است قرار دارد.یک سیم(Cord) ممکن است به پوشش خوددرزبندی شونده گسکت دارنصب شده باشد تا امکان بازکردن کاور ازروی پلتفرم مخزن وجود داشته باشد.شکل زیر موارد فوق را نشان می‌دهد.



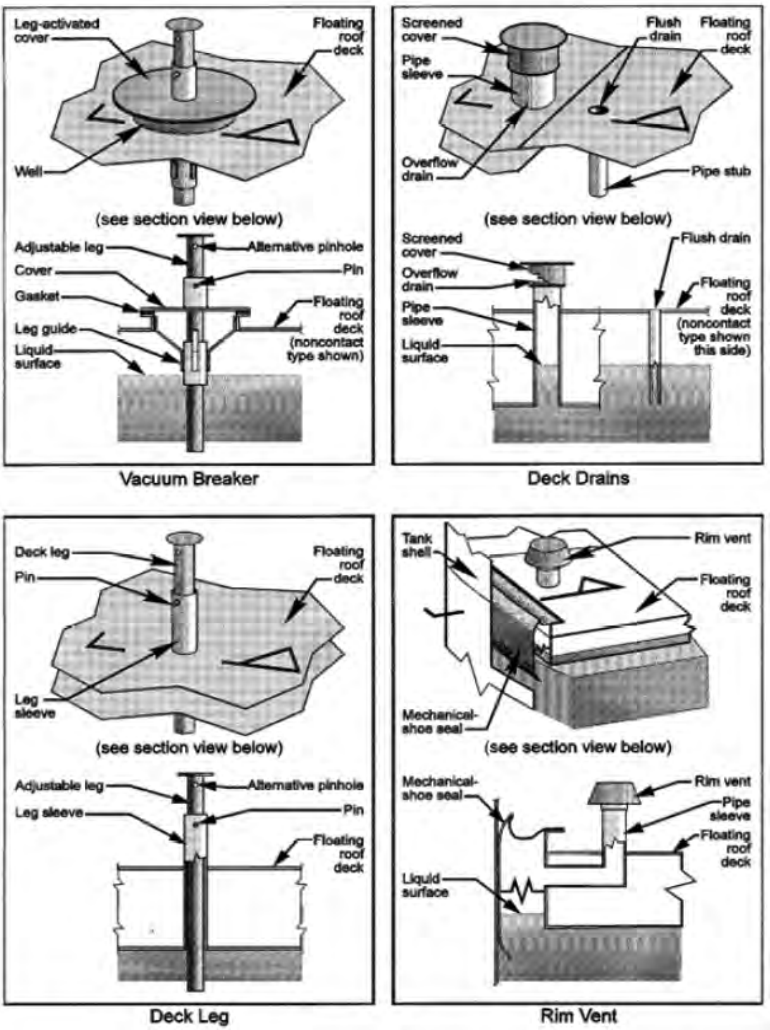
Sample Ports

دریچه اندازه‌گیری و نمونه‌گیری محلی است که برای نمونه‌گیری از فرآورده داخل مخزن جهت انجام آزمایشات کنترل کیفی طراحی و تدارک دیده شده است. صحت بستن درپوش‌ها ازجمله موارد مهم در ممانعت از تلفات تبخیری در این نقطه از مخزن است.

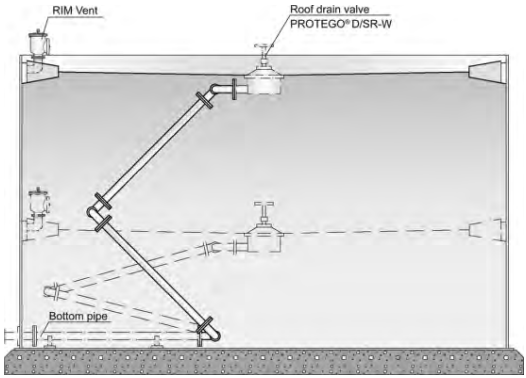
آبراه سقفی مخزن

Deck drain

مخازن سقف شناور خارجی باید مجهز به آبراه سقفی (لوله آب باران) با شند. آبراه‌ها برای خارج نمودن آب جمع شده بر روی سقف مخازن استفاده می‌شوندبطور کلی دو نوع تخلیه سقف بصورت بسته و باز برای برداشتن بارندگی روی سقف شناور مورد استفاده واقع می‌شوندکه درین بازآن می‌تواند بصورت دو نوع . Flash ویا سرریز(Over flow) طراحی و بکار رود. هردو نوع یاد شده دارای لوله ای ادامه تا تا زیر سقف برای تخلیه آب باران از روی سقف هستند. تخلیه سرریز(Over flow) برای محدود نمودن حداکثر مقدار بارندگی ضمن مهیا نمودن تخلیه اضطراری آب باران از روی سقف درصورت نیاز استفاده می‌شود. تخلیه‌های بسته آب باران را به درون مایع تحت ذخیره هدایت می‌نمایند و اگر امکان تماس مستقیم آب باران با فرآورده وجود ندارد، می‌بایست از طریق سیستم بسته به بیرون مخزن هدایت شود.موارد مطروحه در فوق را می‌توان در شکل زیر مشاهده نمود.

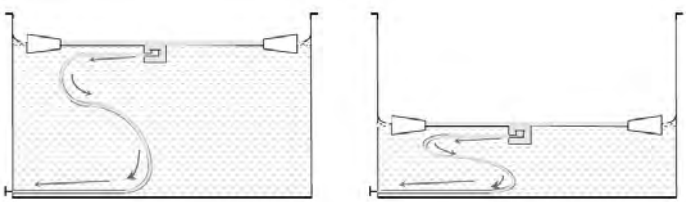


معمولاً این آبراه‌ها ی بسته در مرکز سقف شناور خارجی واقع شده ومسیر آن از طریق لوله قابل انعطاف، از میان مایعات داخل مخزن می‌گذرد. درشکل‌های زیر مسیر این آبراه سقفی را دردو موقعیت مختلف سقف می‌توان مشاهده نمود.



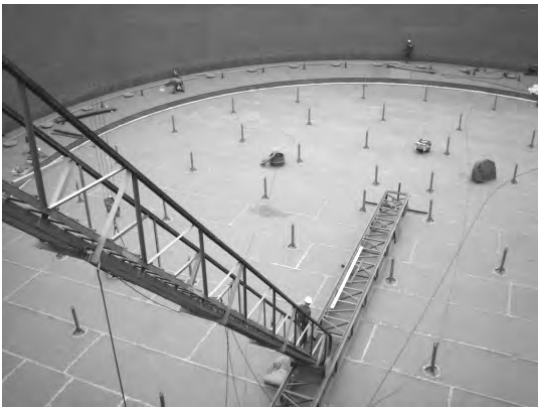
مطابق استاندارد API نیز، درخصوص تخلیه زمینی آب(Water drains)، مخازن سقف شناور باید مجهز به وسیله ای برای تخلیه آب باران از بالاترین سطح سقف باشند. برای سقف‌های نوع پانتون که دارای لوله تخلیه بندی داخلی هستند توصیه شده است یك شیر یکطرفه نزدیك انتهای سقف در نظر گرفته شود، تا از جریان معکوس فرآورده ذخیره شده به سقف در صورت بروزنشتی در اتصالات لوله جلوگیری بعمل آید.

نکته مهم اینکه علاوه برتخلیه نزولات آسمانی ،تخلیه سریع آب استفاده شده پاششی درخنك سازی هنگام سردسازی مخزن(مواقع اضطراری و آتش سوزی مخازن جنبی و...) توسط این تجهیز صورت می‌پذیرد.باتوجه به اینکه این سیستم جهت تخلیه آب ناشی از بارندگی از روی سقف تعبیه گردیده است درطراحی آن ازمکانیزم انعطاف پذیری برای موقعیت‌های مختلف سقف مخزن استفاده شده است. نحوه نصب اتصالات و لوله‌های انعطاف‌پذیر (Coflexip) و موقعیت و جهت‌گیری تجهیزات مربوطه در ارتفاع‌های مختلف سیال در شکل‌های زیر به نمایش درآمده است.



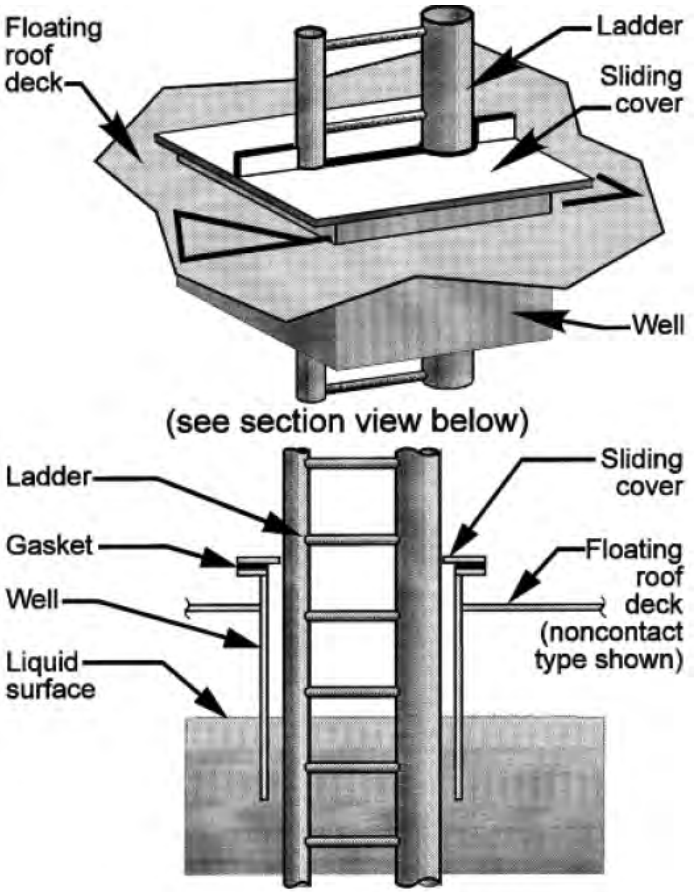
نردبان‌ها

Ladders



مخازن سقف شناور برای دستری به تجهیزات روی سقف، معمولاً دارای نردبان غلطان (Rolling Ladder) به شکل زیرمی باشد. همانگونه که در تصویرفوق نیزقابل مشاهده است، این نردبان روی یک ریل حرکت کرده وبا حرکت بالا و پایین سقف، تغییر زاویه می‌دهد.

در مخازن مجهز به سقف شناور داخلی، نردبانهای داخلی بازشو از بالای مخزن یعنی محل دریچه آدم رو سقف تا کف مخزن تعبیه میشوند. نردبانهای مخازن سقف شناور داخلی باید از نقطه نظر ایمنی بررسی شود. بطور مثال، باید سرتاسر هر دو طرف نردبان، حفاظ وجود داشته و سطح پله‌های نردبان نباید لغزنده باشد. هنگامی که نردبان در پایین ترین وضعیت خود قرار دارد، شیب گردآ آن نباید کمتر از ۳۵ درجه نسبت به وضعیت عمودی باشد. نردبان‌های بازشو روی سقف مخازن سقف متحرک بدون سقف خارجی بواسطه عدم وجود محدودیت دریچه منهول سقف، طراحی آسان تر و عملیات ایمن تری دارند. اطلاعات بیشتر در این زمینه، در استاندارد API ۶۵۰ در دسترس می‌باشد.



در کاربردهای اخیر دربعضی موارد، نردبان‌های ثابت ضمن درزبندی با سیستم‌های SlidingCover به‌عنوان نردبان‌هائی که بصورت ثابت در سراسر ارتفاع داخلی مخزن نصب شده اند نیز طراحی و بکارگیری شده‌اند. این کاربرد برای سیالات با ویسکوزیته بسیار کم و تبخیر شونده و فاقد چسبندگی به نردبان مورد پذیرش است.

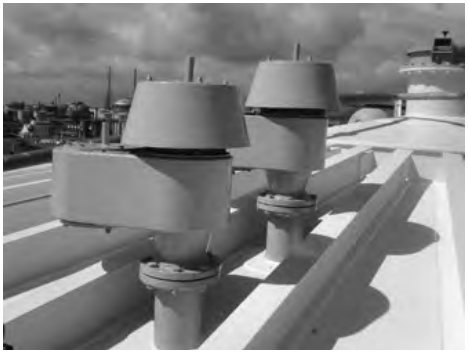
پله‌ها، راهروها و سکوها

Stairways& Walkways& Top Platforms

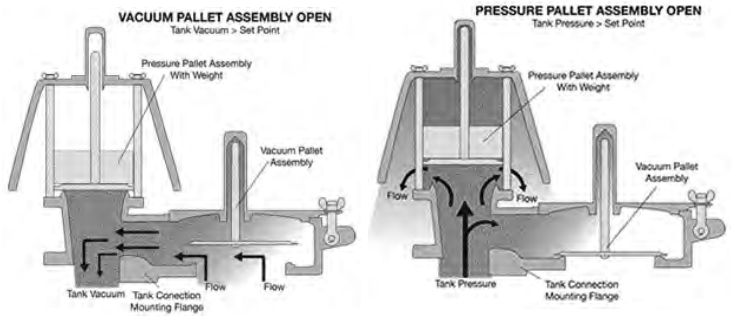
برای ایجاد دسترسی ایمن به بالای مخزن از جمله انجام نمونه برداری و مشاهده ابزارهای سنجش (Gage)مخزن، پله‌ها، راهروها و سکوهایی روی آن فراهم می‌شود. جهت امکان دسترسی به سقف برای نفرات درجهت انجام عملیات و فعالیت‌های مختلف، پله‌هایی روی بدنه مخزن طراحی و نصب می‌گردد. این پله‌ها با چرخش دیواره مخزن به صورت کلافی چسبیده به مخزن، محیط مخزن را از پائین به بالا طی می‌کنند. بعبارت ساده تر پله‌ها معمولا به صورت مارپیچی دور تا دورمخزن طراحی می‌شوند. حداقل عرض پله‌ها باید ۷۵ سانتی متر باشد به جز در مواردی که به راهروهای با عرض ۶۴ سانتی متر و صل می‌گردد در این صورت باید حداقل ۶۴ سانتی متر می‌با شد. زوایه پله‌هانسبت به ستطح افق نباید بیش از ۴۵ درجه بوده و کف پله‌ها نباید لغزنده باشد. بر روی مخازن سقف مخروطی باید دور تا دور سقف مخزن حفاظ هایی(Handrail) قرار داده شود. اطلاعات مربوط به طراحی پله‌ها، راهروها و سکوها در استاندارد API ۶۵۰ و IPS-G-ME-۱۰۰ در دسترس می‌باشد.

شیرهای تنفس

Breather Valve



شیرهای تنفسی که با نام شیرهای تخلیه فشار/خلاء مستقیم نیز شناخته می‌شوند نوع خاصی ازشیرهای تخلیه هستندکه به طور ویژه برای محافظت ازمخازن دارای سقف ثابت دربرابر تغییرات فشارفاز گازی استفاده می‌شوند.این شیرها به نام positive pressure & vacuum relief نیز موسوم می‌باشند.تصویر زیر مکانیزم عملکرد این شیرها را نشان می‌دهد.



ممکن است فشار درون مخازن، بنا به دلایل مختلفی چون پر کردن، خالی کردن، گرم شدن و یا سرد شدن تغییراتی داشته باشد. نوسانات فشار تا حدودی

برای مخازن قابل تحمل بوده و بیش از آن ممکن است سبب بروز آسیب به مخازن گردد. مثلاً بر اثر بالا رفتن بیش از حد فشار، ممکن است دیواره‌های مخازن متورم شده و یا سقف آن آسیب ببیند و یا در اثر بروز خلاء بیش از حد مجاز، دیواره‌های مخازن مچاله گردند. برای جلوگیری از بروز مشکل در حین بالا رفتن و پایین آمدن فشار از حد مجاز و قابل تحمل، از ابزاری به نام Breather استفاده می‌گردد که در صورت بالا رفتن فشار، باز شده و با خارج کردن مقداری بخار، سبب کاهش فشار داخل مخازن می‌گردد و در صورت پایین آمدن فشار، باز شدن این شیر، سبب ورود هوا به داخل مخازن شده و با بالا آمدن فشار و رسیدن به حالت متعادل، شیر بسته می‌شود.این شیرها غالباً در مخازن سقف ثابت بکار میروند.

درمخازن سقف شناوردارای سقف ثابت، جهت کنترل فشار و خلاء زیرسقف ثابت،از شیرهای تخلیه فشار/ خلاء شکن یا روزنه‌های تخلیه استفاده می‌نمایند. در حالت تعبیه شدن روزنه‌های تخلیه، خروجی‌های تخلیه لازم است در حلقه بالایی بدنه مخزن و در بالاترین نقطه سقف ثابت تعبیه شوند.با این تمهیدات ،غلظت گاز در فضای بین سقف ثابت وسقف شناور داخلی به زیر حد آتش گیری(LEL) کاهش می‌یابد.این خروجی تخلیه باید بنحوی ساخته شود که مانع ورود برف و باران به مخزن بشود.چنانچه جهت این روزنه‌های تخلیه ازتوری استفاده می‌شود اندازه سوراخ توری‌ها نباید از ۶ میلیمتر مربع کمتر باشد.

برای مخازن سقف ثابت فشار پایین(۲۰ میلی بار ویا ۲ کیلو پاسکال)که حاوی مواد نقطه اشتعال پایین هستند،API توصیه نموده است یك شیر تنفسی از نوع فشاری و خلاءطراحی و تهیه گردد .همچنین توصیه شده است این شیر مجهزبه توری با روزنه مناسب شوند.

برای مخازن سقف ثابت بدون فشار دارای مواد با نقطه اشتعال بالا که هرگز بالاتر از نقطه اشتعال حرارت داده نمی شوند، توصیه گردیده است تخلیه به هوای آزاد باید طراحی و تهیه گردد.این دریچه‌های تخلیه به هوای آزاد توصیه می‌شود باید مجهز به توری با روزنه مناسب باشند. چنانچه محتویات مخزن سقف ثابت قابلیت گرم شدن تا بالاتر از نقطه اشتعال را داشته باشند آنگاه شیرهای تخلیه فشار و خلاء باید تعبیه گردد.

برای اطلاعات بیشتر به استاندارد API ۶۵۰ و API ۲۰۰۰، الزامات طراحی شیرهای اطمینان فشار، مراجعه شود.

Breather به دو صورت انجام وظیفه می‌کند:

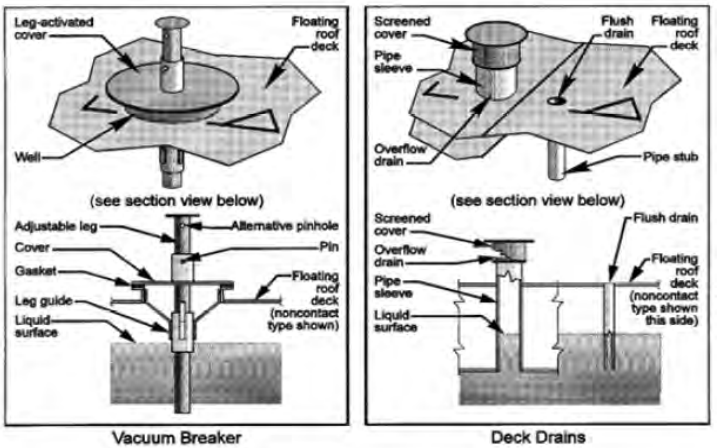
Thermal Inbreathing : حرکت هوا یا گازها به داخل مخزن، زمانی که بخارات داخل مخزن به علت تغییر شرایط آب و هوایی کندانس یا متراکم می‌شود (برای مثال هنگام کاهش دمای اتمسفر) اطلاعات مربوط به ظرفیت ونت‌ها جهت تأمین میزان Thermal Inbreathing و سایر الزامات مربوط به آن دراستاندارد API ۲۰۰۰ در دسترس میباشد . میزان Inbreathing و ظرفیت مخزن در انتخاب blanketing (فرآیند پر کردن فضای خالی بالای مایع داخل مخزن با یک گاز خنثی می‌باشد) تاثیر دارند.

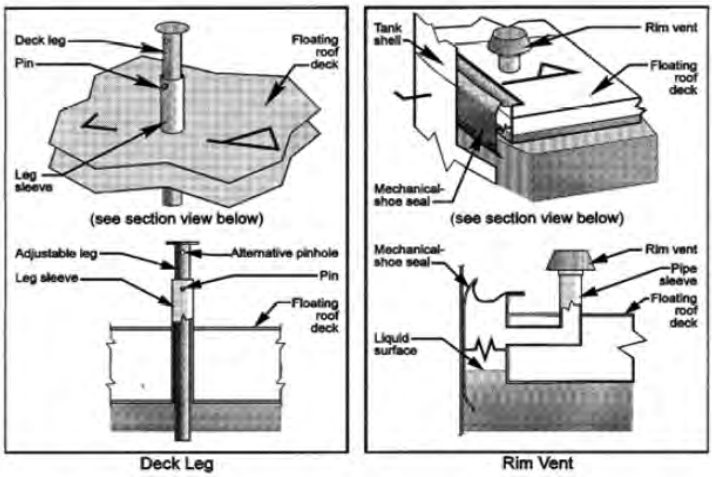
Thermal Outbreathing: حرکت بخارات از داخل مخزن به بیرون آن، زمانی که بخارات داخل مخزن منبسط شده و مایع در داخل مخزن بر اساس تغییر شرایط آب و هوایی بخار شود (برای مثال هنگام افزایش دمای اتمسفر).اطلاعات مربوط به ظرفیت و نتها جهت تأمین میزان Thermal outbreathing و سایر الزامات مربوط به آن در استاندارد API ۲۰۰۰ در دسترس می‌باشد.

شیرشکننده خلاء

Vacuum Breakers

در مخازن سقف ثابت وکیوم بریکر (شیر شکننده خلاء) باهدف ممانعت از ایجاد خلاء درمخزن به‌منظور جلوگیری از ایجاد مکش درفضای داخل مخزن بکار رفته و از بروز خساراتی مانند مچالگی مخزن و... جلوگیری می‌کند.دریک مخزن سقف شناور، وکیوم بریکر بعنوان متوازن نمودن فشار فاز بخار با بالای سقف درصورت خارج شدن سقف از شناوری و قرار گرفتن سقف روی پایه‌ها و عدم امکان پائین رفته بیشتر سقف ضمن خروج مواد و ایجاد خلاء خواهد بود.شکل زیر وکیوم بریکر نوعی را با جزئیات شرح داده شده نشان می‌دهد.

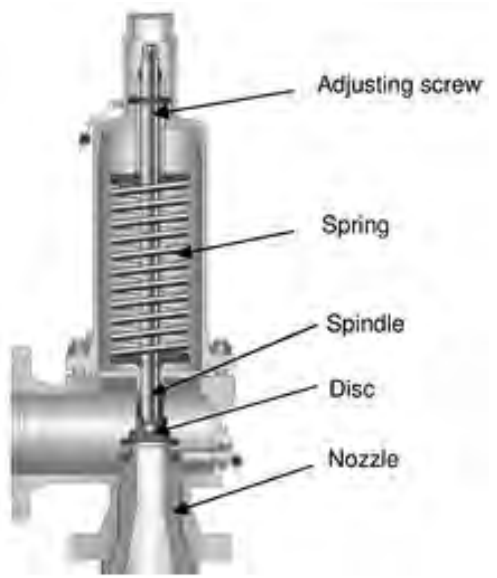




زیر وکیوم بریکرشامل محفظه چاه مانندی دارای یک پوشش می‌باشد که به هدایت‌کننده پایه(Leg Guide) متصل بوده و این هدایت‌کننده به اندازه کافی جهت فرورفتن در سطح مایع بلند می‌باشد.وقتی که پایه به کف مخزن می‌رسد، راهنمای پایه بالا آمده و با برداشتن پوشش ،فضای چاه مانند محصور را باز می‌نماید. اجتناب از تخلیه مخزن تا این نقطه جهت ممانعت از اتلاف و آلودگی زیست‌محیطی ضروری است. مگر در شرایطی که نیاز به تخلیه مخزن احساس شود.

شیرهای اطمینان فشار

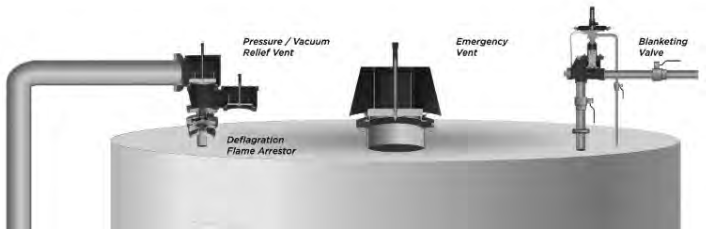
Pressure Safety Valve



شیرهای ممانعت از افزایش فشار در مواردی مطرح می‌گردند که شیر یادشده صرفا هدف ممانعت از افزایش فشار و عدم احتمال بروز خطر انفجار را دنبال نماید. در صورت بالا رفتن فشار از محدوده مجاز، شیرهای فشار اطمینان که با عنوان PSV شناخته می‌شود، بصورت اتوماتیک باز شده و با خارج کردن مقداری از بخارات به اتمسفر، سبب کاهش فشار مخزن می‌گردند و زمانیکه مقدار فشار به محدوده مجاز تعریف شده برای شیر اطمینان می‌رسد، شیر مجددا بسته می‌شود.

مجرای تخلیه هوایی و شیرهای تخلیه

Vents and Relief Valves



مجاری خاصی(Emergency Vent) بر روی سقف مخازن سقف ثابت قرار دارد که بطور مستقیم به اتمسفر راه دارند و زمانیکه فشار داخل مخزن کم و زیاد شود، امکان خروج گاز و یا ورود هوا را به داخل مخزن فراهم می‌نمایند تا فشار متعادل گردیده و از مچالگی و یا پارگی آن جلوگیری شود. نوع فرآورده‌های مجاز به ونت و ظرفیت ونت‌ها و سایر الزامات مربوط به آنها در استاندارد API ۲۰۰۰ موجود می‌باشد. مسیر Relief Valves نیز در مواقعی بر روی مخازن سقف ثابت استفاده می‌گردد که سطح عملیاتی مخزن، کل حجم را در برگرفته و این مسیر برگشت مواد مازاد و تحت فشار را به نقطه ای ایمن ویارا به مبدا امکان پذیر نماید. این کاربرد درمخازن اتمسفریک دیده نمی شود.ونت ولوهای مورد استفاده در مخازن اتمسفریک موجب تنفس مخزن در اتمسفر شده و مسیر بلنکتینگ با گاز بی اثر و خروج گازها به سیستم بازیافت بخارات می‌تواند جایگزین این مجاری تخلیه گردد.

منافذ تخلیه خودکارشامل تخلیه هوایی و شیرهای تخلیه(Vents and Relief Valves)برای تمام مخازن سقف شناور باید در نظر گرفته شود. دراستاندارد API۶۵۰ توصیه شده است منافذ تخلیه خودکار یا همان ونت‌ها از فولاد ضدزنگ ساخته شوند. سازنده این تجهیزات باید مدارك تشریحی درباره شیرهای تخلیه فشار و خلاء، را تهیه نماید. تعداد لبه‌های تخلیه هوایی که باید روی سقف تعبیه گردند توسط سازنده مشخص می‌شود . توصیه شده است سازنده ونت

از مقدار حداکثر جریان ورودی و خروجی به مخزن مطلع باشد، تا بتواند تعداد و اندازه تخلیه هوایی مورد نیاز را مشخص نماید. تعداد و اندازه تخلیه‌های هوایی برمبنای ظرفیت می‌باشد.

دراستاندارد API۶۵۰ توصیه شده است برای سقف‌های دولایه یا سقف‌های پانتونی که بیش از ۵۰ درصد پانتون را دارند از تخلیه باز اضطراری استفاده شود. همچنین توصیه شده است یك مسدودکننده مسیر تخلیه برای استفاده در موارد خارج ازسرویس دهی تانك در نظر گرفته شود.

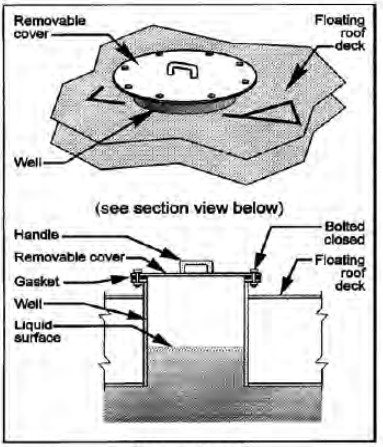
شیرهای تخلیه جهت تخلیه مایعات به‌منظور مختلف به نحوی که قابلیت ایزوله داشته باشند توصیه شده است.

اندازه گیر شناور

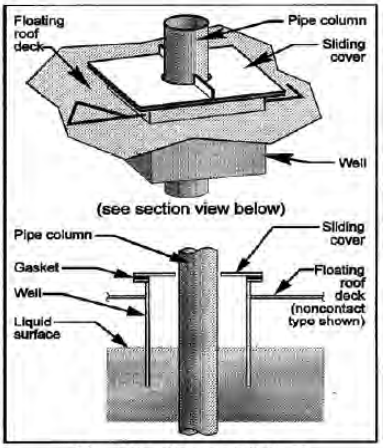
Gauge-Floats

اندازه‌گیر شناور، ابزاری است که برای نشان دادن سطح مایع درون مخزن طراحی و نصب می‌گردد.شناورروی سطح مایع قرارمی گیرد و در چاه مخصوص خود نزدیک کاور قابل برداشت نصب و شناور خواهد بود.این کاور یا پوشش

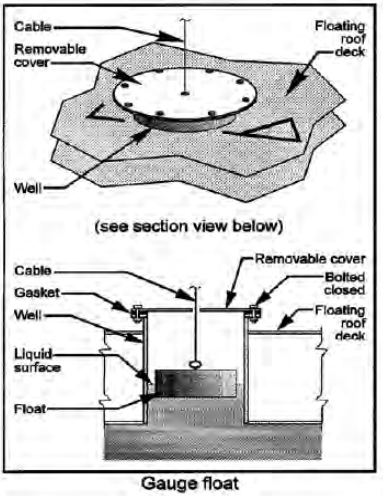
می‌بایست جهت ممانعت از تبخیر، گسکت‌گذاری و خوب پیچ و مهره شود. خوب فرو رفتن ادامه چاه درون مایع درسقف‌های غیر تماسی سبب درزبندی نسبت به خروج بخارات از این مسیرخواهد شد.شکل زیر جزئیات گفته شده درخصوص این تجهیز را نشان می‌دهد.



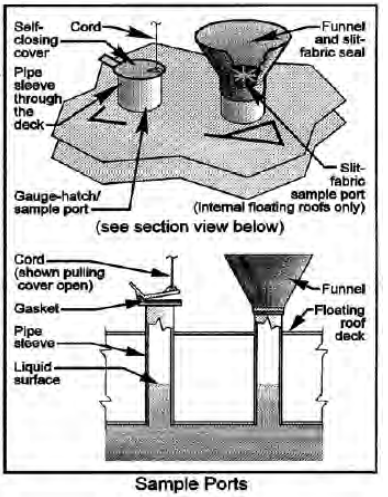
Access Hatch



Fixed-Roof Support Column



Gauge float

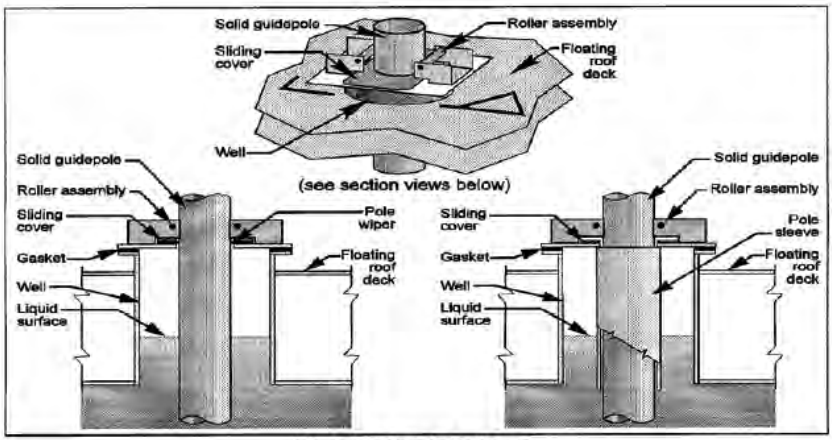


Sample Ports

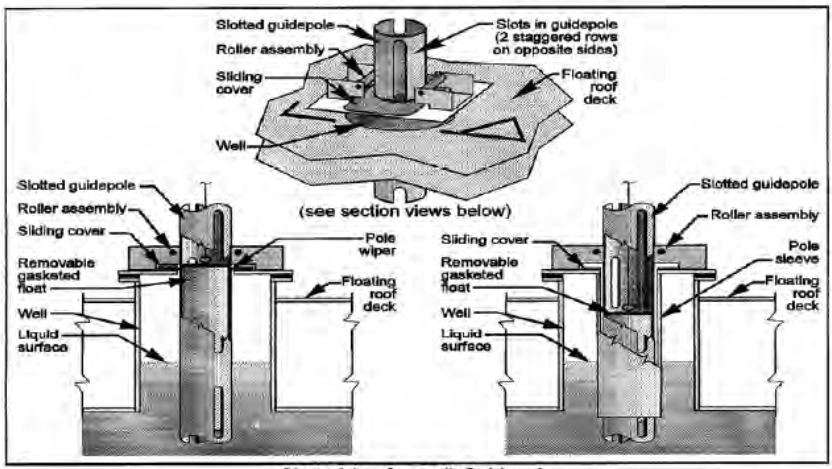
ستون راهنما و دیپ

Dip &Guide Pole

گایدپل‌ها یا ستون‌های راهنما تعدادی ستون موازی بدنه مخزن هستند تا در مخازن سقف شناور علاوه بر استفاده درجهت عمق یابی ،از عدم تعادل یا غرق شدن سقف در هنگام اتفاقاتی مثل زلزله وسایر موارد منجربه غرق شدن سقف جلوگیری شود.به عبارت دیگرگاید پل یك قطعه ضدچرخشی(Anti rotational) است که به بالا و پایین مخزن ثابت شده است وباعبور از سقف شناور برای جلوگیری از حرکت جانبی سقف و در نتیجه آسیب به اتصالات عرشه و سیستم درزبندی لبه استفاده می‌شود.این گاید پل‌ها در مخازن سقف شناور داخلی به سقف بیرونی متصل می‌گردند اما در مخازن سقف شناور خارجی در کنار دیوار مخزن تا بالای مخزن ادامه داشته و از زیر پلتفرم(مسیر بریده شده و مهیا شده) قابل دسترسی می‌باشند. تبخیر ازاطراف محل قرارگیری guidepole مورد دقت بوده که معمولا با قرار دادن یک شناور در داخل آن کاهش می‌یابد. اشکال زیر نحوه درزبندی guide pole رانشان می‌دهد.برای مخازن سقف ثابت مشابه این لوله‌ها بعنوان مسیر اندازه گیری عمق فرآورده در مخزن تعبیه می‌شوند.



Unslotted (solid) Guidepole

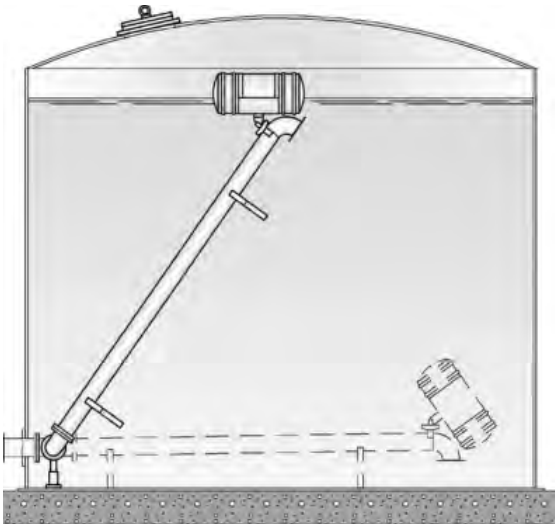


Slotted (perforated) Guidepole

درگایدپل‌های شکاف دار مایع ورودی به داخل گاید پل به اندازه کافی مخلوط و هم غلظت با مایع تحت نگهداشت درون مخزن می‌باشدو در این نوع گاید پل امکان نمونه برداری و عمق سنجی دستی نیز وجود دارد.مشکل تبخیرمایع ازمسیر این نوع گاید پل را با استفاده از یک شناور روی سطح مایع در گاید پل می‌توان مرتفع نمود.

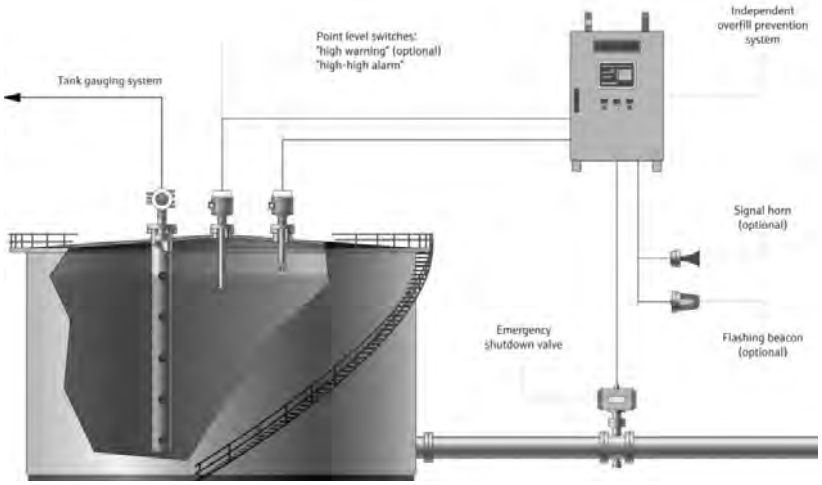
ساکشن شناور

Floating Suction



در بعضی از مخازن سقف شناور از ساکشن شناورآب باران و نزولات آسمانی و... استفاده می‌شود.این تجهیز در مخازن سقف شناور در داخل فرآورده نفتی طراحی و بر اساس حجم و اندازه مخزن از تعدادی لوله و مفصل ساخته شده که قادر است همراه سقف شناور حرکت نموده و بمنظور جلوگیری از ورود آب جمع شده روی سقف شناور مخزن به درون فرآورده، آب روی سقف را به خارج از مخزن هدایت و تخلیه کند. این نوع ساکشن با اتصال به سقف در فاصله ای مناسب همراه با سقف حرکت می‌نماید. معمولا این ساکشن در مخازن سوخت هوایی از این روش استفاده می‌شود.

شناساگرها و هشدار دهنده‌های ارتفاع سطح سیال مخازن
Level Detector & Indicator



درخصوص ابزار کنترل و نمایش سطح(Level)، نیز توصیه شده است یك نشان دهنده محلی (Local)سطح درنظرگرفته و چنانچه نوع نشاندهنده از دور(Remote) نیاز باشد باید یك هشداردهنده سطح بالا به طور دائم برای نفرات اطاق کنترل در نظر گرفته شود.

هشدار دهنده‌های ارتفاع سطح مخازن، وسیله ای که برای هشدار بر اساس ارتفاع سطح داخل مخزن که از پیش تعریف می‌شود، می‌باشند. این سیستم‌ها در حقیقت شناساگر سطح(Level Detector) میباشند. این سیستم، سطح محصول را سنجش کرده و هشدارهایی را ایجاد می‌کند که به اپراتور اجازه می‌دهد تا زمان کافی برای قطع جریان یا خاموش کردن سیستم قبل از اینکه سطح سیال در داخل مخزن به سطح از پیش تعیین شده برسد، داشته باشد.

شناساگر سطح بالا(Level Detector -high)

یک سیستم سنجش سطح محصول دو مرحله ای می‌باشد که زمان رسیدن

سطح محصول به ارتفاع ازپیش تعیین شده (در زیر سطحی که برای فعال شدن شناساگر سطح بالا – بالا تعریف شده است) هشدار ایجاد می‌کند.

شناساگر سطح بالا - بالا(Level Detector -high -high)

یک سیستم سنجش سطح محصول است که معمولا در بالای سطح پر شدن ایمن قرار می‌گیرد. این سیستم هشدارهایی را ایجاد می‌نماید تا زمان کافی برای قطع جریان یا خاموش کردن سیستم قبل از رسیدن سطح سیال در داخل مخزن به سطح سر ریز وجود داشته باشد. این سیستم به دو صورت تک مرحله ای (در بالای سطح پر شدن ایمن قرار می‌گیرد(و دو مرحله ای)بالای سطح پر شدن عادی قرارمی گیرد) می‌باشد.

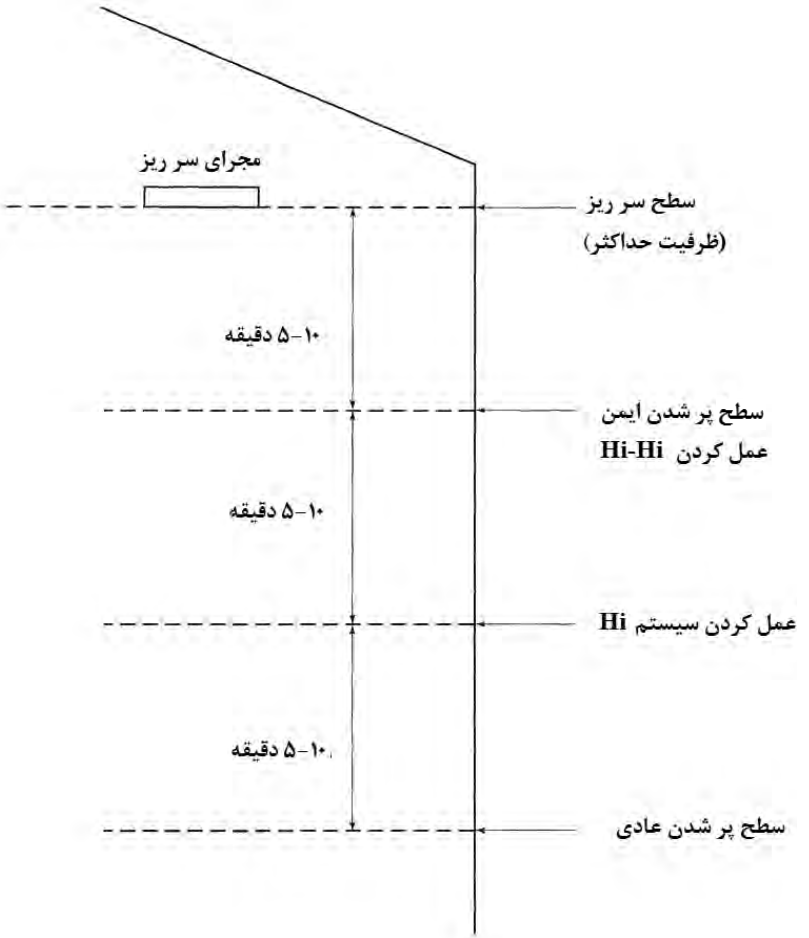
مخازن باید مجهز به سیستم شناساگر ارتفاع سطح باشند که به طور خودکار بتواند جریان را قطع کرده یا خاموش نماید(NFPA ۳۰).

سیستم‌های هشدار ارتفاع سیال، نقش بسزایی در پیشگیری از آسیب سقف ثابت یا سقف شناور دا خلی در اثر بارگیری بیش از حد مخزن (کاربرد سیستم افزایش سطح) و جلوگیری از صدمه به پمپ‌ها و سایرتجهیزات در اثر تخلیه بیش از حد مخزن (کاربرد سیستم هشدار کاهش سطح) را نیز دارا می‌باشند. سیستم هشدار صوتی و دیداری باید به گونهای طراحی شوند که توجه پرسنل تأسیسات و پرسنل بخش عملیات را به خود جلب کنند.

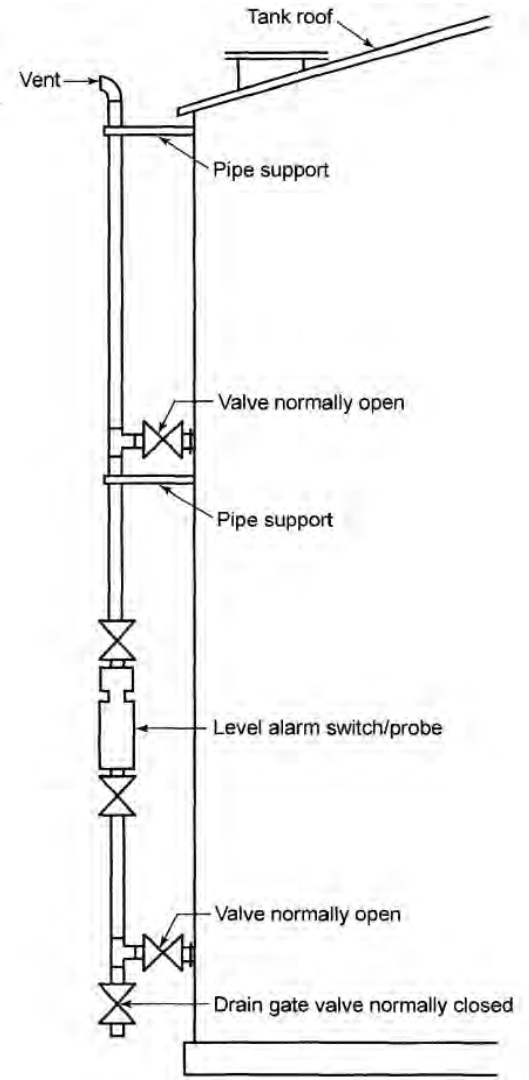
اطلاعات لازم در خصوص ایجاد دستورالعمل‌ها و شیوه‌هایی برای آزمون منظم سیستم‌های آلارم (شامل آزمون حسگرهای اولیه)، در استاندارد API ۲۳۵۰ موجود می‌باشد.

استاندارد API ۲۳۵۰، نحوه استفاده و انواع سیستم‌های هشدار افزایش سطح را با جزئیات بیان میکند.فا صله بین هشدارها و ارتفاع مورد نظر بارگیری، در مخازن مختلف متفاوت ا ست، زیرا این امر بستگی به اندازه مخزن، تمهیدات آب بندی، نرخ جریان حداکثر ترکیبات هیدروکربنی به داخل مخزن و مدت زمان لازم برای پرسنل جهت قطع به موقع سیستم دارد. فاصله ایمن بین مراحل هشدار و ارتفاع پر شدن باید در هر مجموعه با در نظر گرفتن شرایط بالا برقرار گردد (API RP ۲۳۵۰). شکل زیر مثالی از کارگذاری سیستم شناساگر سطح

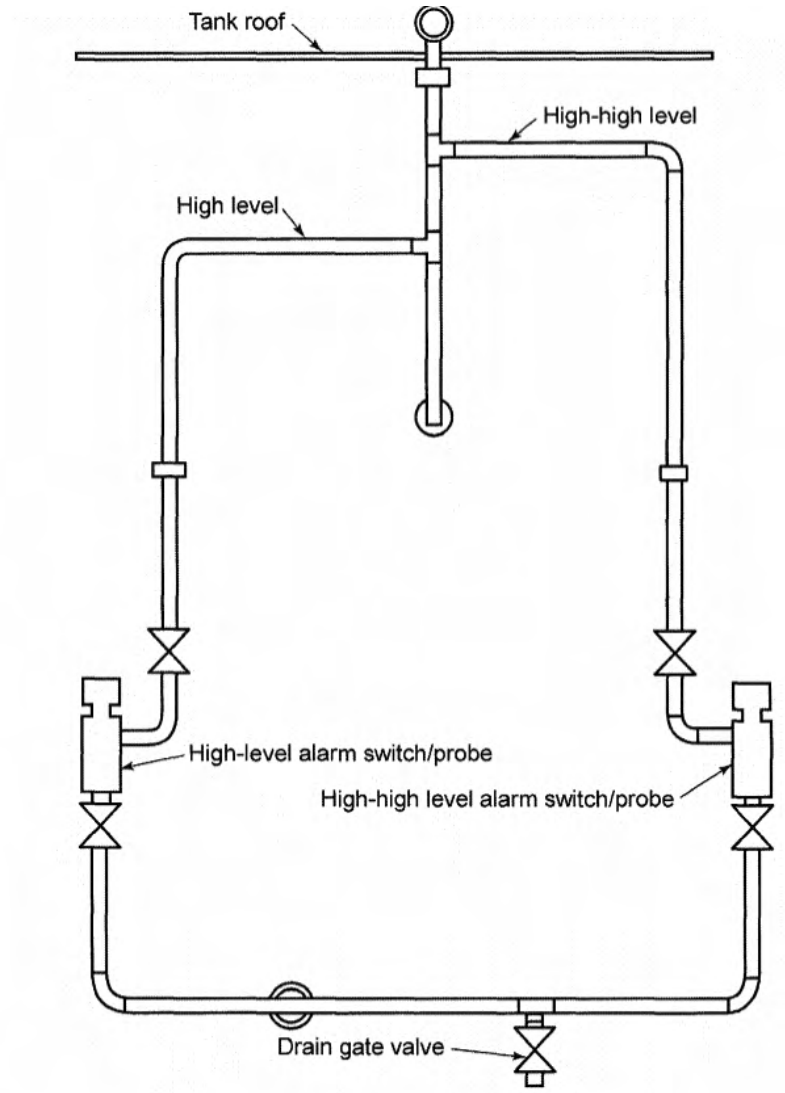
براساس زمان پاسخ در یک سیستم شناساگر دو مرحله ای را نشان می‌دهد.



شکل زیر نیز نمای جانبی سیستم مذکور، نصب شده روی مخزن را نشان می‌دهد.



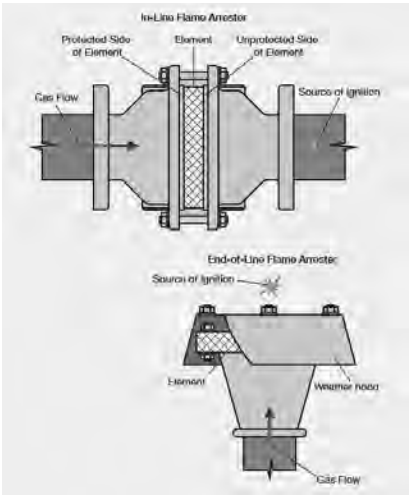
درشکل زیر نمای روبروی سیستم مذکور، به صورت نصب شده روی مخزن را نیز می‌توان مشاهده نمود.



شعله پوش

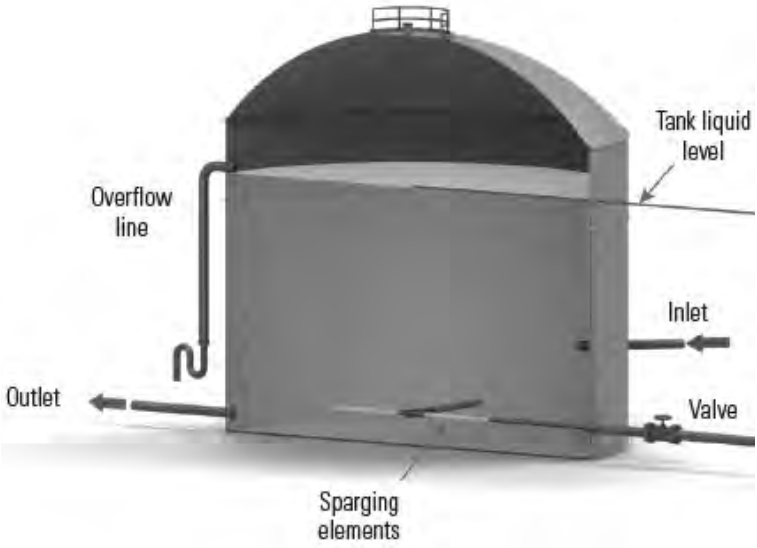
Flame Arrester

یک شعله پوش بر روی مخازن جهت جلوگیری از خطرات مرتبط با انفجار و اشتعال استفاده می‌شود معمولاً ترکیب شیرکنترل فشار توام با شعله پوش مورد طراحی و استفاده واقع می‌گردد. برای مثال شعله پوش می‌تواند گسترش یک شعله و یا گسترش یک انفجار را محدودکند، از جرقه ترکیبات دارای پتانسیل انفجار جلوگیری کند و آتش سوزی را در داخل یک محل کنترل شده و بسته، محدود کند. اطلاعات بیشتر در ارتباط با شعله پوش در استاندارد API ۲۲۱۰ در دسترس می‌باشد. در فصل مربوط به ایمنی و حفاظت مخازن، توضیحات بیشتری در این خصوص ارائه خواهد گردید. درتصویر زیر دو نوع از این تجهیز را براساس چگونگی کاربرد آن می توان مشاهده نمود.



مجرای تخلیه سرریز

Tank Overflow



مخازن تا ارتفاع خاصی مجاز به پر شدن میباشد و بارگیری بیش از این ارتفاع سبب سرریز شدن سیال می‌گردد، لذا مجاری‌های تخلیه سرریز را کمی بالاتر از حداکثر ارتفاع مجاز بارگیری، تعبیه می‌کنند تا درصورت بارگیری بیش از حد مخزن، مازاد سیال از طریق آن سرریزبه مخزن زیرزمینی(Slop) گردد. در بعضی از مخازن از کانال‌هایی برای جمع آوری مایعات سرریز شده استفاده میگردد. اطلاعات بیشتر در این خصوص در API ۲۳۵۰ اشاره شده است.

اتصال تخلیه الکتریکی مخازن

Earthing

معمولاً مخازن نگهداری فرآورده‌هایی که احتمال انفجار و آتش‌سوزی بخارات فرآورده‌های نفتی درفضای داخلی مخزن بالاست را بصورت سقف شناور می‌سازند. بدین دلیل بواسطه امکان خروج بخارات اشتعال‌زا و همچنین وجود اختلاف پتانسیل بین جدار مخزن و سقف مخزن بدلیل سیستم درزبندی(Seal)، امکان آتش‌سوزی و انفجار دراین مخازن خصوصا در هنگام بروز صاعقه وجود دارد. علاوه بر استانداردهای NFC۱۷ فرانسه و IEC۶۲۳۰۵ درخصوص محافظت مخازن از برخورد صاعقه، موسسه API درسال ۲۰۰۹ راهنمای جدید نحوه حفاظت مخازن روزمینی در برابر صاعقه را تحت شماره API RP ۵۴۵ منتشر کرده است. از لحاظ تمهیدات ایمنی نیز، بدنه مخزن اتصال به زمین(Earth) دارد و سقف و کلیه اتصالات مانند پلکان غلطان به اندازه کافی به بدنه مخزن متصل هستند تا مخزن از آذرخش مصون باشد. استانداردها الزام نموده اند که تمام قسمت‌های داخلی از قبیل شناور اندازه گیر، کابل‌ها و مخلوط کننده‌ها(درصورت وجود) نیز باید بطور مناسب اتصال زمین داشته تا از تجمع بار الکتریکی جلوگیری نمایند.

دراستاندارد جدید اعلام شده کلیه‌هادی‌های شنت پیرامون سقف را حذف وهادی‌های شنت لازم نیز بایستی در زیر سیال غوطه ور باشند. تمامی اجزاء فلزی درزبندی مخزن و همچنین نردبان‌ها و مسیرهای دسترسی و دیپ زنی بایستی

از نظر الکتریکی از سقف شناور عایق شوند و سطح حفاظتی عایق بایستی بیش از یك کیلوولت باشد. در پیرامون مخزن به ازاء هر فاصله حداکثر ۳۰ متری محیط مخزن یك‌هادی کنارگذر(Bypass) بین سقف و دیواره نصب شوند. این‌هادی‌ها می‌بایست تا حد امکان کوتاه و به صورت مساوی درپیرامون نصب شده باشند. حداکثر مقاومت کل مسیرهرهادی نباید بیش از ۰٫۰۳ اهم باشد و کل فاصله حداق تا حداکثرارتفاع و حرکت سقف را شامل شود. حداکثر کل مقاومت سیستم ارتینگ یك مخزن نباید از ۱۰ اهم تجاوز کند. سایر موارد ارتینگ در بخش مربوطه شرح داده خواهد شد.

از لحاظ تجمع حرارتی در اثر انرژی تابشی خورشید نیز ،مخزن‌های محصولات سبک و میان تقطیر به رنگ سفید رنگ آمیزی می‌شود تا کمترین گرما را از محیط و انرژی تابشی آفتاب جذب کرده دمای محتوای مخزن‌ها در کمترین حد ممکن نگه داشته می‌شود .نتیجتا» مقدار تبخیر و هدر رفتن مواد سبک نفتی کمتر شده شرایط خطرناکی در بالای مخزن پدید نمی آید .

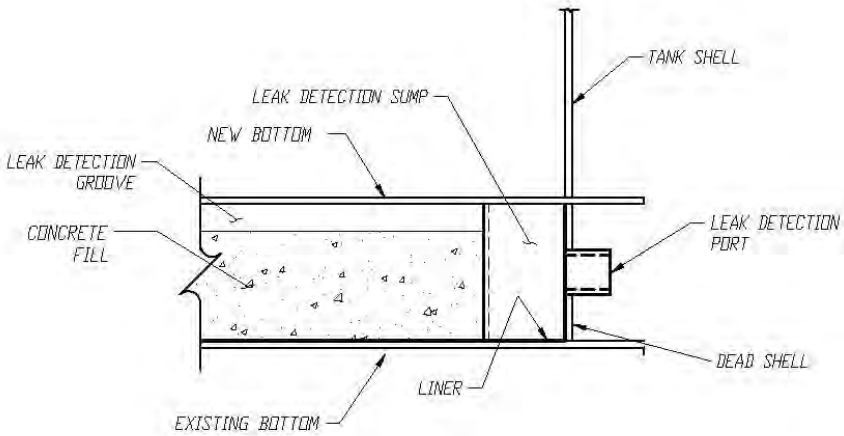
دو عامل دیگرنیزسبب بارور شدن مخزن با الکتریسیته ساکن می‌گردد .

- پخش شدن مایعات به قطرات کوچک
- اصطکاک مایعات هنگام جریان در خطوط لوله

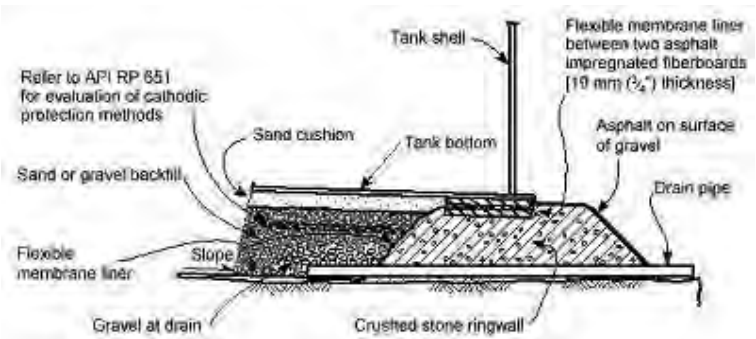
پس از ورود مایع به مخزن و بارور شدن مخزن از دو راه اشاره شده در فوق، حتی جرقه کوچکی در آمیزه بخارات نفتی و هوای موجود در بالای مخزن، سبب انفجار و آتش سوزی می‌شود . دیواره همه مخزن‌ها باید به وسیله سیم به زمین متصل شود. کار این سیم هدایت بار الکتریسیته ساکن از مخزن به زمین و جلوگیری از تراکم الکتریسیته در بدنه مخزن می‌باشد. از آنجا که مقداری از بخارات نفتی در اثر تبخیر هیدروکربن‌ها ی سبک در اطراف مخزن جمع می‌شود .بنابراین هرگونه جرقه الکتریکی خواه در اثر رعد و برق و خواه در اثر ایجاد الکتریسیته ساکن در مخازن ممکن است خطراتی را به وجود آورد . برای دوری از این خطر کلیه این مخازن دارای سیم‌های اتصال به زمین شده اند . اتصال این سیم‌ها به بدنه مخازن طوری است که به کلیه نقاط مخازن اتصال دارد.

مجرای خروج نشتی

Drainage Pipe



در مخازن سقف ثابت و شناور، مجاری خاصی در زیر کف آنها تعبیه می‌شوند تا در صورت بروز نشتی از کف مخزن، بتواند از طریق لوله‌ای به بیرون منتقل شود. اپراتورها با مشاهده خروج مواد از این لوله، متوجه وجود نشتی از کف مخزن می‌شود.



ظرفیت مجاز بارگیری درمخازن

Tank Loading Capacity

بارگیری مخازن موجود درانبارها براساس استانداردهای حاکم برطراحی آنها صورت می‌پذیرد.همانگونه که در تصویر زیر قابل مشاهده است، ظرفیت کاری خالص مخزن(Net Working Capacity) بین پرشدن نرمال مخزن و حداقل نقطه پرشدن مخزن است.پرنمودن بیشترمخزن تارسیدن به نقطه طراحی(Design Liquid Level) موجب سرریز نمودن مخزن به مجرای سرریز شده و افزایش بیشتر فرآورده به مخزن موجب بروز حالت خطر خواهد گردید.

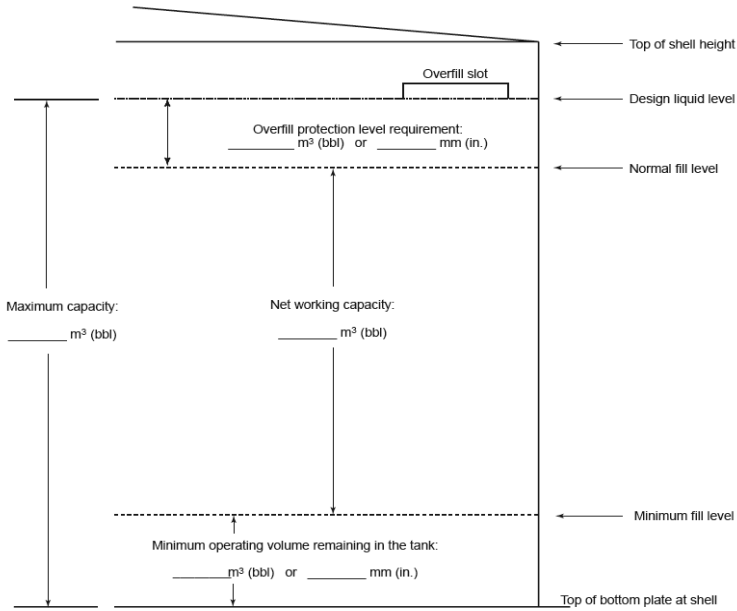


Figure 5-4—Storage Tank Volumes and Levels

این استانداردها حداکثر بارگیری مخزن و تبعات بارگیری بیش از حد مجاز را نیزاعلام نموده اند.در بارگیری یک مخزن موارد ذیل قابل بررسی است:

درمخازنی که دارای توزیع کننده کف آتش نشانی (سیستم فومینگ)

می‌باشند تا ۹۵ درصدی محل زیر نازل‌های فومینگ مجاز به بار گیری است. بدین مفهوم که ۹۵ درصدارتفاع مخزن از کف تا زیر نازل می‌تواند بارگیری شود.

درمخازنی که فاقد سیستم توزیع کف آتش نشانی می‌باشند تا ۹۵درصدی محل لبه فوقانی جداره مخزن می‌تواند بارگیری مخزن صورت پذیرد.

درمخازن سقف شناورتا۹۵درصدی نقطه ای که لبه فوقانی واشر لاستیکی سقف با لبه فوقانی بدنه مخزن برابر و مماس شود بارگیری مخزن می‌تواند صورت پذیرد.

درمخازن استوانه‌ای افقی مانند مخازن نفت کش‌ها و مخزن دارهای راه آهن تا ۹۵درصدی ظرفیت کلی مخزن توسط اکثر استانداردهای ایمنی و حمل توصیه شده است.

نکته مهم اینکه مابقی فضای خالی مخزن (Ullage Space) مجاز به بارگیری نیست. ازمهمترین دلائل استفاده از ۹۵ درصد ظرفیت مخازن را می‌توان به واسطه عدم سرریز و ممانعت از ورود فرآورده به مسیرهائی چون سیستم فومینگ و تجهیزات ابزار دقیق و نیز حفظ فضای ایمن جهت هرگونه اقدام فنی و مرتبط با ایمنی مخزن اشاره نمود.

تخمین ظرفیت کارکرد(Working Capacity) مطابق استاندارد ۳۶۰-PR-E-IPS، با فرض اینکه حجم قسمت بالای مخزن به طول ۵۰۰ میلیمتر برای سقف‌های شناور و به طول ۱۵۰ میلیمتر برای سقف‌های ثابت فضای خالی است انجام می‌گردد. برای مخازن سقف ثابت فضای مرده (غیر قابل استفاده) در پایین مخزن به طول ۱۵۰ میلیمتر بالاتر از انشعاب مکش فرض می‌گردد برای مخازن سقف شناور پایین ترین موقعیت سقف می‌تواند ۳۰۰ میلیمتر بالاتر از انشعاب مکش فرض گردد. اگر استثنائاً فرود سقف بوسیله کارفرما در عملیات نرمال مجاز گردد پایین ترین موقعیت سقف می‌تواند تا ۱۵۰ میلیمتر بالاتر از انشعاب مکش در نظر گرفته شود.

ظرفیت کارکرد مخزن با کویل گرم‌کننده، باید بر مبنای حداقل عمق ۱متر ارتفاع بالای کویل بخار باشد.

میزان مجاز واقعی ظرفیت کارکرد به فاکتورهایی از قبیل موقعیت و اندازه انشعاب‌های خروجی، موقعیت و نوع تلمبه، مقدار پمپاژ و نوع ابزار دقیق اندازه‌گیر سطح بستگی دارد.

ملاحظات جانمائی مخازن

Layout Consideration

جانمایی مخازن جدا از فاصله‌گذاری شان و نیاز به دسترس بودن آتش‌نشانی و ارزش بالقوه مخازن ذخیره، در تامین ناحیه حائل بین واحد فرآیندی و جاده‌های عمومی، خانه‌ها و غیره بدلایل زیست محیطی باید مدنظر قرار گیرد.

مکان مخازن نسبت به واحدهای فرآیندی باید بصورتی باشد که حداکثر ایمنی در برابر حوادث احتمالی را داشته باشد.

الزامات اولیه برای جانمایی مخازن پالایشگاه بطور خلاصه عبارتند از:

فاصله گذاری بین مخازن و فاصله تفکیك بین مخزن و مرز حایل و بین مخزن و دیگر تاسیسات دارای اهمیت اساسی می‌باشد.

جدول زیر اصول اجرائی این فاصله گذاری را نشان می‌دهد.

درجانمائی مخازن توصیه شده است جاده‌های دسترسی برای نزدیك شدن به محوطه مخازن با وسایل موتوری آتش نشانی و پرسنل فراهم گردد.

همچنین سامانه آب آتش نشانی بصورتی باشد که حفاظت کافی در برابر آتش برای تمام محوطه ذخیره سازی و تأسیسات انتقال را پوشش دهد.

توصیه گردیده است دیواره اطراف مخازن و تخلیه محوطه مجاور مخازن بصورتی باشد که ریخت و پاش از هر مخزن جهت به حداقل رساندن خسارت به هر مخزن و محتویاتش قابل کنترل باشد و همچنین احتمال سرایت به دیگر مخازن را به حداقل برساند.

ازلحاظ تفاوت سطوح نیز، سطح محوطه مخازن ترجیحاً از سطح بالاتر از واحدهای فرآیندی در همان محوطه قرار نگیرد.

این استاندارد توصیه نموده است مخازن ذخیره ای که دارای مایعات قابل اشتعال هستند بنحوی نصب گردند که هر ریخت و پاش به طرف محوطه واحدهای فرآیند و یا دیگر منابع احتراق سرازیر نشود.

No ردیف	Factor وضعیت	Type of Tank Roof نوع سقف مخزن	Recommended Minimum Distance حداقل فاصله توصیه شده
1	Within a group of Small Tanks. بین یک گروه مخازن کوچک	Fixed or floating ثابت یا شناور	Determined solely byconstruction/ maintenance/operational convenience. منحصراً توسط عوامل زیر تعیین می گردد: تسهیل عوامل: ساختمانی / تعمیراتی / و عملیاتی
2	Between a group of Small Tanks and another group of Small Tanks or other larger tanks. بین گروه مخازن کوچک با گروههای دیگر مخازن کوچک و بزرگ	Fixed or floating ثابت یا شناور	10 m minimum, otherwise determined by the size of the larger tanks (see 3 below). حداقل ۱۰ متر، در غیر اینصورت به اندازه مخازن بزرگتر تعیین می گردد (رجوع شود به بند ۳ پایین)
3	Between adjacent individual tanks (other than Small Tanks) بین مخازن منفرد مجاور (بغیر از مخازن کوچک)	a) Fixed ثابت	Half the diameter of the larger tank, but not less than 10 m and need not be more than 15 m. نصف قطر مخزن بزرگتر، حداقل ۱۰ متر و حداکثر ۱۵ متر
		b) Floating شناور	0.3 times the diameter of the larger tank, but not less than 10 m and need not be more than 15 m*. ۰/۳ قطر مخزن بزرگتر، حداقل ۱۰متر و حداکثر ۱۵ متر*
4	Between a tank and the top of the inside of the wall of its compound. بین مخزن و بالای دیوار داخلی محوطه آن	Fixed or floating ثابت یا شناور	Distance equal to not less than half the height of the tank. (Access around the tank at compound grade level must be maintained.) حداقل فاصله کمتر از نصف ارتفاع مخزن نباشد (دسترسی به اطراف مخزن در سطح زمین محوطه آن باید حفظ شود)
5	Between any tank in a group of tanks and the inside top of the adjacent compound wall. بین مخزن در یک گروه مخازن و بالای دیوار داخلی محوطه مجاور آن	Fixed or floating ثابت یا شناور	Not less than 15 m. حداقل ۱۵ متر
6	Between a tank and a public boundary fence. بین یک مخزن و مرز حصار عمومی	Fixed or floating ثابت یا شناور	Not less than 30 m. حداقل ۳۰ متر
7	Between the top of the inside of the wall of a tank compound and a public boundary fence or any fixed ignition source. بین بالای دیوار داخلی محوطه یک مخزن و مرز حصار عمومی ویا هر مولد ثابت آتش زا	—	Not less than 15 m. حداقل ۱۵ متر
8	Between a tank and the battery limit of a process plant. بین یک مخزن و مرز یک واحد فرآیندی	Fixed or floating ثابت یا شناور	Not less than 30 m. حداقل ۳۰ متر
9	Between the top of the inside of the wall of a tank compound and the battery limit of a process plant. بین بالای دیوار داخلی محوطه یک مخزن و مرز یک واحد فرآیندی	—	Not less than 15 m. حداقل ۱۵ متر

سایرتوصیه‌های استاندارد API650درخصوص تجهیزات مخازن

هریک ازاستانداردهای موجود درزمینه ساخت و بهره برداری تجهیزات و تاسیسات صنعتی، علاوه برتاکید بررعایت الزامات ارائه نموده درخصوص موضوع مورد نظر، توصیه‌هائی نیز دارد که به‌منظور پیاده سازی کامل استانداردمذکور، عمل نمودن به این توصیه‌های استاندارد می‌تواند نتایج مناسب تری را از حیث فنی و ایمنی بدست دهد.درخصوص تجهیزات مخازن توصیه‌های زیر مورد تاکید استاندارد مربوطه است.

استاندارد۶۵۰API برای سقف‌های شناور دولایه توصیه می‌نماید بعلت ارتفاع زیاد سقف نیازی به شیر یکطرفه نمی باشد، گرچه باید یك تخلیه سقف اضطراری گذاشته شود.درخصوص نقاط نمونه گیری مخزن مواد زاید(Sample points on slops tankage) باتوجه به برگشت مواد به مخازن روی زمین برحسب تصمیمات عملیاتی ،در مخازنی که سطح مشترك مایع می‌بایست معین گردد، توصیه شده است طراحی نقاط نمونه گیری در فواصل عمودی مناسب در نظر گرفته شود. همچنین توصیه شده است کلیه این نقاط باید بتوانند به یك محل تخلیه مواد نفتی مشترك ارسال شوند، و چنانچه ضروری باشد سیستم طراحی شده باید دارای پوشش گرم کننده باشد تا از گرفتگی ناشی از سرد شدن مواد جلوگیری شود.

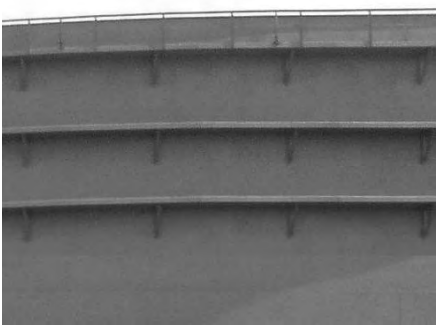
سیستمهای اطفای حریق نیزبسیار متنوع می‌باشند اما اکثر آنها جهت عکس العمل سریع روی سقف و با سنسورهای خاص در صورت حس کردن حرارت فرمان داده و سیستم عمل می‌کند. افشانك آب آتش نشانی، و گیره‌های اتصال به زمین باید مطابق با استاندارد ۶۵۰API باشد.

اصولا در همه انواع مخازن، در کنار سیستم روی سقف دو خط لوله جداگانه ومتفاوت نسبت به نوع مخزن جهت مسیرآب وفوم آتش نشانی یا foaming & cooling rings نیز دور مخزن کشیده می‌شود که در فصل مربوطه شرح داده خواهد شد.

اطلاعات بیشتر درخصوص سایر ملحقات و ملاحظات در ساخت مخازن در استاندارد ۶۵۰API ارائه شده است.درپایان، ازمهمترین الزامات طراحی به موارد زیر می‌توان اشاره نمود:

سیستم‌های حفاظت کاتدی که در فصل مربوطه شرح داده شده است، ملاحظات تجهیزات مربوطه از جمله الکترود مرجع یا آند (Reference Electrode Anode) را نیز تبیین نموده است.

بار باد (Wind load) مطابق IPS-E-CE-۵۰۰ و بار زلزله (Earthquake load) مطابق استاندارد UBC محاسبه و طراحی می‌گردند که در مورد زلزله، اثرات تلاطمی در جابجایی فرآورده در هنگام وقوع زلزله باید در نظر گرفته شود. درمورد باد بندهای مخزن(Wind Girder) سه نوع باد بند بالایی با نرده دستگیره (Top wind girder with handrail)، باد بند میانی(Intermediate wind girder) و باد بند پایینی(Lower wind girder) برای مخازن طراحی و نصب می‌گردد که وظیفه این بادبندها ممانعت از خمشدگی و فرورفتگی و حرکات بزرگ سطحی دیوارمخزن درمواقع وزش باد و طوفان است.درتصویر زیربادبندهای موصوف نشان داده شده است.



باتوجه به دانسیته و جمع شدن آب همراه فرآورده‌های نفتی ناشی از تنفس هوای مرطوب توسط مخزن وآب نفوذ نموده به طرق مختلف، عملیات آبگیری به جهت ممانعت از انباشته شدن آب در کف مخزن ومشکلات خوردگی ناشی از آن همواره بایستی صورت پذیرد. این عملیات با استفاده از لوله‌ای که در پائین‌ترین تقطه شیب دار مخزن نصب گردیده است صورت می‌پذیرد.تصویر زیر مسیر تخلیه آب ازکف مخزن را هنگام آبگیری نشان می‌دهد:

درخصوص شدت بارندگی(Rainfall Intensity) نیز،برای مخازن سقف شناور هنگامیکه سقف در پایین ترین وضعیت قرار دارد(سطح عملیاتی)و در حالیکه شیرهای تخلیه بسته می‌باشد و با فرض سوراخ نبودن هیچکدام از پانتون‌ها، پایه‌های نگه دارنده سقف جهت تحمل بیشترین بارهای بارش برف و باران (۱۱۵ میلیمتردرساعت) طراحی می‌شوند.

هنگام محاسبه شرایط خلاء در زمان پایین آمدن سطح فرآورده در مخزن سقف ثابت، توصیه می‌شود شرایط حداکثر انتقال نیروی گرانش نیز در نظر گرفته شود.

فصل سوم

کاربرد بصری رنگ‌ها درعملیات انبار نفت

(آدرس یابی سریع با استفاده از طیف رنگ در انبارهای نفت)

اهمیت رنگها در تاسیسات انبار نفت

تجربه نشان داده است که استفاده از رنگ در درون صنعت، مسئله قابل توجهی در تقلیل حوادث بوده و موجب تقویت روحیه و فزونی تولید می‌شود. رنگ آمیزی در مجتمع صنعتی انرژی بخش و نیروزا شناخته شده است. با توجه به اینکه خطر همیشه در کمین افراد است و درمقابله با آن باید سرعت عمل داشت، باید در کارگاه‌ها شرایطی ایجاد شود و از امکاناتی استفاده گردد که با نگاه اول، محیط مورد ارزیابی قرار گیرد. بهترین عامل برای این موضوع استفاده از رنگ‌ها برای رساندن پیغام است.

بطور کلی به منظور سهولت انجام کنترلها و تشخیص اسناد و تجهیزات هر یك از فرآورده‌های نفتی در انبارهای نفت هر فرآورده و کلیه تجهیزات مربوط به آن دارای شاخص رنگ می‌باشند .شاید بتوان مهمترین کاربرد رنگ‌ها را درانبارهای نفتی، تشخیص سریع و به موقع نوع سیالات و خطوط درهنگام خطر و شرایط اضطراری دانست.دراوج شرایط اضطراری قدرت تشخیص و لاین یابی به حداقل رسیده و قسمت اعظم حواس افراد درحس بینایی تجمیع می‌گردد.

بطور مثال فرآورده بنزین بدون سرب با رنگ قرمز شناخته می‌شود و حتی در زمان صدور پروانه بارگیری بنزین رنگ صفحه کامپیوتر به رنگ قرمز نشان داده می‌شود و روی اسناد مربوطه (بارنامه / حواله) نیز در قسمت قرمز رنگ کد فرآورده ثبت می‌شود و فرم پروانه بارگیری آن نیز قرمز می‌باشد. کلیه پمپ‌ها و تجهیزات پمپاژ و انتقالی که برای بنزین سرویس‌دهی می‌نمایند می‌بایست با رنگ قرمز رنگ‌آمیزی شده و لوله‌های ناقل بنزین نیز دارای فلش(Arrow) قرمز رنگ در جهت مسیر انتقال بنزین باشند. یک دایره قرمز رنگ به قطر تقریبی ۵۰سانتی‌متر نیز روی هر یک از چهار طرف مخازن نگهداری بنزین، حاکی از سرویس‌دهی مخزن مربوطه برای بنزین خواهد داشت. به همین ترتیب درب محل تخلیه مخازن زیر زمینی بنزین نیز با رنگ قرمز نشان‌دهنده کنترل اولیه‌ای درجهت عدم تخلیه سایر فرآورده‌ها به آن مخزن خواهد بود. به طریق مشابه برای سایر فرآورده‌ها نیز رنگ‌های زیر بکار برده شده‌اند:

- رنگ آبی مربوط به نفت سفید

- رنگ زرد مربوط به نفتگاز
- رنگ سیاه مربوط به نفتکوره
- رنگ قرمز مربوط به بنزین معمولی
- رنگ سبز مربوط به بنزین سوپر

می‌باشند. (ضمناً بعلت عدم امکان استفاده از رنگ سیاه در اسناد و صفحه کامپیوتر در این موارد از رنگ سفید استفاده شده است)

رنگها در سایر قسمت‌ها نیز کاربرد دارند از جمله اینکه کلیه تجهیزات ایمنی و آتش‌نشانی به رنگ قرمز می‌باشند.

برچسب گذاری مخازن

Storage Tank Safety Labeling

برچسب‌گذاری مخازن برای آشنائی با خطرات مواد استفاده می‌شود. مخازن رو زمینی محتوی مایعات قابل اشتعال بایستی دارای برچسب جهت شناسائی محتویات مخزن باشد. NFPA ۷۰۴، معیارهائی را برای ارزیابی خطرات بهداشتی، اشتعال پذیریری، ناپایداری وخطرات خاص مرتبط بامواد درون مخزن ارائه می‌دهد.این مخاطرات به صورت لوزی خطر (Hazard Diamond) ارائه می‌گردد که در آن هر کدام از خطرات با رنگ معینی مشخص می‌شود.

در مربع اعلام سطح ایمنی، منطقه آبی‌رنگ دارای مفهوم خطر و تهدید سلامتی و جانی (Health Hazard)، قسمت قرمز رنگ دارای مفهوم مخاطرات آتش‌زائی و احتراق (Fire Hazard)یا(Flammability)، بخش زرد رنگ دارای

مفهوم خطرات فعال بون و واکنش‌پذیری یا Reactivity Hazard و بخش سفید رنگ رساننده مفهوم خطرات ویژه و لزوم استفاده از تجهیزات خاص یا Specific Hazard می‌باشند.

داخل لوزی با اعداد صفر(۰)(نبود خطر) تا ۴(حداکثر خطر) مشخص می‌شود.

علاوه بر برچسب لوزی خطر بایستی اطلاعات دیگری ازجمله شماره مخزن، نام سیال ذخیره شده درمخزن، حجم ایمن مخزن یا ارتفاع پرشدن مخزن (Alarm High) بایستی بر روی آن وجود داشته باشد.

برای همین منظور نیز مجموعه‌ای از مقررات توسط موسسه استاندارد ملی آمریکا ANSI و همچنین NFPA ۷۰۴ تدوین گردیده است که بعنوان معیار هماهنگی در این خصوص مورد استفاده صنایع واقع شده است.

مفهوم‌رسانی رنگ‌ها درانبارها و تاسیسات نفتی

همانگونه که قبلا ذکر گردید به منظور سهولت تشخیص فرآورده‌های نفتی مختلف در انبارها برای هر یک از فرآورده‌ها رنگ خاصی در نظر گرفته شده است که به عنوان رنگ شاخص آن فرآورده برای جلوگیری از هر اشتباهی در عملیات انبارها کاربرد دارد.جدول زیر رنگ شاخص مربوط به فرآورده‌های تحت عملیات دریافت، نگهداشت و توزیع درانبارهای نفت را نشان می‌دهد.

نوع فرآورده	رنگ شاخص
بنزین موتورمعمولی	قرمز
بنزین سوپر	سبز
نفت سفید	آبی
نفتگاز	زرد
نفت کوره	سیاه

کاربرد رنگ قرمز:

لوازم آتش نشانی، جعبه‌های اخطار، جعبه‌های پرتو، سطل و لوله‌های آتش نشانی، آژیرهای صنعتی، درهای خروجی و اضطراری، مخازن حاوی مایعات

اشتعال‌پذیر، کلیدهای STOP دستگاه‌ها و پدال توقف دستگاه‌ها را با رنگ قرمز مشخص می‌کنند و در نگاه اول نشان می‌دهند که در مواقع خطر باید از موارد مشخص شده با رنگ قرمز استفاده نمود (رنگ قرمز به مفهوم امتناع از انجام کار می‌باشد)

کاربرد رنگ آبی:

کاربرد این رنگ بعنوان اخطار است نه به مفهوم خطر (رنگ مخصوص دستور Must DO)

کاربرد رنگ نارنجی:

برای نشان دادن بخش‌های دارای انرژی در ماشین آلاتی که قابلیت ایجاد صدماتی مانند بریدگی، له شدگی، خردشدگی و ... را دارند استفاده می‌شود.

کاربرد رنگ زرد:

رنگ پایه برای هشدار است. برای نشان دادن خطرات فیزیکی مانند سرخوردن، گیرکردن و برای نشان دادن معابر شلوغ و همچنین محدوده دستگاه بکار می‌رود که برای بهتر شدن دید، گاهی آن را با نوارهای سیاه رنگ ترکیب می‌کنند و نوارهای سیاه و زرد بدست می‌آورند. (مخصوص اخطار به معنای Warning)

کاربرد رنگ سبز:

برای مواردی که ایمنی را تامین می‌کند بکار می‌رود مانند دوش چشم شوی، جعبه کمك‌های اولیه، محل نگهداری لوازم یکبار مصرف پزشکی، برانکارد، ماسك‌های ضدگاز، وسایل ایمنی، لوازم و تجهیزات ایمنی فردی (مخصوص شرایط اضطراری و ایمنی)

کاربرد خطوط سبز و سفید:

برای نشان دادن محل عبور و رسیدن به درب اضطراری مورد استفاده قرار می‌گیرد.

کاربرد رنگ‌های سیاه و سفید:

این رنگ به صورت توام جهت مشخص کردن راهروها، اماکن تردد وسیله نقلیه، علامت گذاری مسیرهای عبور و مرور و همچنین نظم و نظافت کارگاهی بکار می‌رود.

کاربرد خطوط مورب زرد:

برای نشان دادن خطر سقوط اشیاء و گیرافتادن در بین ماشین آلات بکار می‌رود.

کاربرد خطوط مورب زرد و سیاه:

هر نوع انسداد و بسته بودن راه با خطوط مورب زرد و سیاه مشخص می‌کنند.

کاربرد خطوط سبز در کنار خطوط سیاه:

برای نشان دادن مسیرهائی که به درب یا میله اضطراری ختم می‌شوند بکار می‌رود.

کاربرد رنگ ارغوانی:

برای نشان دادن مخاطرات پرتوهای رادیواکتیو استفاده می‌شود. مثلا برای نمایش مواد رادیو اکتیو از پره‌های ارغوانی در زمینه آبی استفاده می‌شود. همچنین برای نشان دادن انبار مواد رادیو اکتیو از رنگ ارغوانی توام با زرد روشن استفاده می‌شود.

کاربرد رنگ در سیلندرهای آتش نشانی

فام رنگ‌ها برای تعیین محتوای سیلندرها نیز استفاده می‌شوند و می‌توان با اولین نگاه به کپسول متوجه شد که محتوی چه نوع ماده‌ای است و باعث کاهش زمان عکس‌العمل و راحتی شناخت و تشخیص محتوی کپسول، حتی از فاصله زیاد می‌شود. در جدول زیر بر اساس استاندارد B.S۷۸۶۳ (British Standards) رنگ بدنه و رنگ در پوش کپسول‌ها مشخص شده است.

بعنوان مثال جدول زیر رنگ‌های استاندارد سیلندرها و محتوایشان بر اساس استاندارد BS را نشان می‌دهد:

نوع کپسول	رنگ بدنه	رنگ درپوش
هوا	طوسی	طوسی
آرگون	آبی‌نفتی	آبی‌نفتی
دی‌اکسیدکربن	سیاه	سیاه
مونوکسیدکربن	قرمز	زرد
اتیل‌کلراید	طوسی	طوسی

کلرین	زرد	زرد
استیلن	قهوه ای	قهوه ای
گازآمونیاك	سیاه	زرد - قرمز

جدول زیر استفاده از رنگ در کپسول‌های آتش‌نشانی را بر اساس استاندارد BS ۷۸۶۳ نشان می‌دهد:

محتوای کپسول اطفاء طریق	رنگ بدنه
خاموش کننده محتوای آب	قرمز
خاموش کننده محتوای کف	زرد –لیمئی
خاموش کننده محتوای پودر	آبی
خاموش کننده محتوای گاز	سیاه
خاموش کننده محتوای موادهالوژنه	سبز

مفاهیم کاربرد رنگ در لوله‌ها

برای تعیین هویت عمومی لوله‌ها، ۴۵ سانتیمتر از لوله که در نزدیك اتصالات یا شیرها قرارگرفته رنگ می‌شود و برای هر ماده ای که در داخل لوله در جریان است این رنگ متفاوت است.

برای تعیین هویت اختصاصی لوله‌ها ۴۵سانتیمتر فوق به سه قسمت ۱۵ سانتیمتری تقسیم می‌شود و قسمت وسطی را بنابر استاندارد رنگ می‌کنند و قسمت‌های کناری همان رنگ زمینه می‌باشد.

قسمت وسط می‌تواند یك یا سه رنگ داشته باشد. مثلا لوله حاوی آب آشامیدنی دارای رنگ سبز است و در قسمت وسط از رنگ آبی استفاده می‌شود که بدین وسیله این لوله را از سایر لوله‌ها در محیط کار متمایز می‌کنند.

جدول زیر اطلاعات شناسائی و تشخیص هویت لوله‌ها رابر اساس استاندارد BS۱۷۱۰ نشان می‌دهد:

محتویات لوله (ماده داخل لوله)	رنگ پایه ۱۵ سانتیمتر	رنگ نمایشگر ۱۵ سانتیمتر (کد اختصاصی)	رنگ پایه ۱۵ سانتیمتر
آب آشامیدنی	سبز	آبی	سبز
آب سرد کننده	سبز	سفید	سبز
آب دیگ بخار	سبز	قرمز جگری – سفید-قرمز جگری	سبز
آب مقطر	سبز	قرمز جگری- سبز زمردی- قرمز جگری	سبز
آب گرم کمتر از ۱۰۰ درجه	سبز	آبی-قرمز جگری- آبی	سبز
آب گرم بیشتر از ۱۰۰ درجه	سبز	قرمز جگری-آبی- قرمز جگری	سبز
ذخیره آب داغ	سبز	سفید-قرمز جگری- سفید	سبز
ذخیره آب سرد	سبز	صورتی کمرنگ	سبز
آب خام	سبز	سبز	سبز
آب اطفاء حریق	سبز	قرمز پررنگ	سبز
هوا	آبی روشن	آبی روشن	آبی روشن
خلاء	آبی روشن	سفید	آبی روشن
بخار آب	خاکستری نقره‌ای	خاکستری نقره‌ای	خاکستری نقره‌ای
فاضلاب	سیاه	سیاه	سیاه
سرویس کابل‌ها	نارنجی	نارنجی	نارنجی
گاز قابل سوختن	زرد چرکین	سبز زمردی	زرد چرکین
گاز قابل سوختن طبیعی	زرد چرکین	زرد	زرد چرکین

روغن سوخت دیزلی	قهوه‌ای	سفید	قهوه‌ای
روغن سوخت کوره	قهوه‌ای	قهوه‌ای	قهوه‌ای
روغن‌های تسهیل‌کننده	قهوه‌ای	سبزمردی	قهوه‌ای
روغن هیدرولیك	قهوه‌ای	قرمزجگری	قهوه‌ای
روغن‌های سرطانزا	قهوه‌ای آجری	قرمزآجری	قهوه‌ای آجری
مواد اسیدی و بازی	بنفش	بنفش	بنفش

موارد لازم در کنترل شاخص‌های رنگ درانبارها

- پس از تعمیر و تعویض خطوط انتقال و ارتباطات داخلی انبار نسبت به صحیح بودن رنگ شاخص اطمینان حاصل نمائید.
- هرگونه تعویض کاربری مخزن ازحیث فرآورده داخل مخزن را در اسرع وقت با دقت بررسی و شاخص رنگ آن را تصحیح نمائید.
- تعمیر و رنگ گاری مجدد بواسطه تغییر رنگ شاخص‌ها در زیر نور خورشید در برنامه‌ریزی روتین سالانه و یا چند ساله قرارگیرد.
- پیکان‌های رنگی جهت‌نما ازحیث ایمنی عملیاتی و بعضا ایمنی آتش‌نشانی بسیار مهم است. تصحیح و رنگ‌کاری آنها در مواقع بحرانی از بروز خسارات مالی و جانی به شدت می‌کاهد.

فصل چهارم

بررسی تلفات و دلایل تغییر حجم فرآورده‌های نفتی

(مشتمل بر عملیات جاری در شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی)

نگهداشت و ذخیره‌سازی فرآورده‌های نفتی

پس از طی مرحله دریافت فرآورده‌های نفتی، عملیات نگهداشت و ذخیره‌سازی آنها آغاز می‌شود. در این مرحله با توجه به لزوم حفظ کمیت (ملاك حجمی در۶۰ فارنهایت و یا دمای طبیعی هرکدام که مقرر گردد) و کیفیت فرآورده‌های نفتی مطابق با مشخصات و استانداردهای قابل قبول و بین‌المللی، مقررات و دستورالعمل‌های ویژه‌ای تهیه و تدوین شده که به نکات مهم و برجسته آن در زیر اشاره می‌شود. ملاک قرار گرفتن حجمی نسبت به یک دما و یا ملاک وزنی نقش تعیین‌کننده‌ای دارد. درصورتیکه ملاک حجمی در ۶۰ فارنهایت مقرر گردد، هرگونه تغییر حجم براساس تاثیر دما مورد محاسبه واقع گردیده و معیار تحویل و تحول حجم در ۶۰ درجه فارنهایت خواهد بود. هرچند حجمی کمتر یا بیشتر از حجمی که در ۶۰ درجه باید داشته باشد مبادله گردد. درصورتیکه ملاک تحویل فرآورده حجم دردمای طبیعی باشد، هرگونه افزایش یا کاهش حجم بعنوان سرک یا کسری مطرح می‌گردد و غالب کسری و سرک این نوع انتخاب ازجنس تاثیر دما و حجم ظاهری نسبت به استاندارد است.

در ملاک حجمی نسبت به ۶۰ فارنهایت و یا وزنی، افزایش و یا کاهش حجم (سرک و کسری)، بر تبخیر و اتلاف عمدی یا سهوی فرآورده دلالت خواهد داشت.

انبارداری ونگهداری فرآورده‌های نفتی

پس از طی مراحل رسید و دریافت فرآورده‌های نفتی بیظرف عملیات نگهداشت و ذخیره‌سازی آغاز می‌گردد. از این جهت مسئولین مرتبط وظیفه دارند تا فرآورده‌ها را با همان کیفیت سالم (قابل مصرف) و کمیت صحیح طبق برنامه‌های پیش‌بینی شده نگهداری نمایند.

برای این منظور بایستی مخازن و سایر وسائل و ظروفی که برای نگهداری‌های نفتی بیظرف مورد استفاده واقع می‌گردند و همچنین محل‌های نگهداری فرآورده‌های نفتی مظروف که تحت عنوان انبار مظروف بهره‌برداری می‌شوند از هر لحاظ مناسب باشند تا ضایعات و خسارات وارده از نظر کمی و کیفی جلوگیری گردد.

عملیات روزانه نگهداشت فرآورده‌های بیظرف و بهره برداری از مخازن انبار

عملیات روزانه در خصوص نگهداشت بیظرف و بهره برداری از مخازن انبار نفت، شامل مواردی کلی با جزئیات مربوطه به هر عملیات می‌باشد. نتیجه کلی همه عملیات روزانه یك انبار حول موارد مهم و اساسی زیر مطرح میگردد. درموارد مطروحه زیر میتوان فرم‌های کاغذی را در سیستم‌های مکانیزه و کامپیوتری در محیط مجازی تعریف نمود. لذا مفاهیم بندهای مطروحه در این عملیات مهم می‌باشد که میتواند در هرگونه محیط مجازی یا حقیقی موجب ایجاد یك عملیات صحیح، ایمن و دقیق باشد.

این بندهای عملیاتی عبارتند از:

۱. اندازه‌گیری ارتفاع فرآورده، آب و درجه حرارت کلیه مخازن انبار هر صبح قبل از طلوع آفتاب و ثبت ارتفاع فرآورده و آب و درجه حرارت در فرم موجودی اول وقت مخازن انبار و تحویل یك نسخه از آن به واحد کنترل کیفیت و نگهداری نسخه اصل در سوابق انبار .

۲. محاسبه مقدار فرآورده موجود در مخازن در لیتر طبیعی و ۶۰ درجه فارنهایت و آب مخازن و تهیه گزارش موجودی روز جاری و برداشتهای روز قبل از مخازن انبار و ارسال یك نسخه از گزارش به واحد تدارکات فرآورده‌ها جهت انجام برنامه‌ریزی‌های لازم .

۳. درج اطلاعات اندازه‌گیری شده هر مخزن در سیستم رایانه ای و تعیین مخازن فعال بارگیری و تخلیه انبار در سیستم رایانه‌ای/ثبت دفاتر بالك انبار به صورت خطی.

نکات مهم عملیات:

واحد کنترل کیفیت انبار مسئول تعیین تکلیف آب موجودی در مخازن انبار بر اساس دستورالعمل آبگیری از مخازن می‌باشد . لذا در صورت تشخیص کنترل کیفیت مبنی برلزوم آبگیری از مخازن، فرم تخلیه آب مخزن توسط واحد مذکور در سه نسخه صادر و عملیات آبگیری توسط نمایندگان واحدهای کنترل کیفیت – نگهداشت و تعمیرات و کنترل موجودی انبار انجام و موجودی مخزن قبل و بعد

از آبگیری دقیقاً اندازه‌گیری و در ذیل فرم آبگیری مخزن درج و توسط نمایندگان سه واحد تائید و هر واحد یك نسخه از فرم را در سوابق خود نگهداری می‌نماید. ضمناً درخواست آبگیری از مخازن می‌تواند از طریق واحد کنترل موجودی نیز بایستی مطرح شود.

حجم مواد نفتی مانند بعضی اجسام و مایعات در نتیجه تغییر درجه حرارت، تغییر می‌کند بدین معنی که ازدیاد درجه حرارت حجم مواد نفتی را افزایش می‌دهد و بالعکس، تقلیل درجه حرارت از حجم آن می‌کاهد.

تأثیری را که تغییر یک درجه حرارت در میزان حجم یک واحد از هریک از انواع فرآورده‌های نفتی می‌گذارد، ضریب انبساط آن فرآورده می‌نامند.

برای آنکه کنترل دقیق مواد نفتی که به تأسیسات وارد و یا از آنها خارج و یا در تأسیسات جابه‌جا می‌شود امکان‌پذیر باشد، لازم است که با استفاده از ضرائب انبساط فرآورده‌ها و جداره مخازن، حجم موجودی انواع مواد نفتی در یک درجه حرارت معین محاسبه شود تا بتوان موجودی مخازن مختلف هریک از فرآورده‌ها را با یکدیگر مقایسه و با جمع و تفریق کرد. از طرفی چون در کلیه واحدهای صنعت و مراحل تحویل و تحول، ملاک تعیین مقدار فرآورده‌ها برحسب ۶۰درجه فارنهایت که یک ضابطه و استاندارد بین‌المللی است تعیین شده، لذا در تأسیسات انبارها هم، فرآورده‌های نفتی را برحسب حرارت طبیعی و ۶۰درجه فارنهایت تعیین و محاسبه و در دفاتر و مدارک مربوطه، بارنامه‌ها و حواله‌ها و غیره منعکس می‌کنند.

برای تبدیل حجم طبیعی به ۶۰درجه فارنهایت و بررسی علل تغییرات حجم لازم است از جداول ضرایب مصحح حجم فرآورده‌ها، که توسط مهندسی فرآورده‌ها، هر شش ماه یک بار تهیه و ابلاغ می‌شود، استفاده کرد این ضرایب با استفاده از حد متوسط وزن مخصوص فرآورده‌های استحصالی از پالایشگاه‌های کشور و یا فرآورده‌های وارداتی، استخراج و طی اطلاعیه به واحدهای ذیربط و کلیه مناطق و نواحی اعلام می‌شود باید در نظر داشت که این محاسبات در صورتی صحیح خواهد بود که تعیین درجه حرارت طبیعی و اندازه‌گیری حجم طبیعی به طور دقیق انجام شود. برای تأمین این منظور در کلیه تأسیسات وسایلی برای اندازه‌گیری حجم و تعیین حرارت مواد نفتی موجود است و متصدیان تأسیسات

موظف‌اند که شخصاً با طرز کار این گونه وسایل اندازه‌گیری آشنایی کامل داشته باشند.

میزان بودن و دقت کار دستگاه‌ها و وسایل اندازه‌گیری بسیار مهم است و باید به طور دائم بر صحت کار آنها نظارت شود؛ زیرا اضافه تحویل یا کسر تحویل فرآورده‌های نفتی، عامل مؤثری در بروز و ظاهرشدن سرک و کسری انبارها خواهد بود.

مهمترین نکات فنی در رابطه با نگهداری فرآورده‌های نفتی بیظرف عبارتند از:

۱. شناخت مخازن از حیث نوع، گنجایش و سیستم لوله‌کشی‌ها و اتصالات مربوطه و غیره
۲. اندازه‌گیری روزانه مخازن به منظور تعیین کمیت و بررسی وضع سرك و کسری روزانه
۳. آزمایش فرآورده‌های موجود درمخازن به منظور حفظ کیفیت آنها
۴. حصول اطمینان از صحت کار دستگاهها و سایروسائل نگهداری و تحویل فرآورده از قبیل مخزن، نوار و میله اندازه‌گیری، شماره انداز تلمبه‌ها، حرارت سنج (ترمومتر)، جدول اندازه‌گیری مخازن و درنهایت سالم بودن کلیه دستگاه‌ها و موتورآلات موجود درتاسیسات
۵. تعیین مقادیرآب مخازن و ترتیب آب کشی و لایروبی بموقع مخازن
۶. حفظ کمیت فرآورده‌های نفتی بیظرف و جلوگیری از تبخیر و ضایعات آنها با توجه به پورسانت کسری‌های متعارف
۷. حفظ کیفیت و جلوگیری از آلودگی‌های فرآورده‌های نفتی و اقدام به‌موقع در جلوگیری از توزیع و فروش فرآورده‌های آلوده وترتیب اصلاح یا استهلاك آنها با نظر واحد کنترل کیفیت و مهندسی فرآورده‌ها
۸. ذخیره‌سازی فرآورده‌های نفتی در انبارها به منزله پیش‌بینی و آینده‌نگری در تأمین به موقع نیازمندی‌های مصرف‌کنندگان در فصول حداکثر مصرف برای جلوگیری از ایجاد تنگناها است. بنابراین در کنار نگهداری و عرضه فرآورده‌ها امر ذخیره‌سازی براساس روش‌ها و دستورالعمل‌های صادر شده کاملاً ضروری و لازم‌الاجرا است.

۹. محصول اطمینان از صحت کار دستگاه‌ها و وسایل نگهداری و تحویل فرآورده از قبیل مخزن، نوار و میله اندازه‌گیری، شماره‌اندازها و تلمبه‌ها، اندازه‌گیر درجه حرارت (Thermometer) غلظت‌سنج‌ها، چگالی‌سنج‌ها، جداول اندازه‌گیری مخازن و خلاصه سالم بودن کلیه دستگاه‌ها و موتورآلات موجود در تأسیسات.

نکات مهم عملیاتی در ذخیره‌سازی

ذخیره‌سازی فرآورده‌های نفتی یکی از ارکان مهم عملیات می‌باشد که انجام به‌موقع و صحیح آن در برنامه‌های سوخت رسانی و رفع کمبودهای احتمالی در مجاری عرضه و فروش بسیار مهم و درخور توجه است .

ذخیره‌سازی فرآورده‌های نفتی بمنظور پیش بینی و آینده‌نگری در تامین نیازمندی مصرف‌کنندگان در فصل حداکثر مصرف می‌باشد. لذا ذخیره‌سازی با توجه به برنامه‌های سوخترسانی ضروری و لازم الاجراست و می‌باید اقدامات ذیل انجام گیرد .

۱. آماده نمودن مخازن انبارها از لحاظ تعمیرات و لایروبی در فصل حداقل مصرف.
۲. برداشت صحیح و عدم ارسال بیش از سهمیه تعیین شده فرآورده به نقاط مصرف.
۳. نظارت برفرآورده ذخیره‌سازی شده از لحاظ نشتی مخازن و قابلیت مصرف فرآورده (کنترل کیفیت)

کنترل سرک وکسری فرآورده‌های نفتی در انبار نفت

با توجه به اهیمت ویژه سرک و کسری‌های غیرمتعارف در انبارهای نفت و ضرورت بررسی دقیق علل بروز آنها که مستلزم بررسی‌های همه جانبه و آگاهی از میزان سرک و کسری‌های روزانه و ماهیانه است و نیز به دلیل اینکه بخشی از ایجاد کسری‌های غیرمتعارف ناشی از بی‌دقتی دررعایت عوامل متعددی از قبیل تعیین درجه حرارت و عمق‌یابی (مخازن اصلی انبار، نفت‌کش‌ها، مخزن‌دارهای راه‌آهن)، ثبت دفاتر، استفاده از جدول‌های مشخص شده برای هر مخزن، ضرایب تصحیح‌کننده، محاسبات صحیح در زمان قرار گرفتن سقف مخازن شناور روی پایه‌های عملیاتی و یا تعمیراتی در مواقع ضروری، نشتی شیرهای ورودی یا خروجی مخازن و نقاط بارگیری، اندازه‌گیری صحیح ظرفیت مخازن نفت‌کش‌ها، مخزن‌دارهای راه‌آهن و کشتی‌ها، مدرج نمودن میله‌های اندازه‌گیری و استفاده صحیح از میله‌های اندازه‌گیری نفت‌کش‌ها و مخزن‌دارها و کنترل میله یا نوار اندازه‌گیری، زمان اندازه‌گیری و همچنین عدم اعمال کنترل‌های عملیاتی مورد لزوم است. لذا مقررات و ضوابط مربوط به هریک از مواد تعیین‌کننده فوق را با عناوین ذیل عرضه می‌دارد:

الف- اندازه‌گیری مخازن

ب- اندازه‌گیری درجه حرارت فرآورده‌های نفتی

ج- اجرای دقیق کنترل‌های عملیاتی

د- کسری مجاز مواد نفتی، محاسبه درصد کسری (پورسانت)، محاسبه کسری مجاز هر فرآورده

ه- برخی اقدامات فنی جهت کاهش نشتی

و- تجزیه و تحلیل علّت‌یابی سرک یا کسری‌ها با بررسی مقایسه‌ای

ز- نگارش دفاتر

الف- اندازه‌گیری مخازن

اندازه‌گیری مخازن و ثبت اطلاعات موردنظر، مستلزم رعایت نکاتی است که به هنگام انجام عملیات باید به آنها توجه شود.

الف-۱- زمان اندازه‌گیری

الف-۱-۱- لازم است اندازه‌گیری مخازن در اول وقت هر روز قبل از شروع کار انبار انجام شود.

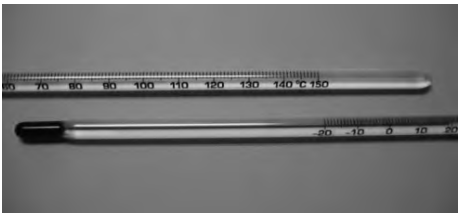
الف-۱-۲- مبدأ و شروع اندازه‌گیری متداول مخازن انبار باید همواره در ساعت مشخصی از روز انجام شود.

الف-۱-۳- ساعت شروع اندازه‌گیری مخازن فعال انبار (و متعاقباً اندازه‌گیری مخازن راکد انبار) در فصول مختلف سال، حداقل ۶ و حداکثر ۷ صبح است.

الف-۲- وسایل اندازه‌گیری

الف-۲-۱- میله یا نوار اندازه‌گیری مناسب و استاندارد

الف-۲-۲- دماسنج سالم و مناسب



الف-۲-۳- سمپل‌گیر

الف-۲-۴- طناب

الف-۲-۵- خمیر آب‌یاب

الف-۲-۶- کیف حمل وسایل

الف-۲-۷- انتخاب لباس مناسب در فصول مختلف سال (البسه ایمنی)

الف-۲-۸- لوازم ثبت مشاهدات

الف-۳- روش اندازه‌گیری

الف-۳-۱- قبل از شروع اندازه‌گیری، عملیات رسید و برداشت از مخزن باید کاملاً متوقف شده و فرآورده در سکون کامل (بدون تلاطم) باشد.

الف-۳-۲- قبل از شروع عملیات اندازه‌گیری وسایل مورد نیاز باید بررسی و تمیز شده باشد.

الف-۳-۳- به هنگام بالا و پایین رفتن از مخزن دست‌ها باید با نرده پلکان در تماس باشد.

الف-۳-۴- اندازه‌گیری مخازن باید از محلی انجام شود که قبلاً برای این کار

تعیین و در نظر گرفته شده است.

الف-۳-۵- به هنگام اندازه‌گیری، نوار اندازه‌گیری باید با بدنه مخزن در تماس و بدون لرزش باشد.

الف-۳-۶- پس از اتمام کار اندازه‌گیری هر مخزن لازم است دریچه محل اندازه‌گیری مجدداً بسته شود.

الف-۳-۷- بهتر است به منظور تسریع در کار انبار و شروع عملیات، ابتدا مخازن فعال سپس مخازن راکد اندازه‌گیری شوند.

الف-۳-۸- 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.

الف-۳-۹- دقت شود دو نوبت اندازه‌گیری انجام شود و ارقام با هم اتفاق داشته باشند تا صحت اندازه‌گیری تأیید شود.

الف-۴- دفتر اندازه‌گیری

الف-۴-۱- استفاده از تمام اوراق و صفحات دفتر به ترتیب تاریخ عملیات اندازه‌گیری الزامی است.

الف-۴-۲- از جا گذاشتن صفحه یا صفحات در بین اوراق دفتر به دلیل انجام نشدن عملیات اندازه‌گیری در آن روز باید خودداری شود.و

الف-۴-۳- کندن و جدا کردن اوراق به هر دلیل ممنوع است.

الف-۴-۴- پس از هر اندازه‌گیری ارقام فوراً در دفتر اندازه‌گیری مخازن ثبت شود اندازه‌گیر و کارمند کنترل موجودی (در قسمتهای مشخص شده) دفتر مذکور را هر روز امضا کنند.

الف-۵- آب‌یابی

برای تعیین بودن یا نبودن آب در ته مخازن باید از خمیر آب‌یاب استفاده نمود. بدین طریق که در موقع اندازه‌گیری مخازن مقدار کمی از این خمیر را به قسمت زیرین میله یا نوار اندازه‌گیری مالیده و از تغییر رنگ به وجود آمده یا نبود آب در مخزن معلوم می‌شود. ضمناً در صورت وجود آب، طبق دستورالعمل

آبگیری از مخازن باید اقدام شود.

ب: اندازه‌گیری درجه حرارت فرآورده‌های نفتی

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.

ب-۱- نحوه به کار بردن نمونه‌گیر برای تعیین درجه حرارت

تعیین درجه حرارت به وسیله دماسنج و به روش زیر انجام می‌شود:

ب-۱-۱- دماسنج را با دقت در داخل نمونه‌گیر (سمپل) قرار دهید.

ب-۱-۲- درپوش نمونه‌گیر را محکم کنید و نمونه‌گیر را به عمقی که حرارت آن باید تعیین شود، پایین فرستید.

ب-۱-۳- پس از آنکه نمونه‌گیر به عمق موردنظر رسید، طناب را محکم تکان دهید تا درپوش نمونه‌گیر باز و نمونه فرآورده به داخل محفظه وارد شود.

ب-۱-۴- نمونه‌گیر را حداقل دو دقیقه در این عمق نگه دارید.

ب-۱-۵- نمونه‌گیر را بالا آورده و دماسنج را با دقت از داخل محفظه آنقدر بیرون بیاورید که ستون جیوه معلوم شود (مخزن جیوه باید داخل فرآورده باشد) درجه حرارت را فوراً خوانده و یادداشت کنید.

تذکر:

در نمونه‌گیر یا سمبل- وسایل کافی برای حفاظت دماسنج در محفظه تعبیه شده است و چنانچه در به کار بردن و حمل و نقل نمونه‌گیر مواظبت کافی به عمل آید، صدمه‌ای به دماسنج وارد نخواهد شد.

ب-۲- تعیین درجه حرارت مخازن مختلف

اندازه‌گیری درجه حرارت فرآورده مخازن مختلف (در حجم‌های مختلف) به شرح زیر است:

ب-۲-۱- مخازن روی زمین

ب-۲-۱-۱- اگر مخزن بیش از یک سوم پر باشد، درجه حرارت باید در حدود یک

ششم و یک دوم و پنج ششم عمق از سطح مایع گرفته شود.

ب-۲-۱-۲- اگر مخزن از یک سوم کمتر و از یک ششم بیشتر پر باشد، درجه حرارت باید یک مرتبه از قسمت فوقانی و یک مرتبه از قسمت تحتانی مایع گرفته شود.

ب-۲-۱-۳- اگر مخزن از یک ششم کمتر پر باشد، کافی است که درجه حرارت وسط مایع گرفته شود.

ب-۲-۲- مخزن‌دارهای راه‌آهن و نفت‌کش‌ها

در این مورد کافی است که فقط درجه حرارت وسط مایع گرفته شود.

ب-۲-۳- مخازن زیرزمین

نمونه‌گیر را باید چند بار آهسته در داخل لوله مخصوص اندازه‌گیری پایین و بالا برد تا مایع داخل لوله به هم خورده و کاملاً مخلوط شود و سپس درجه حرارت وسط مایع گرفته شود.

ب-۲-۴- مخازن پایه بلند

در این مورد نیز کافی است که فقط درجه حرارات وسط مایع گرفته شود.

ب-۳- دستورات کلی در مورد تعیین درجه حرارت

ب-۳-۱- در مورد مخازنی که فقط یک درجه حرارت گرفته می‌شود، همان رقم درجه حرارت واقعی محتویات مخزن محسوب می‌شود در مواردی که بیش از یک درجه حرارت گرفته می‌شود درجه حرارت واقعی، حد متوسط درجه‌های گرفته شده است.

ب-۳-۲- هر درجه حرارتی که گرفته می‌شود باید تا آخرین نیم درجه (در مورد دماسنج‌های سانتیگراد) و تا آخرین یک درجه (درمورد دماسنج‌های فارنهایت) به دقت خوانده شود و در محاسبه حد متوسط نیز، تعیین درجه حرارت در مورد اول تا نیم درجه و مورد دوم تا یک درجه کافی است.

ب-۲-۳- تمام ارقامی که برای تعیین درجه حرارت به دست می‌آیند، باید بلافاصله پس از انجام با ذکر تاریخ و ساعت در اوراق رسمی مربوطه وارد و به امضای مسئول برسد.

ب-۳-۴- در هر انبار حداقل دو دماسنج به طور یدک موجود باشد و در مواقعی

که از آنها استفاده نمی‌شود در جلدی که برای این منظور تهیه شده قرار داده شوند مگر آنکه در نمونه‌گیر گذاشته شوند که در این صورت خود نمونه‌گیر به منزله جلد خواهد بود.

ج- اجرای دقیق کنترل‌های عملیاتی

ج-۱- دروازه ورودی و خروجی انبارها

ج-۱-۱- دقت در ثبت دفاتر ورودی و مطابقت دقیق مشخصات مندرج در پروانه بارگیری با محموله نفتکش (یا کامیون) به هنگام ورود.

ج-۱-۲- اندازه‌گیری مجدد نفتکش‌های بارگیری شده به هنگام خروج از انبار به توسط کارمند بازرسی دروازه و همچنین گرفتن درجه حرارت از محموله نفتکش‌ها به صورت مورد به هنگام خروج و مطابقت با درجه حرارت ثبت شده در بارنامه. ضمناً مشخصات نفتکش‌هایی که به توسط کارمند بازرسی دروازه خروجی تجدید اندازه‌گیری می‌شوند، باید در دفتر مخصوص ثبت شود .

ج-۱-۳- دقت در ثبت دفاتر خروجی و کنترل و مطابقت دقیق مشخصات مندرج در نسخه‌های حواله یا بارنامه با محموله نفتکش یا کامیون به هنگام خروج به توسط کارمند بازرسی دروازه.

ج-۱-۴- کنترل دقیق نفتکش‌های خاکی به هنگام خروج از انبار و رویت داخل مخزن نفتکش‌ها به منظور اطمینان یافتن از تخلیه کامل آنها.

ج-۱-۵- مطابقت دفاتر بازرسی دروازه ورودی و خروجی در پایان هر شیفت و امضای دفاتر مذکور.

ج-۱-۶- مطابقت دفاتر بازرسی خروجی و دفاتر تحویلی روزانه واحد صدور در پایان هر شیفت و امضای دفاتر مذکور.

ج-۱-۷- کنترل وجود امضاء مجاز کارمند صدور و همچنین امضاء راننده در ذیل حواله و بارنامه.

ج-۱-۸- کنترل و مطابقت محموله‌های وارد شده به انبار با بارنامه‌های مربوطه.

ج-۱-۹- اخذ جواز خروج حواله‌های فروش و نسخه‌های ششم بارنامه‌ها توسط بازرسی دروازه خروجی.

ج-۱-۱۰- ثبت ساعت خروج روی کلیه نسخه‌های حواله‌ها و بارنامه‌ها و دفاتر مربوطه.
ج-۱-۱۱- کنترل تمام پلمپ‌های نفت‌کش‌ها، اعم از پلمپ‌های ثابت و موقت، و همچنین خوانا بودن رمز پلمپ‌های انجام شده.

ج-۲- تخلیه و بارگیری
ج-۲-۱- انجام ته کشی بعد از تخلیه
ج-۲-۲- بارگیری به توسط کارگر اندازه‌گیر (یا راننده نفت‌کش، در مورد انبارهایی که کسری کارگر دارند منوط به گذراندن دوره آموزشی و رعایت مقررات موضوعه) و کنترل و نظارت و اندازه‌گیری مجدد به توسط استادکار یا کارمند مربوطه.
ج-۲-۳- اندازه‌گیری دقیق محموله‌های رسیده به انبار و گرفتن درجه حرارت قبل از تخلیه یا انحراف و ثبت ارقام واقعی مقادیر رسیده و درجه حرارت فرآورده در بارنامه (مسئولیت گرفتن درجه حرارت محمولات رسیده یا واحد کنترل کیفیت است).
ج-۲-۴- دقت در امر تخلیه کامل نفت‌کش‌ها و کنترل دقیق توسط استادکار و کارمند محوطه تخلیه و بارگیری و امضاء و مهر پروانه تخلیه مبنی بر تخلیه کامل محموله پس از رویت داخل مخزن نفت‌کش.
ج-۲-۵- دماسنجی کلیه محمولات بارگیری شده و اعلام کتبی درجه حرارت فرآورده‌های محتوی مخازن برداشت هریک ساعت یکبار به واحد صدور بارنامه (توسط کنترل کیفیت).
ج-۲-۶- کنترل گواهینامه اندازه‌گیری نفت‌کش‌ها و مطابقت آن با میله اندازه‌گیری. شامل شماره حک شده نفت‌کش و میله‌های شماره ۱ و ۲ و ۳ خانه‌های مختلف مخزن نفت‌کش و همچنین بررسی اعتبار گواهینامه اندازه‌گیری.
ج-۲-۷- کنترل سوپاپ‌ها و دریچه‌های نفت‌کش‌ها از نظر نشتی.
ج-۲-۸- کنترل وضع ظاهری فرآورده‌ها.
ج-۲-۹- استفاده از فرم تخلیه در سه برگ.

ج-۲-۱۰- دقت در امر پلمپ صحیح نفت‌کش‌ها.
ج-۲-۱۱- دقت در بارگیری و جلوگیری از ریزش مواد نفتی از بازوهای بارگیری پس از خاتمه بارگیری و همچنین دقت در بارگیری به میزان مجاز.
ج-۲-۱۲- ثبت درجه حرارت واقعی در دفتر کنترل کیفیت.

ج-۳- صدور و دریافت
ج-۳-۱- ثبت درجه حرارت واقعی در بارنامه‌ها و دفاتر.
ج-۳-۲- رسید کردن صحیح و واقعی بارنامه‌ها براساس مقادیر رسیده واقعی و درجه حرارت واقعی در مواقع تحویل.
ج-۳-۳- تهیه صورتجلسه برای محموله‌هایی که کسری غیرمتعارف دارند.
ج-۳-۴- صدور مجوز تخلیه با استفاده از فرم تخلیه در سه برگ (در انبارهایی که فرم مجوز تخلیه توسط واحد صدور و دریافت صادر می‌شود).
ج-۳-۵- کنترل صورت‌های تحویلی روزانه در پایان هر شیفت و مطابقت با دفاتر بازرسی دروازه خروجی و امضا صورتها و دفاتر مذکور.
ج-۳-۶- محاسبه براساس آخرین جدول‌های ضرایب مصحح حجم و وزن فرآورده‌ها.
ج-۳-۷- دریافت بارنامه‌ها براساس شماره سریال و ثبت مقادیر رسیده، مصرفی و موجودی بارنامه‌ها در دفتر موجودی بارنامه در صدور به ترتیب شماره سریال.
ج-۳-۸- گرفتن امضاء از رانندگان روی نسخه‌های بارنامه و ثبت مشخصات کامل رانندگان و همچنین امضاء و مهر بارنامه توسط کارمند صدور.
ج-۳-۹- عدم صدور بارنامه کمتر از ظرفیت نفت‌کش‌ها.
ج-۳-۱۰- تهیه دفتر مخصوص (موجودی، رسیده، مصرفی، باقیمانده) جهت بارنامه‌های خام.

ج-۴- کنترل موجودی بیظرف
ج-۴-۱- ثبت ارقام موجودی، رسیده، خارج شده و سرک و کسری و گزارش سرک و کسری‌های غیرمتعارف.

ج-۴-۲- ثبت واقعی درجه حرارت مخازن، محموله‌های رسیده و خارج شده.
ج-۴-۳- محاسبه درجه حرارت مقادیر خارج شده از انبار براساس درجه حرارت‌های واقعی مندرج در بارنامه‌ها.
ج-۴-۴- نگهداری صحیح و تمیز دفاتر و نگارش تمیز و درست و صحیح و بدون قلم‌خوردگی و عدم استفاده از مداد در نگارش دفاتر و ثبت روزانه دفاتر.
ج-۴-۵- اندازه‌گیری روزانه کلیه مخازن اعم از فعال و راکد توسط کارمند کنترل موجودی و استادکار اندازه‌گیری مخازن.
ج-۴-۶- عدم وجود مغایرت بین ارقام ثبت شده در دفاتر بیظرف و دفاتر ثبت اندازه‌گیری مخازن (اعم از درجه حرارت و موجودی).
ج-۴-۷- تحویل و تحول فرآورده‌های بیظرف با جایگاه‌های متصل به انبار براساس مقررات و دستورالعمل‌های صادر شده (روش انتقال فرآورده‌های بیظرف از انبار به جایگاه شرکتی متصل به آن در فصل ۴ بیان گردیده است).
ج-۴-۸- کنترل و ثبت دقیق آب موجود در ته مخازن و کسر موجودی آب از موجودی فرآورده‌ها به طور روزانه و آب‌گیری به مومقع از مخازن براساس دستورالعمل‌های مربوطه، ضمن پیگیری رفع نواقص فیزیکی جهت جلوگیری از نفوذ آب به داخل مخازن
ج-۴-۹- قفل و پلمپ والوهای مخازن در پایان عملیات در هر نوبت.
ج-۴-۱۰- اقدام در مورد هرگونه استهلاک و تبدیل فرآورده با نظر کنترل کیفیت.
ج-۴-۱۱- نظارت دقیق در مورد تحویل و تحول با خطوط لوله و پالایشگاه از نظر کمیت و کیفیت.
ج-۴-۱۲- کنترل روزانه وضعیت خارجی مخازن، مسیر لوله‌ها و شیرهای ورودی و خروجی و درین مخازن (شیر آب‌گیری مخازن).
ج-۴-۱۳- محاسبه سرک و کسری دقیق و جداگانه هر مخزن و عدم انتقال موجودی مخازن به یکدیگر، مگر در موارد اضطراری و با نظر کتبی مسئولان ذیربط.
ج-۴-۱۴- در صورت مواجه شدن با سرک یا کسری غیرمتعارف پس از حصول

اطمینان از صحت عملیات و محاسبات انجام شده ارقام واقعی به طور دقیق در دفتر ثبت شود و علّت یا علل بروز سرک یا کسری غیرمتعارف فوراً بررسی و مراتب به رئیس انبار نیز کتباً گزارش شود.

ج-۴-۱۵- کنترل روزانه صورتهای تحویلی با دفاتر بازرسی خروجی و مطابقت دفاتر بازرسی ورودی یا خروجی و امضاء دفاتر مربوطه به توسط کارمند کنترل موجودی بیظرف.

ج-۵- امضاء کلیه دفاتر توسط روسای انبارها و روسای نواحی ذیربط و معاونان عملیاتی مناطق در پایان هر ماه پس از کنترل و مطابقت‌های لازم.

ج-۶- در مورد روغن موتور، به کار بردن دقت ویژه در امر بارگیری، اندازه‌گیری کمّی و درجه حرارت، تجدید اندازه‌گیری در بازرسی دروازه خروجی انبارهای مبدأ و اندازه‌گیری دقیق کمی و درجه حرارت در انبارهای مقصد مورد تأکید است.

اهم دلایل کسری وسرک

قبل از شروع این مبحث لازم به توضیح است که ارائه این موضوع صرفا بواسطه آشنائی با سیر تحول تاریخی آن بوده و ممکن است با توجه به پیشرفت‌های اخیر، مفاهیم مطرح شده صرفا جنبه غیرعملیاتی و آشنائی داشته باشند.

زمانی که پایه دریافت و تحویل فرآورده‌های نفتی حجمی باشد، تغییرات حجم را مبنای محاسبات لحاظ می‌نمایند.با نگاهی برتوزیع فرآورده‌های نفتی طی ۱۵۰ سال گذشته درجهان، سیستم توزیع فرآورده‌های نفتی را برمسیری پر تلاطم از تغییر رویکرد دراندازه‌گیری و مبنای محاسبه و اندازه‌گیری درلحظه دریافت و توزیع می‌توان مشاهده نمود.

بنای اولین سیستم اندازه‌گیری فراورده‌های نفتی براساس اندازه‌گیری حجم نهاده شد. دراین سیستم، مبنای اندازه‌گیری در لحظه دریافت و ارسال فرآورده یا تحویل به مشتری، حجم فرآورده درنظر گرفته می‌شد.به مرور،مشکلات ناشی

از انقباض و انبساط فرآورده‌های نفتی سبب به حجم رسانی درشرایط تحویل به مشتری را سبب گردید و با توجه به مشکلات ناشی از این تغییرات حجمی در نقاط توزیع خردوپیمانکاری‌های توزیع، اصطلاحات کسری و سرک فراورده‌های نفتی شکل گرفت.

مشاهده کسری و کاهش حجم در هرفرآورده بدون جریان ورودی و خروجی به دو دلیل کاهش دما و تبخیر فرآورده مربوط است که در مورد کسری ناشی ازتبخیرفرآورده، تنفس مخزن نگهداشت برشدت کسری دامن میزند.درخصوص سرک نیز دریک سیستم بدون ورودی و خروجی میتوان به افزایش حجم ناشی از افزایش دمای فرآورده توجه نمود. بنابراین برای مخازنی که در امور دریافت، نگهداشت و ارسال فرآورده‌های نفتی سرویس دهی می‌نمایند، منشاء کسری و سرک ناشی از عملیات رامیتوان به موارد ذیل با شدت و ضعف‌های وابسته به نوع مخزن مرتبط دانست:

- کسری ناشی از تلفات تنفسی مخازن
- کسری ناشی از اتلافات نقاط مختلف مخزن
- کسری ناشی از عملیات بارگیری و تخلیه مخزن
- کسری و سرک ناشی از تغییر حجم فرآورده بواسطه تغییر دما

کسری ناشی از عملیات تخلیه مخزن، بواسطه ایجاد فضای بیشتر درمخزن برای مخازن سقف ثابت و تبخیر ازدیوارهای آغشته به فرآورده درمخازن سقف متحرک درحال تخلیه قابل بررسی است.

کسری ناشی از عملیات بارگیری مخزن سقف ثایت بواسطه خروج بخارات اشباع از مخزن جهت جایگزینی با فرآورده و همچنین کسری ناشی از تلاطم پمپاژ و آشفتگی سیال و ...در هر سیستم بارگیری و ... قابل بررسی است.

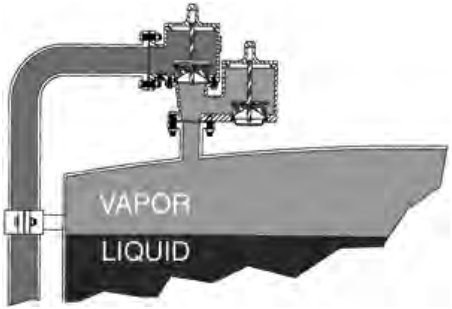
دو گونه کسری یاد شده شدت کمتری نسبت به کسری ناشی از تنفس مخزن به بیرون یا بازدم مخزن دارند.

کسرس ناشی از تغییر دمای فرآورده را نمی توان یک کسری واقعی دانست. زیرا با افزایش و کاهش دما، حجم فرآورده دستخوش سرک و کسری خواهد گردید. به همین دلیل از این نوع کسری و سرک تحت عنوان کسری و سرک ظاهری یاد می‌گردد.

کسری ناشی ازتلفات تنفسی مخازن

مکانیزم پدیده اتلاف تنفسی در مخازن سقف ثابت مرتبط با اتمسفر، به تغییرات دمای محیط در ساعات مختلف شبانه روز بستگی دارد و موجب می‌شود مقداری از مواد ذخیره شده از مخزن خارج شده و وارد اتمسفر شود. این پدیده را می‌توان بصورت زیر تشریح نمود:

وقتی که مخزن به واسطه تابش خورشید در طی روز گرم می‌شود، دمای فرآورده و فضای بالای سطح مایع درون مخزن بالا رفته و ضمن افزایش تبخیر مایع، مخلوط هوا - بخاری که بر روی سطح مایع ایجاد شده است انبساط می‌یابد و تخلیه مخلوط هوا و بخار به اتمسفر در ساعات گرم روز به حداکثر خود می‌رسد.



در طول شب، سقف و دیواره مخزن مقداری از حرارتی را که در طی روز جذب نموده اند، از دست می‌دهند و به این ترتیب، مقداری از مخلوط هوا – بخار کندانس(مایع) می‌گردد. همچنین در اثر کاهش درجه حرارت، مخلوط هوا – بخار منقبض شده و باعث ایجاد مقدار کمی خلاء می‌گردد. وقوع این دو علت باعث می‌شود مقداری هوا از طریق شیرتنفسی به داخل مخزن کشیده شود. هوای وارد شده در یک زمان کوتاه بر روی بخارات سبک تر قرار گرفته و به دلیل تفاوت دانسیته وسردتر بودن دیواره‌های مخزن از مجاورت دیواره‌ها به پائین جریان می‌یابد و همزمان بخارات گرم و سبک درون مخزن، از مرکز مخزن به بالا حرکت کرده و سبب ایجاد یک جریان جابجایی در فضای بخاربالای سطح مایع درون مخزن می‌گردد.

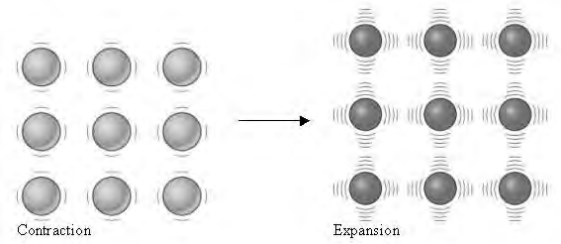
مجددا بعد از طلوع آفتاب دمای محیط به سرعت افزایش می‌یابد. گرمای خورشید توسط فضای بخار و مایع جذب شده و دمای سطح مایع و بخار بالا رفته و سبب افزایش تبخیر سطحی می‌شود. مخلوط هوا – بخار انبساط یافته و از طریق مجاری تخلیه، خارج می‌شود.

علاوه بر تاثیر دمای هوا، فرآیند کار مخزن نیز می‌تواند باعث اتلاف گردد. بدین صورت که در هر بار تخلیه مخزن، حجم بالایی از هوای محیط به مخزن وارد شده که در زمان کوتاهی از بخارات موجود اشباع می‌گردد. با وارد کردن سیال ذخیره شوند به مخزن، این حجم خارج شده و بخارات را نیز از مخزن خارج کنند.

البته مقدار خروج مواد از مخزن به عواملی چون ظرفیت مخزن، خواص مواد ذخیره شونده، میزان جابجا شدن مواد، شرایط اتمسفری ارتباط مستقیم دارد. لذا بهبود دادن ساختار مخازن بهترین روش برای کاستن از مقدار خروج و یا نشر مواد می‌باشد. بعنوان مثال همانگونه که درفصل مخازن خواهیم دید، برای کاستن از مقدار اتلاف فرآورده‌های نفتی در مخازن با سقف ثابت گزینه‌های مختلفی وجود دارد که عبارتند از:

- نصب سقف شناور
- متعادل کردن بخار، بدین طریق که زمانیکه مخزن در حال پر شدن است، بخار را در یک مخزن خالی به دام می‌اندازند. محتویات، بخار به دام افتاده درآن مخزن، هنگامی که مخزن اصلی مجدداً در حال خالی شدن است برای جبران افت فشار مورد استفاده قرار می‌گیرد. بدین صورت از ورود و خروج هوای محیط به مخزن جلوگیری به عمل می‌آید.
- نصب سیستم بازیافت بخارات (درفصل مربوطه شرح داده شده است).

کسری و سرک ناشی از تغییر دما



بطور کلی کسری وسرک ناشی از تغییر دما (نسبت به یک دمای مرجع) را کسری و سرک ظاهری نام گذاری نموده اند. مطابق با اصول ترمودینامیك، حجم هر ماده در هر لحظه متناسب با شرایط تعادل دمائی با محیط آن است. کاهش دما بدلیل کاهش فواصل مولکولی (درنتیجه کاهش برخوردهای مولکولی)سبب کاهش حجم و افزایش دما موجب افزایش درحجم آن ماده خواهد شد.تناسب دما با حجم ماده را ضریب β که به نام ضریب انبساط حجمی است و از نتایج و داده‌های آزمایشگاهی روی ماده مورد نظر بدست می‌آید به تساوی و ایجاد فرمول تبدیل می‌کند.درصورتیکه تغییر حجم برحسب مترمکعب را با $dV=V-V_0$ و V_0 بعنوان حجم اولیه قبل از تغییر دما برحسب مترمکعب و $dT=T-T_0$ عبارت از تغییر دمای موثر درتغییر حجم برحسب درجه سانتیگراد باشند داریم:

$$dV=\beta.V_0.dT$$

ضریب انبساط حجمی β برای هر سیال از نتایج آزمایشگاهی حاصل شده و دارای بانک اطلاعاتی لازم در این خصوص می‌باشد.

با توجه به مطالب فوق، تاثیر تغییر دمای محیط برفرآورده‌های نفتی سبب تغییر حجم و اختلاف در اندازه ظاهری فرآورده‌های مبادله شونده خواهد شد.

فرآورده ای که سردتراز دمای نقطه بارگیری به مقصد برسد کاهش حجم و فرآورده ای که گرمتر از دمای بارگیری در مبداء به مقصد برسد حجم بیشتری را نشان خواهد داد.براساس درسیستم‌های قدیمی(با توجه به عدم امکانات فنی اندازه‌گیری تاثیردما برحجم فرآورده نفتی) درمورد اول اصطلاح پورسانت کسری در حجم و درمورد دوم سرک در حجم درنظر گرفته شده و نسبت به تصحیح حجم باتوجه به روش معینی اقدام می‌نمایند.

کاربرد ضریب انبساط حجمی

دربررسی تاثیر دما برتغییر حجم فرآورده‌های نفتی، شناخت پارامتر ضریب انبساط حجمی می‌تواند محاسبات حجمی را به سهولت فراهم نماید. ضرائب مصحح حجمی هر شش ماه یك مرتبه از طریق مهندسی فرآورده‌های نفتی (مدیریت تامین و توزیع) به انبارهاابلاغ می‌گردد.

معیار اندازه‌گیری، اندازه حجم فرآورده درلحظه تحویل با مبنای ۶۰ درجه فارنهایت است .همانگونه که پیشتر بحث گردید،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، درصورتیکه درجه دمای فرآورده بالاتراز ۶۰ فارنهایت باشد، حجم آن در ۶۰درجه فارنهایت کمتر از حجم طبیعی (دمای شرایط بررسی فرآورده) و بالعکس اگر درجه دمای فرآورده پائین‌تر از ۶۰ درجه فارنهایت باشد مقدار حجم آن در ۶۰درجه فارنهایت بیشتر از مقدار طبیعی خواهد بود. مبنای محاسبه در واحد بیظرف براساس ۶۰ درجه فارنهایت می‌باشد.

$$dV = \beta . V_0 . dT$$

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

بعنوان مثال، برای دانستن تفاوت حجمی، تبدیل حجم مقدار ۲۰/۰۰۰ لیتر فرآورده بنزین(V_0) محصول پالایشگاه تهران و پالایشگاه آبادان در ۶۰ درجه حرارت فارنهایت که میزان ضریب مصحح حجم آنها ۰/۰۰۰۶۵ و ۰/۰۰۰۶۳ تعیین گردیده در ۶۰،۶۱ و یا ۵۹ بشرح ذیل می‌باشد:

حجم ۲۰/۰۰۰ لیتر بنزین موتور با درجه حرارت ۶۰ همان مقدار ۲۰/۰۰۰ می‌باشد.

۲۰/۰۰۰ = ۱ × لیتراژ در ۶۰ درجه فارنهایت

محاسبات در مورد ۲۰۰۰۰لیتر بنزین موتور محصول پالایشگاه آبادان در ۵۹ درجه فارنهایت یعنی یک درجه کاهش دما :

β =۰/۰۰۰۶۳ (ضریب مصحح حجمی)

لیتراژ در ۵۹ درجه :

۲۰ ۰۰۰ ×(۱ +۰/۰۰۰۶۳ ×(۵۹-۶۰)=۱۹۹۸۷/۴=۱۹۹۸۷

از ۰/۴ صرف نظرمیگردد . (کمتر از ۰/۵ است).

محاسبات درمورد۲۰۰۰۰لیتربنزین موتور محصول پالایشگاه تهران در ۶۱ درجه فارنهایت یعنی یک درجه افزایش دما :

β =۰/۰۰۰۶۵ (ضریب مصحح حجمی)

لیتراژ در ۵۹ درجه :

۲۰ ۰۰۰ ×(۱ +۰/۰۰۰۶۵×(۶۱-۶۰)= ۲۰۰۱۲/۶ = ۲۰۰۱۳

طبیعی به لحاظ اینکه ۰/۶ از ۰/۵ بیشتر است به رقم ماقبل یك واحد اضافه می‌کنیم.

مفهوم محاسبات:

یعنی درصورتیکه ۲۰۰۰۰ لیتر (براساس اندازه‌گیری حجمی) بنزین موتور موصوف را با درجه حرارت ۵۹(دیکته شده از محیط) بارگیری نمائیم، گوئی اینکه ۲۰۰۱۳ لیتر بنزین را دردمای استاندارد ۶۰فارنهایت بارگیری نموده‌ایم.درجهت رفع این تفاوت حجمی، تبدیل محاسبات حجمی به جرمی با استفاده از وزن مخصوص امکان پذیر خواهد بود.درآنصورت مبنای محاسبات و تحویل فرآورده براساس وزن بوده و اندازه‌گیری حجمی دردومحل بارگیری و تخلیه معیار تطابق ارسال و دریافت نخواهد بود.

با توجه به محاسبات بالا این نتایج حاصل می‌گردد که لیتراژ طبیعی فرآورده‌ها مقدار واقعی نبوده و ضرائب مصحح حجمی – تصحیح کننده مقدار طبیعی به ۶۰ درجه فارنهایت می‌باشد که ملاك عمل تحویل و تحول فرآورده‌ها درانبارهای نفت می‌باشند.

مفاهیم محاسبات کسری مجاز

درهر سیستم حمل و نقل بسته به شرایط اقلیمی و جغرافیائی منطقه تحت توزیع فرآورده‌های نفتی، ضمن بهره گیری از داده‌های نهائی و موازنه‌های دریافت و توزیع به نتایج و اعدادی درجهت اخذ تصمیم برای مجاز پنداشتن حدودی از فرآورده که درنتیجه کاهش دراثرتبخیر وهمچنین کاهش ترمودینامیکی حجم ناشی از نگهداشت، جابجائی و توزیع، راهکارهائی برای مواجهه با بروز کسری در فرآورده درکل سیکل دریافت تا توزیع ایجاد می‌نمایند.درشرکت پخش فرآورده‌های نفتی این رویکرد به نام پورسانت کسری متعارف (مجاز) فرآورده‌های بیظرف بررسی میگردد وصرفا بر اساس حجم ظاهری فرآورده در لحظه تحویل صورت می‌پذیرد. میزان و حدود مجاز این کسری، بستگی به سطوح پیشرفت تکنولوژی دریافت، نگهداشت و انتقال فرآورده دارد.

وجود طرح‌های کهاب و بازیافت بخارات و اندازه گیرهای جرمی و ... محدوده این کسری مجاز را کوچکتر نموده به‌طوری‌که در اکثر کشورهای توسعه یافته این موضوع بعنوان یك پارامتر درسیستم توزیع فرآورده‌های نفتی دیده نشده و موجب بروز ایراد در هیچ زمینه‌ای نمی‌گردد.

به هر حال، پس از اندازه‌گیری حجم و درجه حرارت فرآورده و تبدیل آن به ۶۰ درجه فارنهایت، هرگونه افزایش یا کاهش موجودی به صورت سرک یا کسری در دفاتر موجود منعکس خواهد شد، بنابراین برای نگهداری و حفظ مقدار فرآورده‌های نفتی، مسئولان انبارها باید روزانه از موجودی‌ها، نقل و انتقالات، سرک و کسری‌ها اطلاع داشته باشند تا به موقع بتوانند علل بروز کسری‌ها و ضایعات را، که عوامل مختلفی در پیدایش آنها مؤثرند، بررسی کنند.

در این مورد، دانستن معیارها و حد مجاز کسری‌ها برای واحدهای عملیاتی به ویژه کنترل موجودی بیظرف الزامی است که در زیر به آن اشاره می‌شود.

محاسبات کسری مجاز فرآورده‌های نفتی بیظرف

میزان کسری فرآورده‌های نفتی را می‌توان از دو جنبه عملیاتی بررسی نمود. این دو جنبه از عملیات به نحوه نگهداشت و توزیع و حمل و نقل فرآورده‌های

نفتی و همچنین میزان توقف و تاثیرپذیری فرآورده از شرایط محیطی مرتبط خواهد بود.

لذا با توجه به شرایط موصوف، بسته به روند تاریخی موضوع و آمارها و ارقام وابسته به اقلیم و الگوهای توزیع و مصرف، حدود ظاهری را جهت وجود کسری درفرآورده‌های نفتی تحت توزیع درنظر گرفته‌اند.این مقادیر مجازکسری نیز قابل تغییر برحسب شرایط وسطح تکنولوژی و تصمیمات مدیریتی است و هرگونه رویکردهای آتی است.

برای محاسبه میزان کسری مجاز هر فرآورده به این طریق اقدام می‌شود که حاصلضرب زیر که میزان کسری مجاز در هر سیستم حمل و نقل فرآورده‌های تبخیر شونده فاقد کنترل بخارات را بدست می‌دهدمورد استفاده قرار می‌گیرد. درمقطعی از زمان، فعالیت‌های توزیع نفتگاز با کسری مجاز صفر منجر به حصول عدد صفر برای این حاصلضرب خواهد شدو برای برای بنزین به ازای تبخیر ۴۵ لیتر از ده هزار لیتر فرآورده تحویل و توزیع شده، این حاصلضرب دارای مقداری جهت تعیین کسری مجاز خواهد بود. مقدار کسری مجاز هرفرآورده در حاصلضرب زیر سبب حصول حد مجاز کسری برای آن فرآورده خواهد شد.

(موجودی ابتدایی+ رسیده)×(کسری مجاز هر فرآورده تقسیم بر ده هزار)

توضیح اینکه با مقایسه مقدار کسری مجاز به دست آمده با کسری موجود در هر مقطع زمانی می‌توان به نتایج تحلیلی مناسبی برای وضعیت موجود سیستم تحویل و نگهداشت و توزیع فرآورده‌ها دست یافت.

جدول زیر مقادیر کسری مجاز سه فرآورده بنزین، نفت سفید و نفتگاز، تعریف شده در شرایط فعلی درسیستم سوخت رسانی شرکت پخش فرآورده‌های نفتی، را برای عملیات اندازه‌گیری در انبار و همچنین عملیات ارسال بین دو نقطه جغرافیائی با فاصله قابل ملاحظه جهت مقایسه رویکردهای هردو نحوه نگهداشت و توزیع نشان می‌دهد. به‌عنوان مثال در هر ۱۰۰۰۰ لیتر حجم نگهداری شده از فرآورده بنزین درانبار، ۳۵ لیتر کاهش دراندازه‌گیری مجاز است و برای فرآورده حمل شده ۱۵ لیتر افت حجمی قابل پذیرش است.

آمارهای مختلف اندازه‌گیری فرآورده‌های حمل شده بین دو نقطه جغرافیائی و شرایط تلاطم و تاثیرپذیری فرآورده از شرایط حمل، سبب تخصیص درصد مجاز

کسری ناشی از حمل به مقدار دو برابر حالت نگهداشت و عملیات رسید و دریافت گردیده است. به همین ترتیب، رفتارهای عملیاتی توزیع فرآورده‌های نفتی، این درصد را برای سایر فرآورده‌ها به شرح جدول زیر رقم زده است.

نام فرآورده	درصد کسری مجاز انبار	درصد کسری مجاز راه	ملاحظات
انواع بنزین موتور	۰/۲۵ درصد	۰/۵ درصد	بنزین ۳۵ (جهت انبار) و ۱۵ (جهت طی راه) لیتر به ازاء ۱۰۰۰۰ لیتر
نفت سفید	۰/۱۰ درصد	۰/۱۰ درصد	نفت سفید ۱۰ لیتر به ازاء ۱۰۰۰۰ لیتر
نفت گاز	۰/۵ درصد	۰/۵ درصد	نفت گاز ۵ لیتر به ازاء ۱۰۰۰۰ لیتر

کسری مجاز فرآورده‌های مختلف در انبارها

با توجه به مطالب پیش گفته، کسری مجاز فرآورده‌های نفتی، بصورت محاسبه درصد کسری و محاسبه کسری مجاز هر فرآورده قابل حصول است. کسری متعارف (مجاز) انواع مختلف فرآورده‌های بیظرف در انبارها و طی مسیر و راه به قرار جدول ذیل تعیین گردیده است.

(این بخش جهت شناخت بیشتر ارتباطات مناطق آب و هوائی و میزان کسری انواع فرآورده ارائه شده است و می‌تواند بسته به شرایط و سطوح تکنولوژی و نوع تعاملات، تغییر نماید. همچنین بیشتر فرآورده‌های نفتی قید شده در این بخش تحت پوشش توزیعی شرکت ملی پخش نبوده و صرفا مفاهیم تجربی و علمی موضوع مد نظر است.)

مناطق معمولی	مناطق گرمسیر
انواع بنزین موتور ۳۵ لیتر در ۱۰/۰۰۰ لیتر	انواع بنزین موتور ۳۵ لیتر در ۱۰/۰۰۰ لیتر

نفت سفید ۱۰ لیتر در ۱۰/۰۰۰ لیتر	نفت سفید ۱۰ لیتر در ۱۰/۰۰۰ لیتر
نفت گاز ۵ لیتر در ۱۰/۰۰۰ لیتر	نفت گاز ۵ لیتر در ۱۰/۰۰۰ لیتر
۱۸GP4 لیتر در ۱۰/۰۰۰ لیتر	۲۵GP4 لیتر در ۱۰/۰۰۰ لیتر
۱۰ATK لیتر در ۱۰/۰۰۰ لیتر	۱۲ATK لیتر در ۱۰/۰۰۰ لیتر
۲۸SS لیتر در ۱۰/۰۰۰ لیتر	۳۵SS لیتر در ۱۰/۰۰۰ لیتر
۲۳ ۱۰۰/۱۳۰ لیتر در ۱۰/۰۰۰ لیتر	۱۳۰/ ۱۰۰ ۵۵ لیتر در ۱۰/۰۰۰ لیتر

همچنین جهت آشنائی با موضوع پورسانت کسری، دریك تقسیم بندی برای انجام تعاملات درخصوص رفع مشکلات ناشی از کسری انواع فرآورده‌های طیف حلال تحت توزیع قبلی، داده‌های جدول زیر با طیف متعاملین درنظر گرفته می‌شد.

مناطق معمولی	مناطق گرمسیر
حلال‌های ۹-۱ ۱۰ لیتر در ۱۰۰۰۰ لیتر	حلال‌های ۹-۱ ۱۰ لیتر در ۱۰۰۰۰ لیتر
حلال‌های ۲-۴ ۱۰ لیتر در ۱۰۰۰۰ لیتر	حلال‌های ۲-۴ ۱۰ لیتر در ۱۰۰۰۰ لیتر
حلال‌های ۳-۴ ۱۰ لیتر در ۱۰۰۰۰ لیتر	حلال‌های ۳-۴ ۱۰ لیتر در ۱۰۰۰۰ لیتر
حلال‌های ۲-۲ ۱۰ لیتر در ۱۰۰۰۰ لیتر	حلال‌های ۲-۲ ۱۰ لیتر در ۱۰۰۰۰ لیتر
حلال‌های ۵-۲ ۳۵ لیتر در ۱۰۰۰۰ لیتر	حلال‌های ۵-۲ ۳۵ لیتر در ۱۰۰۰۰ لیتر
حلال‌های ۶-۱۰ ۳۵ لیتر در ۱۰۰۰۰ لیتر	حلال‌های ۶-۱۰ ۳۵ لیتر در ۱۰۰۰۰ لیتر
حلال‌های ۴۱۰ ۳۵ لیتر در ۱۰۰۰۰ لیتر	حلال‌های ۴۱۰ ۳۵ لیتر در ۱۰۰۰۰ لیتر
حلال‌های ویژه ۳۵ لیتر در ۱۰۰۰۰ لیتر	حلال‌های ویژه ۳۵ لیتر در ۱۰۰۰۰ لیتر

بعنوان نمونه، درجدول فوق، منظور از مناطق گرمسیر شامل: اهواز، آبادان، بوشهر، هرمزگان، زاهدان و چابهار است.

نکته: وجود این سطح از پورسانت‌ها جنبه توافقی و تعامل با سطوح مختلف توزیع داشته و بعنوان یک الزام مداوم تلقی نمی‌گردند.

روش محاسبه مقدار سرك و کسری انبارها

در هر نقل و انتقال فرآورده در انبارها بطور کلی می‌بایست رابطه زیر برقرار باشد.

موجودی دفتری یا موجودی فعلی = برداشت - رسیده + موجودی روز قبل (۱)

اما این رابطه بنا بر دلائل مختلف ازجمله تبخیر فرآورده، عدم دقت اندازه گیر، نواقص فنی احتمالی در مخازن و... احتمالاً برقرار نبوده و پارامترهای دیگری نیز در برقراری تساوی فوق موثر خواهند بود، که به آنها سرك (اضافه فرآورده) یا کسری (کمبود فرآورده)می گویند . بنابراین برای رسیدن به موجودی واقعی بایستی رابطه (۱)به صورت زیر نوشته شود.

موجودی فعلی=(ویامنهای کسری)سرك+برداشت-رسیده+موجودی روزقبل (۲)

در رابطه (۲) سرك را با علامت + و کسری را با علامت – منظور می‌نمایند

وجود سرك (+) و کسری (-) در عملیات انبارها به جز در موارد بسیار استثنائی اجتناب ناپذیر می‌باشد.

برای کنترل موجودی و اطمینان از صحت عملیات روزانه لازم است موجودی دفتری با موجودی واقعی مخازن که با اندازه‌گیری موجودی مخزن به دست می‌آید مقایسه شود (مغایرت احتمالی سرك یا کسری خواهد بود). برای کسری حد مجازی در نظر گرفته شده که ذیلاً به آن اشاره می‌شود .

همانطوریکه کسری در نفتکش‌ها حد متعارفی داشت برای مخازن ثابت در انبارها نیز کسری مجاز تعیین می‌نمایند و داشتن کسری بیش از حد مجاز، غیر متعارف بوده که در صورت مشاهده چنین مواردی حتماً بایستی علت آن مشخص گردد .

همانگونه که ذکر گردید، حد مجاز کسری در مخازن ثابت انبارها در هر ۱۰،۰۰۰ لیتر به شرح زیر می‌باشد.

بنزین معمولی و سوپر	۳۵ لیتر
نفت سفید	۱۰ لیتر
نفتگاز	۵ لیتر

جی پی فور (JP۴)	۱۸ لیتر
ا، تی، ك (ATK)	۱۰ لیتر
نفتکوره	صفرلیتر

با در نظر گرفتن حد مجاز کسری بعد از اندازه‌گیری مخازن و محاسبه حجم ۶۰ درجه فرآورده باید مقدار سرك یا کسری در ۱۰،۰۰۰ لیتر را تعیین و مقدار کسری حاصله را با حد متعارف مقایسه در صورتیکه از حد متعارف بیشتر باشد علت را بررسی نمود چنانچه بعد از اندازه‌گیری مجدد و محاسبه دوباره نتیجه‌ای حاصل نشد، لازم است مراتب را به رئیس واحد بیظرف و رئیس انبار اطلاع دهند.

بطور کلی برای محاسبه سرك یا کسری انبار به شرح زیر اقدام می‌شود:

= برداشت درطول دوره - رسیده درطول دوره + موجودی اول دوره
موجودی انتظاری یا دفتری

= موجودی دفتر- موجودی واقعی آخردوره یا اول وقت روز بعد
کسری یا سرك دوره ±

پس از تعیین میزان سرك و کسری انبارتعیین میزان درصد (پورسانت) کسری یا کسری نسبت به موجودی و رسیده انبار در هر ۱۰،۰۰۰ لیتر به شرح زیر عمل می‌شود.

= ۱۰،۰۰۰ × سرك یا کسری + یا - رسیده درطول دوره + موجودی اول دوره
پورسانت سرك یا کسری ±

مثال:

۱،۰۰۰،۰۰۰ = موجودی اول دوره

۱۰۰،۰۰۰ = رسیده درطول دوره

۵۰،۰۰۰ = برداشت درطول دوره

۱،۰۴۵،۰۰۰ = موجودی واقعی پایان دوره یا اول دوره بعد

موجودی انتظاری یا دفتری۱،۰۵۰،۰۰۰ = ۵۰۰۰۰ —۱۰۰،۰۰۰ + ۱۰۰۰،۰۰۰

کسری دوره ۱٫۰۵۰٫۰۰۰ — ۱٫۰۴۵۰۰۰ = -۵٫۰۰۰

پورسانت کسری ۴۵۴ - = ۵۰۰ - = ۵۰٫۰۰۰٫۰۰۰ - = ۱۰٫۰۰۰ × ۵٫۰۰۰ —

۱٫۰۰۰٫۰۰۰ + ۱۰۰٫۰۰۰ ۱٫۱۰۰٫۰۰۰ ۱۱

توضیح : درمحاسبات فوق طول دوره می‌تواند، یك روزو یا اول ماه تا روز محاسبه و یا طول ماه ملاك عمل قرار گیرد.

مثال:

موجودی بنزین در اول ماه ۱۰۱۹۶ لیتر در ۶۰ درجه فارنهایت

دریافتی درطول ماه(به‌استثناءارقام‌تحویلی‌های‌مستقیم) ۱۰۰۲۲۳ لیتردر۶۰ درجه فارنهایت

جمع موجودی اول ماه و دریافتی ماهیانه ۱۱۰۳۳۹ لیتر در۶۰ درجه فارنهایت

جمع کسری روزانه انبار در طول ماه ۷۶۶ لیتر در ۶۰ درجه فارنهایت

جمع سرک روزانه انبار در طول ماه ۴۵۶ لیتر در ۶۰ درجه فارنهایت

جمع جبری کسری و سرک انبار در طول ماه ۳۱۰-=۴۵۶+۷۶۶-

تذکر: علامت منفی مبین کسری فرآورده و علامت مثبت نشان‌دهنده سرک فرآورده است.

مقدار پورسانت کسری فرآورده از رابطه زیر به دست خواهد آمد:

کسری	جمع موجودی اول ماه و دریافتی در طول ماه
۳۱۰	۱۱۰۳۳۹ لیتر
x=۰/۲۸	۱۰۰ لیتر

با توجه به حد متعارف کسری بنزین انبار، که حداکثر ۰/۳۵ درصد است، کسری فوق به میزان ۰/۲۸ درصد کمتر از حد متعارف (مجاز) و بنابراین بدون اشکال است.

بدیهی است چنانچه در مواردی پورسانت کسری انبار بیش از ۰/۳۵ (بالاتر از حد مجاز) باشد، مسئولان انبارها و مناطق و نواحی باید علل بروز کسری‌ها را از جنبه‌های عملیاتی و فنی دقیقاً بررسی و ضمن گزارش به مدیریت عملیات (معاونت حوزه مربوطه) علّت آن را در زیر صورت نقل و انتقالات فرآورده‌های نفتی در ۶۰ درجه حرارت فارنهایت نیز منعکس کنند.

تبصره ۲: از آنجا که سرک در انبارها توجیه علمی ندارد، مسئولان انبارها باید

علل بروز سرک را که ناشی از عوامل متعددی در امراحل رسید و نگهداری و ارسال فرآورده تشخیص دهند و از بروز سرک (و یا کسری غیرمجاز) جلوگیری کنند.

توجه: (مقادیر کسری و سرک در سرتا سر عملیات انبارها تابع شرایط مکانی و زمانی قابل تغییر و تدوین مجدد توسط تصمیم گیران و اجراء توسط مسئولین ذیربط است)

محاسبه درصد کسری
(با بکارگیری اصطلاح پورسانت)

این محاسبات بعنوان راهبرد و تکنیکی جهت تعامل با چرخه انتقال و توزیع فرآورده‌های نفتی بوده و بر حسب سطوح تکنولوژیکی و سیاست‌های توزیع سوخت و سطوح ارزش اقتصادی سوخت متغیر بوده و قابل ویرایش توسط تصمیم گیران ذیربط است. ازتقسیم (حاصلضرب تفاوت سرک و کسری در عدد ۱۰۰) بر (مجموع موجودی ابتدایی و رسیده) در هر مقطع زمانی می‌توان به درصد کسری واقعی دست یافت.

$$\text{درصد کسری} = \frac{\text{تفاوت سرک و کسری} \times \mathbf{100}}{\text{موجودی ابتدایی} + \text{رسیده}}$$

پورسانت کسری انبار، براساس ارقام موجودی اول ماه و مقادیر رسیده انبار در طول ماه در ۶۰ درجه حرارت فارنهایت (به استثناء ارقام تحویلی‌های مستقیم) و با توجه به جمع جبری سرک و کسری ماهیانه انبار (۶۰ درجه فارنهایت) در طول ماه محاسبه می‌شود به عبارت دیگر پورسانت کسری انبار شامل تفاوت کسری و سرک در طول ماه ضرب درصد، تقسیم بر مجموع مقادیر موجودی اول ماه به اضافه مقادیر رسیده در طول ماه در ۶۰ درجه حرارت فارنهایت خواهد بود.

تذکر:

۱- در انبارهایی که فرآورده‌های نفتی به وسیله خط لوله دریافت می‌شود، مقدار رسیده واقعی (تفاوت مقادیر ابتدایی و انتهایی مخازن) باید به عنوان رسیده منظور شود.

۲- در مورد انبارهای بیظرف درصد کسری برحسب ۶۰ درجه حرارت فارنهایت محاسبه می‌شود. بنابراین عددهای فرمول نیز باید ۶۰ درجه حرارت فارنهایت باشند.

کسری مجاز در مجاری عرضه سوخت

(مقادیر داده شده جهت آشنائی ذهن خوانندگان محترم این مبحث نسبت به سازو کار و تعاملات شکل گرفته با توزیع کنندگان ارائه گردیده است و بسته به سطح و نوع تکنولوژی و استراتژی‌های آتی سیستم‌های سوخت رسانی، هرگونه تغییر یا حذف این محدوده‌های مجاز ممکن است)

۱- انواع بنزین موتور	حداکثر ۴۵ لیتر در ۱۰۰۰۰ لیتر
۲- نفت سفید	حداکثر ۱۰ لیتر در ۱۰۰۰۰ لیتر
۳- نفت گاز	حداکثر ۵ لیتر در ۱۰۰۰۰ لیتر

کسری مجاز راه :

انواع بنزین موتور	۱۵ لیتر در ۱۰/۰۰۰ لیتر
نفت سفید	۱۰ لیتر در ۱۰/۰۰۰ لیتر
نفت گاز	۵ لیتر در ۱۰/۰۰۰ لیتر

تذکر:

فرآورده‌های روغن و نفت کوره کسری مجاز (اعم از انبار، جایگاه، راه) ندارند. پورسانت کسری راه، براساس تفاوت مقدار فرآورده ارسالی در ۶۰ درجه حرارت فارنهایت نسبت به مقدار رسیده در ۶۰ درجه حرارت فارنهایت در مقصد محاسبه می‌شود.

مثال:

مقدار بنزین ارسالی با نفت‌کش در ۶۰ درجه حرارت فارنهایت	۱۷۹۵۶ لیتر
مقدار بنزین دریافتی با نفت‌کش در ۶۰ درجه حرارت فارنهایت	۱۷۹۳۵ لیتر
تفاوت مقدار ارسالی نسبت به دریافتی (کسری راه)	۲۱ لیتر

ایجاد تناسب:

تفاوت مقدار ارسالی نسبت به دریافتی	مقدار فرآورده ارسالی
۲۱	۱۷۹۵۶
x=۰/۱۱	۱۰۰

با توجه به پورسانت به دست آمده که ۰/۱۱ درصد بوده است، کسری راه کمتر از حد مجاز (۰/۱۵ درصد) است.

برخی اقدامات فنی جهت کاهش کسری فرآورده‌های نفتی

- کنترل روتین شیرهای مخازن از نظر نشتی.
- سرویس مستمر شیرهای بارگیری جهت جلوگیری از نشتی و ریخت و پاش.
- سرویس مستمر موتور پمپ‌های تخلیه و بارگیری و شیرهای مربوطه.
- کنترل دقیق و نظارت لازم در موقع اندازه‌گیری نفت‌کش‌ها (در مناطقی که واحد اندازه‌گیری نفت‌کش‌ها فعال می‌باشد) و دقت کافی در مدرج کردن میله اندازه‌گیری، تنظیم گواهینامه اندازه‌گیری و سایر موارد.
- کنترل روزانه مسیر لوله و وضعیت خارجی مخازن.
- آزمایش ماهیانه تلمبه‌های خرده فروشی انبارها و سرویس مرتب آنها، همچنین پلمپ مجدد آنها پس از هر نوبت آزمایش و سرویس.
- رنگ‌آمیزی مخازن انبارهای نفت با رنگ سفید که در کاهش انتقال دما و تبخیر فرآورده مؤثر است.
- مقایسه سرک و کسری‌ها و تجزیه و تحلیل و علّت‌یابی : یکی از روش‌هایی که می‌تواند در روشن نمودن وضع سرک و کسری‌ها مؤثر باشد، مقایسه سرک و کسری‌های هر ماه با ماه قبل و ماه مشابه سال قبل است. در این روش سرک و کسری‌های انبارها و مجاری فروش در پایان هر ماه یا ماه قبل و ماه مشابه سال قبل مقایسه و علل آن بررسی و تجزیه و تحلیل می‌شود. در مواردی که کسری در حد متعارف است لیکن نسبت به ماه قبل یا ماه مشابه سال قبل افزایش داشته باشد باید تجزیه و تحلیل و علّت‌یابی شود.

تلفات تبخیری مخازن

Storage Vapure Loss

تلفات تبخیری درمخازن شامل تلفات ناشی از عملیات تخلیه و بارگیری مخزن، تغییر دمای محیط و تابش‌های خورشیدی ،تنفس مخزن بواسطه تغییر شرایط محیطی و عملیاتی و... میباشد.

تلفات راکد (Standing Loss) که درآن به دلیل خروج بخارات به وجود آمده در مخازن از طریق منافذ و شکافهای موجود بر روی سطوح مختلف مخزن از جمله نوارهای آب بند درطول زمان نگهداری ودراثرتغییر فشار و دمای مخزن بدلیل تغییردمای محیط و فرآورده بواسطه تابش خورشیدی و بارگیری فرآورده گرم و... صورت می‌پذیرد.

تلفات ناشی از برداشت (Withdrawal Loss) که دراثر برداشت فرآورده از مخزن و کاهش ارتفاع سقف شناور مقداری بنزین به بدنه داخلی مخزن چسبیده و تبخیر می‌شود.

انتشار گاز از مخازن اتمسفریک ذخیره‌سازی مواد هیدرو کربنی، در مواردی از جمله زمان جابجا شدن سقف مخازن سقف شناور، اتفاق میافتد. از جمله اقداماتی که برای کاهش انتشار گاز از مخازن اتمسفریک صورت پذیرفته است می‌توان به مواردذیل اشاره نمود:

- نصب یک سقف شناور داخلی در داخل یک مخزن سقف ثابت، در مورد مخازن تحت سرویس
- نصب سیستم نشت بند)تیوب سیل(ثانویه)نشت بند دو لایه(به دور سقف شناور، به خصوص درمورد مخازن مجهز به سقف شناور خارجی
- نصب سیستمهای کنترل بخار برای مخازن ثابت تحت سرویس
- تعبیه سیستم تعادل بخار
- رنگ آمیزی مخازن به رنگ سفید)و یا رنگ روشن منعکس کننده نور(برای بنزین و سایر ترکیبات هیدروکربنی به منظور کاهش درجه حرارت و به حداقل رساندن تلفات ناشی از تبخیر

- اضافه کردن یک سقف ثابت بر روی سقف خارجی مخزن و غیره ...

اطلاعات بیشتر در خصوص پیشگیری از انتشار و نشت یابی گازهای خروجی از مخازن در استاندارد API ۵۶۰ در دسترس می‌باشد.

درهرصورت عملیات بهره برداری ازمخازن دارای تلفاتی است که در محاسبات کلی تلفات تبخیری فرآورده‌ها بایستی درنظر گرفته شودو بعنوان عامل کنترل عملکرد مطلوب سیستم‌های پیشگیری از انتشار هیدروکربن‌ها ضمن مهیا نمودن شرایط و دستورات بهبود مورد استفاده واقع گردد.

به طور کلی باتوجه به تاثیر دما وشرایط محیطی و همچنین نیاز به بهره‌برداری از مخازن، در مخازن دو نوع تلفات تبخیری مطرح می‌باشد:

- تلفات تنفسی
- تلفات بهره برداری

مفهوم تلفات تنفسی

هنگام روز تابش خورشید و حرارت روز موجب تبخیرمایع و افزایش فشارفوق آن میگردد.با تجاوز فشار از حد مجازتنظیم شده شیرکنترل فشار(Setting)، مقداری از بخار مایع از راه شیرکاهنده فشار(Pressure Valve) خارج می‌گردد و مقداری از بخار نیز از راه منافذ و درزهای مخزن هدر می‌رود. شب هنگام مخلوط بخار و هواسرد شده و مقداری هوای سردداخل مخزن مکش میشود وباز روز بعد مقداری بخار خارج میشودو... به این ترتیب تلفات تبخیری صورت می‌پذیرد.

این تلفات که تابع دمای روز و شب میباشدبه تلفات تنفسی موسوم است.

مفهوم تلفات بهره‌برداری

هنگامی که مخزن درحال پرشدن است بدلیل تبدیل انرژی جنبشی سیال به گرما و تبخیر مایع در مخزن ،فضای بالای مایع که مخلوط بخار و هوا می‌باشد فشرده شده و با تجاوز فشار از حد مجاز مقداری از بخار مایع از راه شیر کاهنده فشار و یا از راه درزهای موجودخارج می‌شود.

این تلفات که بستگی به دفعات پرکردن مخزن دارد به تلفات بهره‌برداری

موسوم است.

طبق استاندارد AP۷۴۷ کل تلفات تبخیری از مخازن اتمسفریک برابر است با مجموع تلفات ذخیره‌سازی درشرایط سکون و تلفات عملیات بهره‌برداری و فعالیت مخزن:

$$L_T = L_y + L_f$$

که درآن L_T کل تلفات سالانه وL_y تلفات تنفسی مخزن در شرایط سکون (Standing Storage Loss) که اشاره مستقیم به تلفات تنفسی مخزن دارد، برحسب بشکه درسال و L_f تلفات مخزن درشرایط عملیات بهره برداری و فعالیت مخزن می‌باشد.

تلفات تبخیری درمخازن اتمسفریک سقف ثابت

$$L_y = ۰٫۰۵(T^{۰٫۴۵})(D^{۱٫۶۲})(H^{۰٫۴۷})((P/(۱۴٫۷-P))^{۰٫۷}F_P$$

که درآن:

L_y : تلفات تنفسی بر حسب بشکه در سال

T : اختلاف دمای متوسط شب و روز بر حسب درجه فارنهایت

D : قطر مخزن بر حسب فوت

H : ارتفاع ماکزیمم مخزن بر حسب فوت

P : فشاربخار واقعی محتوی مخزن برحسب psi

F_P : ضریب روکاری مخزن از جدول ذیل بسته به رنگ و ضریب روکاری مخزن انتخاب می‌گردد.

رنگ مخزن		ضریب روکاری F_P	
بدنه	سقف	رنگ قوی	رنگ ضعیف
سفید	سفید	۱	۱٫۱۵
آلومینیوم‌یکدست	سفید	۱٫۰۴	۱٫۱۸
سفید	آلومینیوم‌یکدست	۱٫۱۶	۱٫۲۴
آلومینیوم‌یکدست	آلومینیوم‌یکدست	۱٫۲	۱٫۲۹

سفید	آلومینیوم‌تیره	۱٫۳	۱٫۳۸
آلومینیوم‌یکدست	آلومینیوم‌تیره	۱٫۳۹	۱٫۴۶
سفید	خاکستری	۱٫۳	۱٫۳۸
خاکستری‌روشن	خاکستری‌روشن	۱٫۳۳	-
خاکستری‌متوسط	خاکستری‌متوسط	۱٫۴۶	-

تلفات بهره‌برداری درمخازن اتمسفریک سقف ثابت

تلفات بهره‌برداری در مخازن اتمسفریک با سقف ثابت برحسب بشکه در سال (هربشکه ۱۵۹لیتر می‌باشد)، تابعیت ذیل را نشان داده است:

$$L_f = ۰٫۰۰۰۳PV$$

که درآن :

L_f : تلفات بهره برداری برحسب بشکه در سال

P : فشاربخار واقعی محتوی مخزن برحسب psi

D : حجم تلمبه شده داخل مخزن برحسب بشکه در سال

تلفات تبخیری درمخازن با سقف شناور

تلفات تبخیری دراین نوع مخازن با تقریب زیاد منحصربه تلفات تبخیرفرآورده ازسطوح داخلی ناشی ازپائین رفت سقف مخزن بوده که ازفرمول ذیل بدست می‌آید.

$$L_y = ۰٫۳PD$$

که درآن :

L_y : تلفات تبخیری برحسب بشکه در سال

P : فشاربخار واقعی محتوی مخزن برحسب psi

D : قطر مخزن برحسب فوت

محاسبه فوق، محاسبه‌ای بسیار ساده و با حداکثر صرفنظرها ازاتلافات متعدد می‌باشد.درسطحی بسیار دقیق تر از محاسبه قبلی، درمخازن سقف شناور

درصورت رعایت بالاترین حد استانداردهای ساخت مخزن و سیستم درزبندی، بیشترین تبخیر مربوط به تلفات تبخیر از دیواره‌های مرطوب (withdrawal loss) ناشی از پائین رفتن سقف و همچنین تبخیر از سیستم درزبندی Rim seal است.

$$L_T = L_{WD} + L_R$$

محاسبه L_{WD}:

تبخیر ناشی از تخلیه فرآورده از مخزن (withdrawal loss) و پائین رفتن سقف از معادله زیر محاسبه می‌گردد.

$$L_{WD} = ((۰/۹۴۳).Q.C_S.W_L/D).(۱+(N_C.F_C/D))$$

L_{WD} = withdrawal loss، lb/yr

عدد ثابت ۰/۹۴۳ دارای بعد $\frac{۱،۰۰۰\ ft^۳ \times gal}{bbl^۲}$ می‌باشد.

مقدار Q برابر بشکه(۱۵۹لیتر) درسال(bbl/yr) ترنوور فرآورده یا تخلیه شده از مخزن به قطرD فوت است.

ضریب CS یا فاکتور چسبندگی به پوسته (shell clingage factor)مخزن برای فرآورده‌های مختلف را ازجدول زیرمی توان بدست آورد:

C_S = shell clingage factor، bbl/۱،۰۰۰ ft^۲

Product Stored	Shell Condition		
	Light Rust	Dense Rust	Gunite Lining
Gasoline	0.0015	0.0075	0.15
Single-component stocks	0.0015	0.0075	0.15
Crude oil	0.0060	0.030	0.60

متوسط دانسیته فرآورده‌های نفتی را ازبرای فرآورده‌های پرکاربرد می‌توان از جدول زیر بدست آورد:

W_L = average organic liquid density، lb/gal

Petroleum Liquid	Vapor Molecular Weight at 60°F, M_V (lb/lb-mole)	Liquid Density At 60°F, W_L (lb/gal)	True Vapor Pressure, P_{VA} (psi)						
			40°F	50°F	60°F	70°F	80°F	90°F	100°F
Crude oil RVP 5	50	7.1	1.8	2.3	2.8	3.4	4.0	4.8	5.7
Distillate fuel oil No. 2	130	7.1	0.0031	0.0045	0.0065	0.0090	0.012	0.016	0.022
Gasoline RVP 7	68	5.6	2.3	2.9	3.5	4.3	5.2	6.2	7.4
Gasoline RVP 7.8	68	5.6	2.5929	3.2079	3.9363	4.793	5.7937	6.9552	8.2952
Gasoline RVP 8.3	68	5.6	2.7888	3.444	4.2188	5.1284	6.1891	7.4184	8.8344
Gasoline RVP 10	66	5.6	3.4	4.2	5.2	6.2	7.4	8.8	10.5
Gasoline RVP 11.5	65	5.6	4.087	4.9997	6.069	7.3132	8.7519	10.4053	12.2949
Gasoline RVP 13	62	5.6	4.7	5.7	6.9	8.3	9.9	11.7	13.8
Gasoline RVP 13.5	62	5.6	4.932	6.0054	7.2573	8.7076	10.3774	12.2888	14.4646
Gasoline RVP 15.0	60	5.6	5.5802	6.774	8.1621	9.7656	11.6067	13.7085	16.0948
Jet kerosene	130	7.0	0.0041	0.0060	0.0085	0.011	0.015	0.021	0.029
Jet naphtha (JP-4)	80	6.4	0.8	1.0	1.3	1.6	1.9	2.4	2.7
Residual oil No. 6	190	7.9	0.00002	0.00003	0.00004	0.00006	0.00009	0.00013	0.00019

تعداد ستون‌های نگهدارنده سقف ثابت برای مخزن خود نگهدارنده سقف یا یک مخزن سقف شناور خارجی صفر می‌باشد: $N_C = 0$

تعداد این ستون‌های نگهدارنده سقف ثابت برای مخازن سقف شناور داخلی

از جدول زیر که تابعیتی از قطر مخزن دارد به دست می‌آید.

Tank Diameter Range D, (ft)	Typical Number Of Columns, N_C
$0 < D \leq 85$	1
$85 < D \leq 100$	6
$100 < D \leq 120$	7
$120 < D \leq 135$	8
$135 < D \leq 150$	9
$150 < D \leq 170$	16
$170 < D \leq 190$	19
$190 < D \leq 220$	22
$220 < D \leq 235$	31
$235 < D \leq 270$	37
$270 < D \leq 275$	43
$275 < D \leq 290$	49
$290 < D \leq 330$	61
$330 < D \leq 360$	71
$360 < D \leq 400$	81

قطر موثر ستون F_C برحسب ft (column perimeter برحسب π/[ft] که در صورتیکه جزئیات نصب مخزن دردسترس نباشد F_C =۱ و درصورت مشخص بودن قطر ستون‌های بکاررفته مانند زیر عمل می‌شود:

F_C = ۱٫۱ for ۹-inch by ۷-inch built-up columns

F_C = ۰٫۷ for ۸-inch-diameter pipe columns

محاسبه L_R:

تلفات تبخیرازسیستم درزبندی Rim seal loss یا L_R برحسب lb/yr یا پوند بر سال از فرمول زیر قابل محاسبه است.

$$L_R = (K_{Ra} + K_{Rb} . v^n) . D . P^* . M_V . K_C$$

ضرایب اتلاف از rim seal درسرعت باد صفر KRa و اتلاف درباد دارای سرعت KRb که درآن n توان سرعت باد است مربوط به درزبندی است ازجدول زیر قابل استحصال است.

K_{Ra} = zero wind speed rim seal loss factor، lb-mole/ft-yr

K_{Rb} = wind speed dependent rim seal loss factor، lb-mole/(mph)nft-yr

n = seal-related wind speed exponent، dimensionless

Tank Construction And Rim-Seal System	Average-Fitting Seals		
	K_{Ra} (lb-mole/ft-yr)	K_{Rb} [lb-mole/(mph)^n-ft-yr]	n (dimensionless)
Welded Tanks			
Mechanical-shoe seal			
Primary only[b]	5.8	0.3	2.1
Shoe-mounted secondary	1.6	0.3	1.6
Rim-mounted secondary	0.6	0.4	1.0
Liquid-mounted seal			
Primary only	1.6	0.3	1.5
Weather shield	0.7	0.3	1.2
Rim-mounted secondary	0.3	0.6	0.3
Vapor-mounted seal			
Primary only	6.7[c]	0.2	3.0
Weather shield	3.3	0.1	3.0
Rim-mounted secondary	2.2	0.003	4.3
Riveted Tanks			
Mechanical-shoe seal			
Primary only	10.8	0.4	2.0
Shoe-mounted secondary	9.2	0.2	1.9
Rim-mounted secondary	1.1	0.3	1.5

v = average ambient wind speed at tank site، mph

سرعت متوسط باد v برحسب متر برساعت mph را در محوطه مخازن می‌توان از طریق نصب بادسنج و یا ازطریق از سازمان‌های هواشناسی یا مراجع معتبر بدست آورد. سرعت باد را برای همه انواع مخازن سقف شناور داخلی (مخزن دارای سقف ثابت روی سقف شناور) صفر در نظر می‌گیرند.

تابع فشاربخار P* را که بدون بعد است می‌توان از رابطه لوئی حساب نمود.

P* = vapor pressure function، dimensionless:

$$P^* = \frac{\frac{P_{VA}}{P_A}}{\left[1+\left(1-\frac{P_{VA}}{P_A}\right)^{0.5}\right]^2}$$

که درآن P_{VA} عبارت از فشاربخار دردمای متوسط روزانه سطح مایع برحسب psia و P_A فشار اتمسفر برحسب psia و قطر مخزن نیز برابر D فوت است.

برای محاسبه M_V نیز که متوسط وزن مولکولی فاز بخار برحسب lb/lb-mole می‌باشد می‌توان از رابطه زیر استفاده نمود:

$$W_V = \frac{M_V \; P_{VA}}{R \; T_{LA}}$$

$$M_V = \sum M_i \; y_i = \sum M_i \left(\frac{P x_i}{P_{VA}}\right)$$

$$P_{VA} = \sum P x_i$$

دراین رابطه‌ها P_{VA} فشاربخار سطح مایع درمتوسط دمای روزانه برحسب psia و T_{LA} نیز دمای متوسط روزانه سطح مایع برحسب رانکین است. دراین محاسبات R نیز ثابت گازها و برابر ۱۰٫۷۳۱ (psia-ft^3)/(lb-mole °R) می‌باشد.

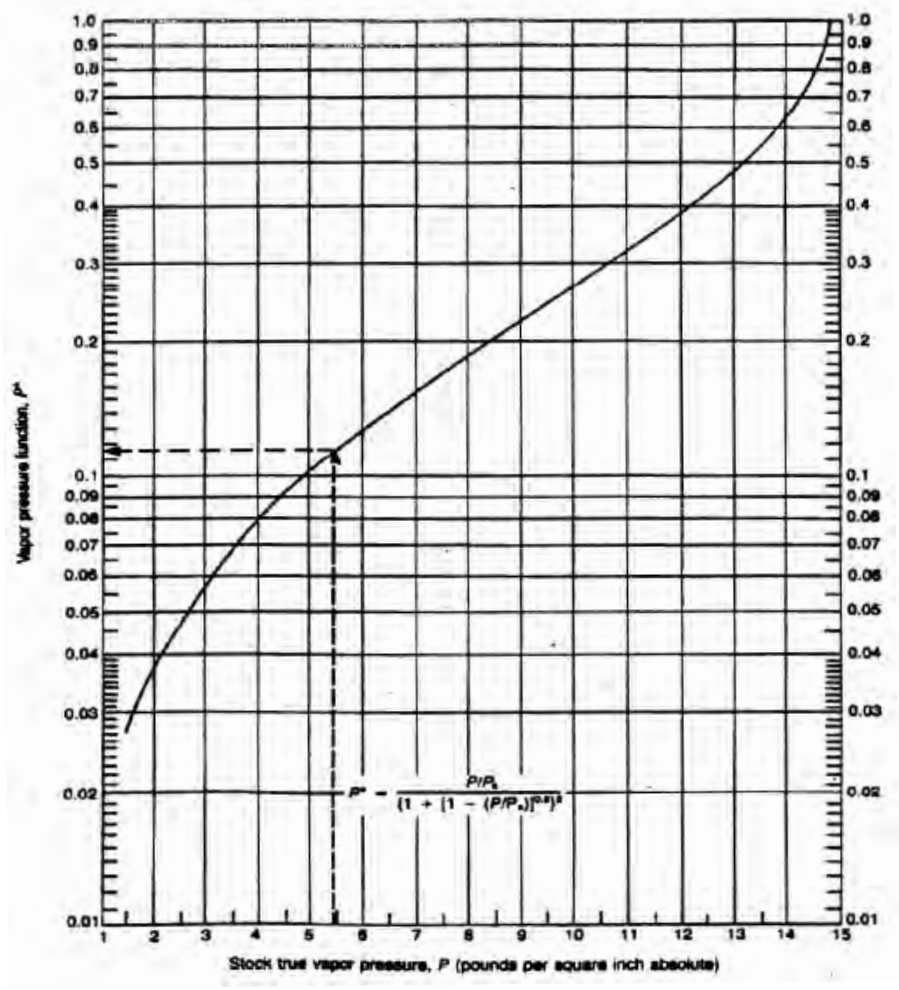
همچنین W_V دانسیته فاز بخار (vapor density) برحسب lb/ft^3 از رابطه زیر نیز می‌تواند محاسبه گردد:

$$W_V = \frac{M_V P}{RT}$$

در این رابطه MV وزن مولکولی فاز بخار بر حسب lb/lb-mole و P نیز فشار بخار حقیقی فرآورده برحسب psia در دمای T برحسب رانکین و R نیز ثابت گازها و برابر ۱۰٫۷۳۱ (psia-ft^3)/(lb-mole °R) می‌باشد.

در این فرمول عبارت K_C بعنوان فاکتور فرآورده تحت عملیات (product factor) بوده که برای نفت خام ۰٫۴ و برای همه فرآورده‌های استخراج شده از نفت خام ۱ = K_C می‌باشد.

درصورت دلخواه می‌توان *P را از نمودار زیر نیز مستقیما بدست آورد:



API توصیه نموده است محاسبه P_{VA} در سطح مایع با استفاده ازدمای سطح مایع صورت پذیرد.اگر دمای سطح مایع ناشناخته باشد، می‌توان از معادلات تخمین دمای سطح که در زیر ارائه شده است استفاده نمود:

$$T_{AA} = (T_{AX} + T_{AN})/۲$$

که درآن T_{AX} حداکثر دمای محیط در طول روز برحسب رانکین و T_{AN} نیز حداقل دمای محیط درطول روز برحسب رانکین می‌باشد.برای محاسبه متوسط سالانه دما نیز از جدول زیر می‌توان برحسب رنگ مخزن استفاده نمود.

Tank Color		Average Annual Stock Temperature, T_s (°F)
White		$T_{AA} + 0^a$
Aluminum		$T_{AA} + 2.5$
Gray		$T_{AA} + 3.5$
Black		$T_{AA} + 5.0$

[a] T_{AA} is the average annual ambient temperature in degrees Fahrenheit.

فصل پنجم

ترمینال‌های تخلیه و بارگیری

loading & Unloading Terminals

اهم استانداردهای مرتبط با این فصل عبارتند از:

- API (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE) API MPM Std., Ch6.2 (Loading Rack Metering Systems)
- BS SP3492 ("British Standard for Road and Rail Tanker Hoses and Hose Assemblies for Petroleum Products, Including.) & 5173 (Methods of test for hoses)
- IPS-E-PR-370. ENGINEERING STANDARD. FOR. PROCESS DESIGN OF. LOADING AND UNLOADING FACILITIES. FOR. ROAD TANKERS. FIRST REVISION
- API 2350: Overfill Protection for Storage Tanks in. Petroleum Facilities
- BS SP 3492 "British Standard for Road and Rail Tanker Hoses and Hose Assemblies for Petroleum Products, Including Aviation Fuels"

واحد تخلیه و بارگیری فرآورده‌های نفتی

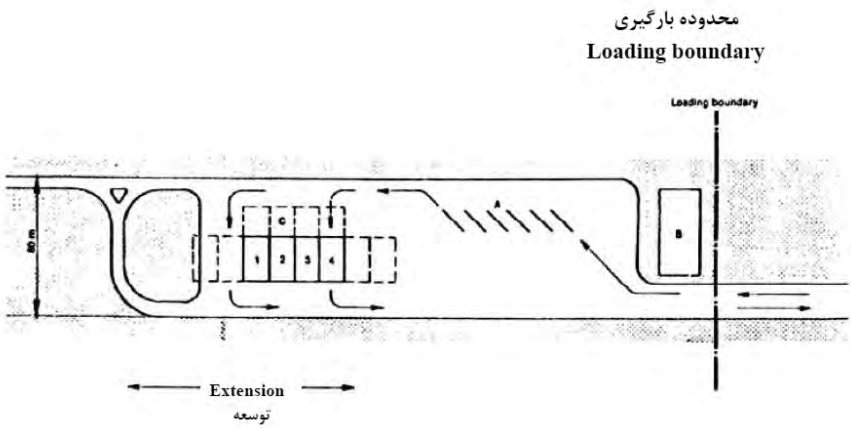
عملیات دریافت و تخلیه فرآورده‌های نفتی به انبار، همچنین بارگیری وارسال فرآورده‌های نفتی ارسالی از انبار، تحت شرایط فنی و ایمنی خاصی درواحدی به نام واحد بارگیری بوسیله تجهیزات و تاسیسات ویژه‌ای (Filling Installations &Facilities) صورت می‌پذیرد.

با توجه به این که عملیات تخلیه و بارگیری فرآورده‌های نفتی تابع شرایط تعریف شده به لحاظ برقراری شرایط ایمن و دقیق درحین عملیات می‌باشد، چگونگی این عملیات تحت تاثیر استانداردهای مربوطه واقع گردیده است.

این واحد جهت ممانعت از تابش مستقیم آفتاب داغ وگرم میانروز و ممانعت از بارش مستقیم نزولات آسمانی به جهت تسهیل اپراتوری، دارای سایبانی استاندارد (Loading Shade) ا ز لحاظ ارتفاع مناسب وسهولت عملیات بارگیری و ایجاد مانورهای اضطراری میباشد.

سکوهای تخلیه و بارگیری که بر اساس استانداردهای مربوطه ساخته می‌شوند درطراحی خود شامل نقطه ورودی به خطوط لوله به سمت مخازن جهت تخلیه از نفتکش‌ها (Road Tankers)به مخازن (توسط ایستگاه پمپاژ انبار) و همچنین نقطه انتهائی عملیات پمپاژ و تخلیه از مخازن جهت بارگیری در نفتکش‌ها هستند.

اشکال زیر نمونه تأسیسات پرکردن تانک نفتکش جاده پیما را براساس توصیه‌های API دراین خصوص نشان می‌دهند.



شکل فوق طرح U انبارنفت راجهت بارگیری بدون باسکول توزین بار نشان می‌دهد.دراین شکل:

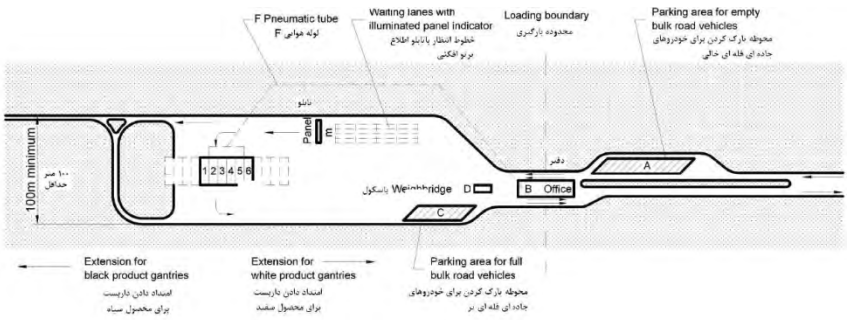
A محوطه پارك وانتظار برای خودروهای خالی درتاسیسات برای اجتناب از صف‌بندی زیاد در ورودی

B محل توصیه شده برای دفتر.

C فقط اگر صف بندی زیاد اتفاق بیافتد لازم است.

جانمایی تأسیسات بارگیری و جریان حمل و نقل باید درفعالیتهای خودروهای فله‌ای (نفتکش جاده پیما)در نظر گرفته شوند.

درشکل زیر نیز طرح Uانبار برای بارگیری توام با توزین باردرباسکول مشاهده می‌گردد.



دراین شکل نیز محوطه‌های پارکینگ انتظار جهت بارگیری و توزین پس از بارگیری براساس توصیه‌های API نشان داده شده است. دراین شکل:

A تأسیسات با ظرفیت کافی نیاز به محوطه پارك برای خودروهای خالی برای اجتناب از صف بندی زیاد در ورودی یا مقابل دفتر کار دارند.

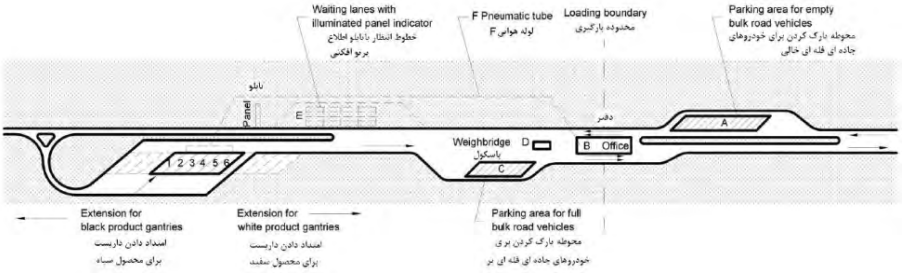
B محل توصیه شده برای دفتر.

C فقط اگر صف بندی زیاد اتفاق بیافتد لازم است.

D هرباسکولی با دسترسی راحت برای خودروهای ورودی و خروجی باید جانمایی شود.

E برای تأسیسات با ظرفیت روزانه تقریباً بیش از ۴۰۰ خودرو برای سیستم سودمند است که حمل و نقل مستقیماً به سایه بان زیربارگیری خالی انجام شود

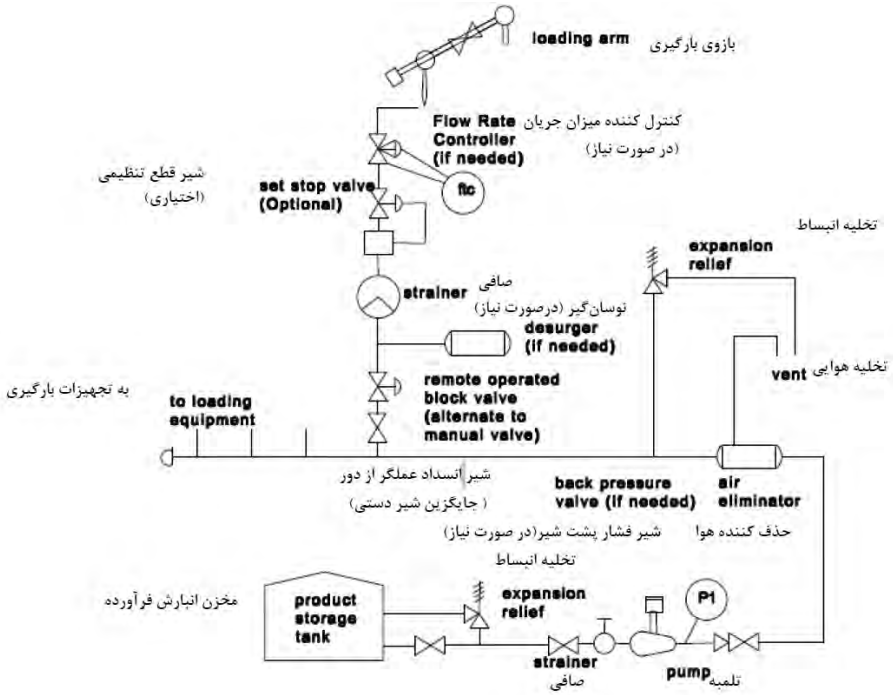
F اگر انتقال سریع مدارك لازم باشد ممکن است استفاده شوند.



تعداد دهانه ومسیر تخلیه نفت کش‌ها به انبار و همچنین تعداد دهانه ومسیر بارگیری نفت کش از انبار، به سایز و ظرفیت نفتکش‌ها، تعداد بارگیری در روز و هفته، زمان جای‌گیری و بازرسی و اتمام عملیات نفتکش وبه تعداد و نوع فرآورده و سایر تجهیزات بارگیری بستگی دارد.

دلیل نامگذاری این سکوها به نام سکوی تخلیه و بارگیری نیز به واسطه سرویس‌دهی دو منظوره این سکوها می‌باشد. مکانی تحت عنوان Loading Bay جهت ورود نفتکش و قرارگیری تحت عملیات بارگیری درنظر گرفته می‌شود.در این مکان آیلندهای بارگیری(Loading Island) با طراحی ویژه شامل نقاط نصب بازوهای بارگیری و مکان‌های تخلیه و ... تعبیه شده است.

امکانات و تجهیزات لازم جهت بارگیری (Loading Facilities) در این منطقه از انبار شامل پمپ‌ها و اتصالات و قطعات مورد نیاز جهت اقدامات لازم طی بارگیری است.شکل زیر نمودارکلی تجهیزات لازم برای بارگیری نفتکش‌ها را باجزئیات فرآیندی آنها نشان می‌دهد.



هریک از تجهیزات نشان داده شده در بخش‌های بعد شرح داده خواهند شد.

تلمبه‌های بارگیری

Loading Pumps

تلمبه‌ها و وسایل بارگیری باید برای میزان جریانی مناسب ظرفیت تأسیسات، تعیین اندازه شوند.

یك نمونه از بارگیری استاندارد فرآورده شامل شروع به پمپاژ با جریان کم (برای به حداقل رساندن پاشش، تبخیر و تولید الکتریسیته ساکن)، بخش جریان زیاد و سپس بخش جریان کم قبل از قطع برای حداقل کردن شوك سیستم و احتمال سرریز می‌باشد.

عملکرد صحیح شیری که نحوه بارگیری را کنترل میکند به فشار و جریان کافی فرآورده بستگی دارد.

بررسی ویژه بایستی صورت پذیرد تا اطمینان حاصل شود که میزان‌های (rates) جریان همان مقادیری باشند که اپراتور واحد بتواند فرآیند بارگیری و تخلیه را در تمام وقت دنبال کند و زمان کافی برای توقف تأسیسات قبل از خالی شدن کامل مخزن یا مخزنها یا قبل از پر شدن تا ارتفاع حداکثر مجازپرشدن، را داشته باشد.

سیستم‌های انتقال باید طوری طراحی شوند که زمانی که جریان در هر جهت قطع میشود نوسان فشاری خطرناك تولید نشود.

برای گردش طبیعی یا اجباری سیال سرد دربرای تأسیسات بارگیری در زمانی که در کاربری نداشته نباشند بهتر است ملاحظاتی دیده شود تا مشکلات ناشی ازگرمای بازگردانی یا سیرکولاسیون (circulation) را به حداقل برسانند.

توصیه شده است تلمبه‌ها مشخصه ظرفیت هد شناور داشته باشند تا فشار تخلیه قابل قبول و ثابتی را تحت شرایط متغیر تحویل و تخلیه داشته باشند. اختلاف ارتفاع تلمبه‌ها معمولا ۲،۵ تا ۳ بار بدون تغییر عمده در ارتفاع استاتیك می‌باشد.

نشانگرهای فشار (Pressure gages) باید در تعداد مکان‌های کافی در خطوط مایع و بخار قرار گیرند تا به متصدی واحد امکان بررسی پیوسته فشار عملیاتی، اختلاف‌ها و همچنین اطمینان از عملیات ایمن را بدهند.

شیرهای قطع اضطراری

Shut-off Valves

شیرهای قطع اضطراری باید در تمام روش‌های قطع زیر بکاربرده شوند:

- قطع نمودن خودکار از طریق تحریك حرارتی (آتش سوزی)
- قطع نمودن جریان در زمانی که از اجزاء زودگداز استفاده می‌شود (این اجزاء نباید نقطه ذوب بیش از ۱۲۰ درجه سانتیگراد داشته باشند)
- قطع دستی از راه دور(Remote)
- قطع دستی از محل نصب(Local)

مطابق استاندارد API، نصب شیرهای قطع اضطراری باید شامل ملاحظات زیرباشند:

- شیرهای قطع اضطراری باید در خط انتقال فرآورده، درجایی نصب شوند که شیلنگ یا لوله‌کشی گردان (دارای قابلیت حرکات گردشی) به یك سیستم یا لوله کشی ثابت متصل شده است.
- شیرهای قطع اضطراری باید به نحوی نصب شوند که عنصر حسگر دما در سیستم قطع تحریك حرارتی بیش از یک متر از انتهای شیلنگ (یا از اتصال لوله کشی نوع گردان وصل شده به مسیری که شیر روی آن نصب شده است) فاصله نداشته باشد.
- شیرهای قطع اضطراری(shut-off valves) یا شیرهای یك طرفه (back-flow check valves) باید در لوله‌کشی واحد بارگیری نصب شوند تا در صورت هرگونه شکستگی ناشی از کشش یا ضرب دیدن شیلنگ‌ها یا اتصال بخش چرخنده(swivel) لوله‌کشی، شیرها و اتصالات لوله‌کشی سمت واحد سالم باقی بماند.نکته مهم اینکه محافظت از سیستم لوله‌کشی با استفاده از دیوار بتنی یا مهاربندی یا با استفاده از اتصالات ضعیف یا برشی(shear) صورت می‌پذیرد.

شیلنگ‌های تخلیه فرآورده‌های نفتی

Oil Product Unloading Hoses

این بخش شامل مشخصات شیلنگ‌ها برای مخازن نفتکش جاده‌ای و ریلی برای تخلیه فرآورده‌های نفتی و الزامات فنی و استاندارد برای شیلنگ‌های پلاستیکی و لاستیکی و مونتاژ آنها را برای حمل بنزین، نفت سفید، روغن روانکاری و سوخت مایع، شامل سوخت‌های هوایی محتوی هیدروکربن با مواد آروماتیکی کمتر از ۵۰ درصد در دمای حداکثر ۸۰درجه سانتیگراد می‌باشد. همه انواع شیلنگ‌ها برای استفاده درخلائی کمتر از۰٫۵ بار، مناسب هستند. شیلنگ‌های لازم برای تخلیه مخازن نفتکش جاده ای و ریلی به طبقاتی تقسیم می‌گردند که هرطبقه مشخصات دمائی و فشاری سرویس دهی شیلنگ را نشان می‌دهد.

انواع و طبقه‌بندی‌های (Types and classes) شیلنگ‌ها به قرار زیر است:

Type A : شیلنگ با پوشش خارجی با سطح زبر که اصولاً برای تخلیه ثقلی با فشار کاری حداکثر ۳ باربکار می‌رود.

Type AX :شیلنگ کامپوزیت با سطح زبراصولاً برای تخلیه ثقلی با فشار کاری حداکثر۳ باراستفاده می‌شود.

Type B : شیلنگ با پوشش خارجی با سطح زبر با فشار کاری حداکثر ۷ بار.

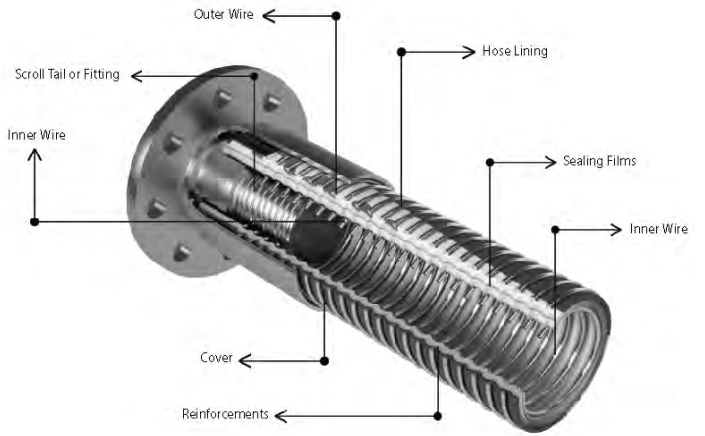
Type BX : شیلنگ کامپوزیت با سطح زبر با حداکثر فشار کاری ۷ بار.
Type C: شیلنگ با سطح صاف با سطح خارجی صاف یا موجدار، اصولاً برای تخلیه ثقلی با فشار کاری حداکثر ۳ بار.
Type D : شیلنگ با سطح صاف با سطح خارجی صاف یا موجدار، با فشار کاری حداکثر ۷ بار.
Type E: شیلنگ قرقره ای با سطح صاف با فشار کاری حداکثر ۷ بار.
Type F: شیلنگ قرقره ای با سطح صاف و انبساط کنترل شده برای انتقال سیال اندازه‌گیری شده با فشار کاری حداکثر ۷ بار

انواع A وAX و B وBX نیزبه دو دسته زیر تقسیم بندی میشوند:
۱ Class: جهت سوخت‌های هوائی
۲ Class: جهت سوخت‌های غیرهوائی
مطابق استانداردAPI ،شیلنگ‌های تخلیه باید برای شرایط فشاری ودمایی انتقال مناسب باشند. شیلنگ‌هایی که برای این کاربری در نظر گرفته می‌شوند باید برای تحمل فشار بیشتر از پنج برابر فشار کاری طراحی شوند. فشار کاری شیلنگ باید بیشتر از حداکثر فشار خروجی تلمبه یا فشار تنظیم شیر اطمینان در نظر گرفته شود. الزامات فشاری شیلنگ‌ها(Pressure Requirements) یعنی حداکثر فشار کاری، سقف فشار تثبیتی و حداقل فشار ترکیدن شیلنگ‌ها باید مطابق اعداد داده شده در جدول زیر باشد:

فشار(بار)	انواع A وAX وC	انواع B وBX و D وE وF
ماکزیمم فشار کاری	۳ bar	۷ bar
تحمل عملیاتی یاتثبیتی	۴٫۵ bar	۱۰٫۵ bar
حداقل فشار ترکیدن	۱۲ bar	۲۸ bar

از حیث ساختاری معمولا شیلنگ‌های تخلیه مخزن با لایه داخلی از جنس پلی‌پروپیلن، پلی‌تترا فلوئورواتیلن و یا نایلون و لایه خارجی از پوشش مقاوم دربرابر

هوا و سایش (پلی استر با روکش پی وی سی)تولید می‌شوند.لایه‌ها بین مارپیچ مفتولی داخلی(ازجنس گالوانیزه گرم و فولاد پوشش داده شده) و مفتول خارجی (از جنس گالوانیزه گرم کربن استیل و فولادضد زنگ) تنیده می‌شوند. در تهیه این شیلنگ‌ها بهترین انعطاف پذیری ضمن کمترین وزن شیلنگ از مهمترین موارد انتخاب و کاربرد آنهاست.تصویر زیر بخش‌های مختلف یک شیلنگ تخلیه و بارگیری قابل اتصال به شیر تخلیه مخزندار و نفتکش‌ها را نشان می‌دهد. نوع اجزاء تشکیل دهنده فرآورده‌های نفتی تعیین کننده نوع و جنس شیلنگ‌های مورد نیاز است.



نوع پرکاربرد این تجهیزات جهت بارگیری بنزین، نفتگاز و نفتکوره و هرگونه فرآورده نفتی که درصد آروماتیک آن از ۵۰ درصد بیشتر نباشد درنظر گرفته شده است. البته در نوع مورد استفاده جهت بارگیری فرآورده‌های نفتی در شرایط معمولی (دماهای زیر۵۵درجه سانتیگراد) جنس آن نیز قابلیت این کاربرد را یافته است. در عمومی‌ترین طراحی‌های این شیلنگ‌ها ،حداکثر دمای بارگیری نباید از ۸۰ درجه سانتیگراد بیشتر باشد این تجهیزات بایستی در برابر خلا حدود ۰٫۵ بار نیزمقاومت داشته باشند. پرکاربردترین نوع این شیلنگ‌ها انواع انواع A وAX

می‌باشد.البته بسته به شرایط عملیاتی ومحیطی ،شیلنگ‌های بامقاومت‌های بالاتر نیز بکار می‌رود.

مهمترین مشخصات لازم جهت قابلیت کاربرد این شیلنگ‌ها طبق استانداردهای بین المللی BS (شماره‌های ۵۸۴۲ و۳۴۹۲) و EN(شماره۱۳۷۶۵) عبارتند از:

- فشار تست بایستی حداقل ۵ برابر فشار کاری باشد
- بیشترین افزایش طول از۱۰درصد طول اولیه تجاوز نکند
- حداکثر پیچش به ازاء هر متر طول شیلنگ ۱۰درجه بیشتر نباشد
- مقاومت الکتریکی کمتر از ۱۰ اهم
- تست خلاء در۰٫۹ بار فاقد ایراد باشد.
- محدوده دمائی کاربرد بین منفی ۲۰ تا مثبت ۸۰درجه سانتیگراد باشد

در دسته‌بندی فوق، منظور از Bore، کالیبرسوراخ یا منفذ عبور سیال یا به عبارت دیگر محدودترین سطح مقطع مقابل جریان می‌باشد.جهت درک مفهوم bore به شکل زیر توجه نمائید:

Bore شیلنگ باید با قطر اسمی و تلرانس داده شده در جدول زیر همخوانی داشته باشد:

TYPES A, AX, B BX, C AND D	TYPES E AND F	PERMISSIBLE DEVIATIONS
mm	mm	mm
---	25	± 1.25
32	32	± 1.25
38	38	± 1.5
51	51	± 1.5
63	---	± 1.5
76	---	± 2.0
102	---	± 2.0

محاسبه تعداد دهانه‌های خروجی و ظرفیت تلمبه کردن
Number Of Loading Position

بدلیل اینکه تعیین تعداد بهینه دهانه‌های خروجی محل بارگیری در انبار نفت از یك طرف به طور مستقیم بر هزینه سرمایه گذاری روی تاسیسات و از طرف دیگر بر هزینه عملیاتی ناوگان خودرو تأثیر دارد، تعیین تعداد بهینه دهانه‌های خروجی برای تأسیسات بارگیری مهم است.

میزان بارگیری و تعداد دهانه‌های خروجی لازم برای هر فرآورده با موارد زیر تغییر می‌کند:

- اندازه کامیون (Truck size)
- تعداد ساعت‌های بارگیری در روز (Number of loading hours per day)
- تعداد روزهای بارگیری در هفته (Number of loading days per week)
- زمان لازم برای استقرار، پیدا کردن و خروج کامیون (Time required for positioning، look-up and depositioning of truck)
- اندازه مجموعه بارگیری (Size of loading assemblies)
- با استفاده از معادلات زیر:

$$t_1 = 60V_T / q_1$$

$$T_1 = t_1 + t_p$$

$$N_d = 60t_d / (t_1 + t_p)$$

$$N_S = 7Q_a / n_d . V_T . d_w$$

$$N_1 > = t_1 . N_s / T_1$$

$$Q_p = n_1 + q_1$$

$$N_d = n_d . N_S$$

که در آنها

d_w: تعداد روزهای کاری در هفته

n_d: تعداد کامیون‌ها بر هر دهانه خروجی بر روز

n_d: تعداد کل کامیون‌ها در روز

n_l:تعداد بارگیری همزمان
N_s: تعداد دهانه‌های خروجی
q_1: ظرفیت بارگیری هردهانه خروجی (متر مکعب برساعت)
q_a: (m^3/d) میانگین میزان فرآورده
q_p: (m^3/h) میزان تلمبه کردن فرآورده
t_1: زمان بارگیری هر کامیون (فقط پرکردن) (دقیقه)
T_1: کل زمان بارگیری هر کامیون(دقیقه)
t_d: زمان کارکرد، ساعت در روز
t_p: زمان آماده کردن کامیون (دقیقه)
V_T: ظرفیت ویژه کامیون (مترمکعب)

بوده و باداشتن Q_a ،با انتخاب V_T وq_1 وسپس t_p (براساس اندازه کامیون)، تعداد کل کامیون بارگیری شده در روز (N_d) بدست می‌آید.

محدودیت میزان جریان فرآورده

Product Flowrates

سرعت جریان فرآورده توسط دستورات استانداردی که درخصوص ممانعت از ایجاد جریان الکتریسیته اعلام گردیده محدود شده است، همچنین سایز پمپ و لوله‌های بکار گرفته شده و... سبب ایجادمحدودیت‌های ساختاری در میزان سرعت بارگیری فرآورده میگردد. میزان جریان عموما بعلت جنبه‌های ایمنی (مثلاً، ممانعت از تولید الکتریسیته ساکن زیاد) همچنین بعلت اندازه اقتصادی تلمبه‌ها، شبکه لوله کشی و تجهیزات اندازه‌گیری محدود می‌شود.

با توجه به اقدامات احتیاط ایمنی، شامل تولید الکتریسیته ساکن (static electricity) در میزان‌های جریان، توصیه می‌شود میزان جریان معمولاً از ارقام داده شده در جدول زیر تجاوز ننماید:

PRODUCT محصول	MAXIMUM LOADING RATE, m^3/h میزان بارگیری حداکثر m^3/h		
	DN 80 (3 inches) (۳ اینچ)	DN 100 (4 inches) (۴ اینچ)	DN 150 (6 inches) (۶ اینچ)
Top loading بارگیری از بالا	108	144	216
Bottom loading بارگیری از پایین	78	105	

بارگیری همزمان با استفاده از دو یا چند بازو /شیلنگ

فواید قابل ملاحظه‌ای در بارگیری خودرو با استفاده از دو یا چند بازو یا شیلنگ به طور همزمان وجود دارد. هزینه اضافی جریان سنج‌ها یا بازوهای بارگیری و غیره، عموماً با صرفه‌جویی از کاهش زمان توقف خودرو در دهانه و کاهش در تعداد دهانه‌های بارگیری مورد نیاز بخوبی جبران می‌شود.

در بارگیری از بالا، استفاده همزمان دو یا چند بازو نیاز به تجهیزات اضافی برای ممانعت از سرریز دارد که ممکن است برای عملیات با یك بازو لازم نباشد. هزینه و سایر نتایج مربوط به افزایش چنین تجهیزاتی باید در ارزیابی اقتصادی لحاظ شوند.

اوج تقاضا

Peak demand

استاندارد IPS، توصیه می‌کند تأسیسات بارگیری طوری طراحی شوند تا تقاضای بارگیری را در طول دوران اوج آن برآورده کنند. برای محاسبه تسهیلات مورد نیاز، تعیین مقادیری از هر محصول که در ساعات اوج باید بارگیری شود، در همان زمان تعیین مقادیر لازم برای هر ترکیب خودروی چند محصوله؛ و پیش‌بینی تقاضای اوج آتی که به چه اندازه ای (تعداد دهانه بارگیری) باید تعیین گردد، لازم است.

پس از تعیین تعداد کل دهانه‌های بارگیری، توصیه می‌شود حساسیت‌های عمده بخصوص اثر کاهش دهانه‌های بارگیری به تعداد یك (یا چند)در زمان انتظار برای تمام خودروها و برعکس، به‌منظور اطمینان از انتخاب بهترین سیستم اقتصادی برای کل سیستم موردمطالعه واقع شود.

عوامل موثر بر هزینه کلی بارگیری خودروها

- هزینه تأسیسات بارگیری (سرمایه‌گذاری برای دهانه‌ها، سازه‌ها، تلمبه‌ها، خطوط، اندازه گیرها،باسکول‌ها و غیره)
- هزینه زمان انتظارخودرو که در دهانه بارگیری قرار دارد و زمانی که در صف برای دهانه بارگیری بوده یا منتظر بازوی بارگیری باشد (خودرو در حال بارگیری متوقف باشدوزمان آن به حساب نمی آید مگرفقط درسرعت بارگیری ضمن رعایت محدودیت‌ها)
- ابعاد و ظرفیت خودرو
- نحوه شیفت کاری شامل تناوب شروع و بارگیری شبانه که در این چارچوب روش عملیات میتواند الگوهای شیفت کاری یکی یا دوتایی یا کاربری ۲۴ ساعته یا ترکیبی از این‌ها باشد؛ داشتن الگو برای رسیدن خودروها در ساعات شلوغی، ابعاد و هزینه روشهای جایگزین بارگیری و میزان بارگیری میتواند تعیین و قیمت گذاری شود و توازن اقتصادی بین هزینه تأخیر در صف خودرو و هزینه تهیه تأسیسات بارگیری اضافی که صف را کاهش یا حذف می‌کند، به دست آید.

انواع سیستم بارگیری نفتکش

Road Tanker Loading Systems

مطابق استاندارد IPS عملیات ارسال فرآورده از انبار توسط نفتکش را بارگیری نفتکش و یا به اختصار بارگیری می‌نامند. ایمنی و سرعت و دقت و سهولت بارگیری فرآورده‌های نفتی با استفاده از بازوهای بارگیری حاصل می‌گردد.

بارگیری نفتکش از فرآورده‌های نفتی بوسیله تجهیزات وسیستم‌های بارگیری ازپائین(Bottom) و بالا (top) امکان پذیر است. بارگیری از Bottom نسبت به بارگیری از top دارای فوایدی است که مهمترین آنها عبارتند از:

- ایمن بودن قرارگرفتن اپراتور و پرسنل بارگیری روی زمین به جهت عدم کار در ارتفاع و قابلیت مانوردرشرایط بحرانی
- افزایش سرعت بارگیری وبازده بالای بارگیری از Bottom بواسطه سازگاری بالاتر با سیستم بازیافت بخار(vapor recovery systems)

یکی ازمهمترین مواردانتخاب و نصب یک دستگاه بارگیری از Bottom مطلوب شامل وزن مناسب جهت جابجائی با نیروی کم توسط اپراتوراست.گروهی از این دستگاه‌ها برای دو منظور بارگیری و تخلیه نفتکش طراحی و ارائه شده‌اند.

بارگیری از بالای نفت کش

Top Loading

بخش اعظم بارگیری‌های فرآورده‌های نفتی با استفاده از بارگیری از بالای نفتکش صورت می‌پذیرد.این روش درجهت پیاده سازی تکنیك‌های برگشت بخارات خصوصا هنگام بارگیری فرآورده‌های با سرعت تبخیر بالا از اهمیت ویژه ای برخوردار بوده و راه حل‌های مناسبی را ارائه می‌نماید.

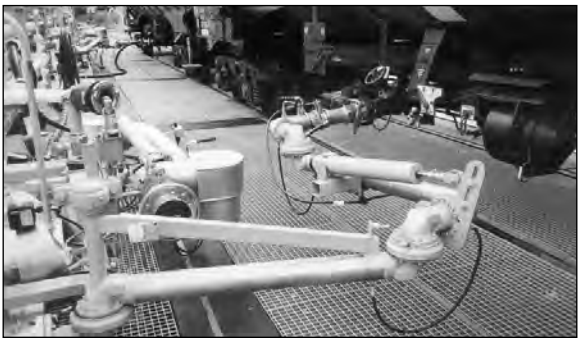
سرعت بارگیری (دبی جریان)در این روش بالا بوده و بارگیری از بالا و با دامنه متغییر از خصوصیات این روش است.

در سیستم بارگیری ازبالای نفتکش(Top) علاوه بر کنترل‌های مربوط به تشخیص سیستمی سرریز و تنظیمات اعمالی درمد بارگیری اتوماتیک، کنترل ثانویه‌ای جهت اقدام توسط اپراتور بارگیری دیده شده است. شیر مربوط به بازوی بارگیری در قسمتی به نام دریچه تعمیرات(Manhole) بالای نفتکش (درحال بارگیری از آن) دارای اهرمی است که درصورت عدم عملکرد سیستمی قطع جریان و احتمال سرریز شدن فرآورده، اپراتور بتواند به سرعت اقدام به قطع جریان فرآورده نماید.

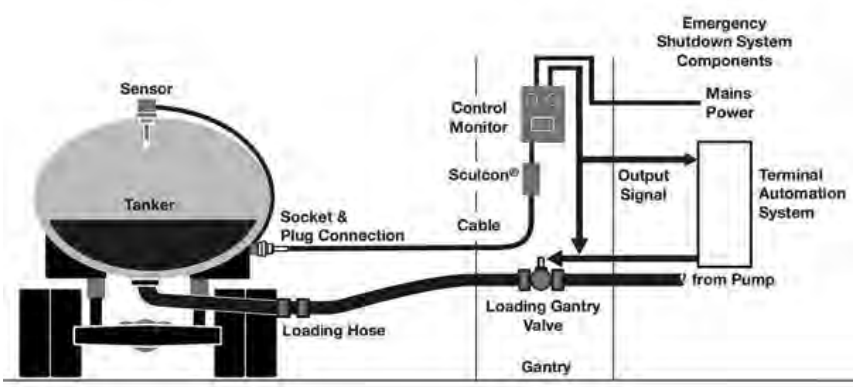
دراین نوع بارگیری امکان برگشت دادن بخارات به سیستم‌های مخازن و بازیافت به طرز مطلوبی پیشرفت داده شده است.

بارگیری از پائین نفتکش

Bottom Loading



دربارگیری از پائین نفتکش تمامی دریچه‌های (Manhole) بالای مخزن بسته مانده و درصورت تجهیز انبار به سیستم بازیافت بخارات، دریچه مورد نظر به سیستم دریافت بخارات و کنترل سرریز نیز تجهیز می‌گردد. این روش سرریز یکباره و مخاطره آمیز را کنترل نموده و کاربرد تجهیزات کنترل سطح (Level) در این روش بسیار ساده و معمول است. تجهیزات کنترلی سطح مایع بایستی به اینترلاک سیستم وصل شده و امکان قطع اتوماتیک شیر بارگیری از باتوم را مهیا نماید.



بارگیری از پائین نفتکش اقدام بارگیری اتوماتیک نفتکش‌ها را عملی ترساخته است.

درراستای:

- حداقل نمودن خطرات ناشی از الکتریسیته ساکن
- حداقل نمودن مقادیر بخارات هیدروکربنی تشکیل شونده
- کاهش تلفات فرآورده‌های نفتی
- کاهش ریسک آتش سوزی به جهت پائین تر بودن سطوح بخارات از حد انفجار

بارگیری از باتوم نفتکش‌ها گسترش و طراحی جدید و روبه پیشرفتی داشته‌اند.

انتخاب روش بارگیری بین Top و Bottom

اولین معیار جهت انتخاب نوع بارگیری مشخصه فراریت مواد(volatility) است.اگر فشار بخار فرآورده (Reid Vapor Pressure) RVP در تابستان دردمای ۳۸ درجه سانتیگراد بالاتر از Bar ۰٫۵۵ (مطلق) ودر زمستان درهمین دما Bar ۰٫۸۳ (مطلق) باشد، بایستی روش بارگیری از پائین نفتکش (Bottom Loading) استفاده شود.

دومین جنبه که استفاده از باتوم لودینگ را ضروری میداند محدودنمودن فرآورده‌های ویژه آلوده کننده با این روش است.

علاوه بر موارد بالا موارد دیگری که در انتخاب نسبی این دو روش دخیل هستند.در جداول زیر مواردی جهت انتخاب نسبی این روش‌ها توسط مراجع استاندارد و سازندگان بر اساس قوانین سیالاتی و ترمودینامیکی و با ملاحظات زیست محیطی و ایمنی خلاصه شده است.

ویژگی‌های ایمنی		
	بارگیری از پائین	بارگیری از بالا
محل کار	سطح زمین	روی سکو با تعبیه ریل‌های محافظ و راه دسترسی به خودروها می تواند ایمن شود اما با هزینه اضافی
انتشار بخار (بدون بازیافت بخار)	دریچه‌های آدم رو بسته منجر به افزایش اندکی فشار می‌شوند و تخلیه آنها منجر به انتشار اندکی بخار می شود	دریچه آدم رو باز سبب انتشار مقادیر زیادی بخار می شود
کنترل جریان محصول با فرض اینکه پیش تنظیم جریان سنج کار نمی‌کند	اتکا به تجهیزات محافظت از سرریز	کنترل موثر چشمی توسط متصدی بارگیری با فرض اینکه شیر بازنگهدار درست کار می کند
تجهیزات حمل فرآورده	بازوها و مخصوصا شیلنگ هائی که پر از محصول باشند برای حمل کردن سنگین تر هستند. عموما قطر شیلنگ‌ها باید به ۲ اینچ (DN80) محدود شود.	برای اینکه لوله عمودی بازوی بارگیری در هر بخش به طور صحیح قرار گیرد توجه باید شود حمل بازوهای توازن متقابل ۲ و ۶ اینچ (DN100 و DN150) راحت تر می باشد.
احتیاط‌های الکتریسیته ساکن	میزان جریان محدود به ۷۵ درصد معادل سامانه بارگیری از بالا می باشد	

ملاحظات زیست محیطی		
	بارگیری از پائین	بارگیری از بالا
بازیافت بخار (دهانه بارگیری)	خودرو باید مجهز به چند راهه بازیافت متصل به هر بخش مخزن و دارای ظرفیت کافی برای بارگیری همزمان ۲، ۳ و یا چهار بخش مخزن باشد.	هر بازوی بارگیری محصول باید مجهز به یک کلاهک نشت بندی بخار باشد بطوری که از آن بخارات به سامانه بازیافت بخار روی بازوی بارگیری با چند راهه ای برای تحویل بنزین به خروجی‌های جزئی هدایت شود. باید برای قرار دادن نشت بندی دورتا دور در دریچه مربوط به پر نمودن دقت شود. تجهیزات سنجش سطح مایع باید برای بازوهای بارگیری یا در هر بخش مخزن خودرو نصب شده باشد.
بازیافت بخار (ایستگاه کاربری)	خودرو همیشه به چند راهه بازگشت بخار برای استفاده درصورت بارگیری مجهز است.	خودرو بایستی به چند راهه بازگشت بخار مجهز باشد.

کارائی		
	بارگیری از پائین	بارگیری از بالا
آماده کردن برای بارگیری بدون سیستم بازگشت بخار	باز کردن کلاهک‌ها و اتصال جفت کننده دارای پیچیدگی عملیاتی کمی است (تفاوت مشخصی بین دو سامانه وجود ندارد)	سطح عملیاتی بزرگتر به خاطر موقعیت درپوش دریچه آدم رو (تفاوت مشخصی بین دو سامانه وجود ندارد)
آماده کردن برای بارگیری دارای سیستم بازگشت بخار	اتصال جفت‌کننده اضافی برای چند راهه بخار (تفاوت مشخصی بین دو سامانه وجود ندارد)	برای قرار دادن بازو/کلاهک بخار در دریچه پرکردن مخزن باید دقت بیشتری شود. (تفاوت مشخصی بین دو سامانه وجود ندارد)
ترتیب بارگیری	بارگیری همزمان دو یا چند بخش به راحتی تنظیم می گردد.	
میزان جریان محصول	۴۵ درصد کندتر در هر بخش نسبت به سامانه بارگیری از بالای معادل آن بواسطه خطر الکتریسیته ساکن در عملیات	
هزینه‌ها		
	بارگیری از پائین	بارگیری از بالا
هزینه سرمایه گذاری	تقریبا ۱۷ درصد فضای بارگیری بیشتری نسبت به داربست معادل بارگیری از بالا لازم است (هزینه‌های اضافی برای سطوح بیشتر سقف) تمام بخش‌های مخزن خودرو باید به کوپلینگ خشک قطع کننده بارگیری مجهز شوند. برای به حداقل رساندن احتمال سرریز خودروها باید به تجهیزات سنجش سطح مایع مجهز شوند. منحرف سازها باید به سوپاپ مجهز باشند تا فوران کردن و اغتشاش را به حداقل برسانند. تجهیزات اضافی حمل محصول در هر ناحیه و بسته به الزامات مجموعه‌ها که ممکن است ۴۰ تا ۵۰ درصد نیز بیشتر شود.	سازه و تجهیزات ایمنی اضافی برای سکوی کار
نگهداشت سکوی کار و تجهیزات ایمنی	تجهیزات اضافی نیاز به تعمیر یا تعویض خواهند داشت .زمان کارنکردن خودرو جهت تعمیرات ممکن است افزایش یابد.	هزینه‌های تعمیرات

محدودیت‌ها		
	بارگیری از پائین	بارگیری از بالا
مکان خودرو	به راحتی طیف وسیعی از خودروهای با ظرفیت‌ها و ارتفاعات مختلف را می پذیرد(حال و آینده)	انعطاف کمتر نسبت به بارگیری از پائین
سازگاری با خودروهای رقبا و پیمانکار	تمام خودروهائی که نیاز به استفاده از دهانه بارگیری دارند باید با تجهیزات مناسب مجهز شوند. توصیه می شود موافقت نامه صنعتی مطابق با مشابهت‌های عملیاتی باشد.	انعطاف پذیری بیشتر
خروجی پر یا خالی از بخش‌های مخزن	نیاز احتمالی به متقاعد کردن مسئولان برای تغییر مقررات برای اجازه به پر بودن لوله‌های خروجی ار محصول ، درغیر اینصورت تجهیزات لازم برای تخلیه اضافات بایستی تعبیه شود.	مشکلی وجود ندارد
پیچیدگی	انعطاف عملیاتی کمتر، تعمیرات بیشتر، نیاز من به پایش بیشتر تعمیرات	انعطاف پذیری بیشتر عملیاتی

انواع بازوهای بارگیری

Loading Arms

جهت هر دو روش بارگیری از پایین و یا بالای نفت کش‌ها از بازوهای بارگیری استفاده می‌گردد. بازوهای بارگیری تجهیزات طراحی شده از یک سری لوله‌ها و اتصالات و تجهیزات انعطاف‌پذیر (Felexible) بوده که عملیات بارگیری را با ایمن ترین حالت مقدور می‌سازند. بازوهای بارگیری که در انبارهای نفت مورد استفاده قرار میگیرند از لحاظ اندازه قطر داخلی دو سایز دارای انواع مختلف و توسط سازندگان مختلف ساخته شده اند.شکل زیر نمونه‌ای از یک بازوی مدرن بارگیری را نشان می‌دهد.

جنس این بازوها معمولا از آلیاژ آلومینیوم و شکل و نوع این بازوها درحوزه کاربرد بستگی به عواملی چون:

- تغییر در محل بارگیری (Scissor type) (مانند تغییر در موقعیت توقف واگن‌های نفتکش در بارگیری‌های مختلف)
- نیاز به سیستم بالانس کننده جهت ممانعت از شکستن بازو (Variable Reach Arm)
- نیاز به دامنه وسیع تغییر طول بواسطه تغییر زیاد موقعیت نفتکش هنگام بارگیری (Unsupported Boom Arm)
- نیاز به بارگیری فرآورده‌های داغ مانند قیر و سولفور مذاب و واکس و رزین و ... که ویسکوزیته بالائی در دمای محیط دارند
- نیاز به جمع آوری و بازیافت بخارات تولید شده حین بارگیری (Vapor Recovery Loading Arm)

و ... دارند.تجهیزات و متعلقات یك بازوی بارگیری بستگی به نوع عملیات و دامنه فعالیت و سرویس دهی آن داشته و ممکن است در بازوهای مختلف متفاوت باشند.

پارامترهای اساسی انتخاب نوع و مدل بازوهای بارگیری نیز عبارتند از:

- نوع فرآورده موردنظربه لحاظ ویسکوزیته و فراریت و ...
- دمای عملیاتی فرآورده مورد عمل
- سرعت بارگیری
- حجم بارگیری

اشکال زیر دو نوع بازوی بارگیری از بالای نفتکش(Top Loading Arm) را باتوجه به موارد ذکر شده درقبل نشان می‌دهند.

شکل سمت راست نشان‌دهنده یك بازوی بارگیری از بالای نفتکش مجهز به سیستم بازیافت بخارات و شکل سمت چپ نشان دهنده یك بازوی بارگیری معمولی با قابلیت افزایش طول بازو جهت موقعیت‌های مختلف توقف نفتکش یا مخزندار است.بدین ترتیب بسته به نوع سرویس دهی هر بازوی بارگیری متعلقات و تجهیزات منصوبه روی آن متفاوت می‌باشد.

شکل زیر نیز نوعی بازوی بارگیری از پائین مخزن نفتکش (Bottom Loading Arm) را نشان می‌دهد.سادگی این نوع بازو نسبت به بازوهای بارگیری از بالای نفتکش، مربوط به عملیات ساده تر و انعطاف پذیری بارگیری از پایین نفت کش است.

شکل خاص این نوع بازو امکان قرار گیری آن در فضای کم و در کنار سکوهای بارگیری را فراهم کرده است .

کارائی متفاوت بازوهای بارگیری

همانگونه که قبلا شرح داده شد، کارائی بازوهای بارگیری بسته به نوع سرویس دهی و سیالی که قرار است بارگیری شود متفاوت خواهد بود. بازوهای بارگیری بر حسب نوع وظایف خود طراحی و مجهز به تجهیزاتی خاص می‌شوند. بعنوان مثال بازوهای بارگیری روکش دار(Jacketed Loading Arm)که در شکل زیر ملاحظه می‌گردد، دارای ژاکت بخار بوده بدین سبب از انعقاد فرآورده در طول مسیر بارگیری و گرفتگی و کاهش سرعت بارگیری ممانعت بعمل آورد. خصوصا در این بازو مشاهده میگردد علاوه بر داشتن ژاکت بخار، به منظور رعایت مسائل زیست محیطی، تجهیزات بازیافت بخار نیز برای آن در نظر گرفته شده است که کلاس این بازو درا از لحاظ عملیاتی در رسته بازوهای مدرن قرار می‌دهد.

همانگونه که قبلا ذکر گردید بازوهای بارگیری روکش‌دار جهت بارگیری فرآورده‌هایی نظیر آسفالت / سولفورمذاب / واکس / رزین / و دیگرفرآورده‌هایی که ویسکوزیته بالائی در دمای محیط دارند استفاده می‌شوند.

تصویرفوق نوع دیگری از این بازوهاست، که تحت عنوان بازوی بارگیری دارای

بازیافت بخار(Vapor Recovery Loading Arm)طراحی ومورد استفاده واقع می‌گردد.این بازوی بارگیری فاقد ژاکت بخار بوده وبا قابلیت افزایش و کاهش طول خود مزید بر قابلیت بازیافت بخارات هیدروکربنی، کاربرد ویژه ای یافته است. شکل زیر، یک بازوی شامل تجهیزات جمع آوری بخارات متصل شده به منهول بارگیری نفتکش را نشان می‌دهد.

این قابلبیت جهت کاهش، هدایت و انتقال بخارات فرآورده‌های نفتی خصوصا بنزین و آلاینده‌های سمی جهت بازیافت و جلوگیری از ورود به محیط و کنترل آن، جلوگیری از ارتباط بخارات آلاینده‌ها با اپراتورهای بارگیری به دلیل وجود ترکیبات سمی و خطرناک، کنترل و مهار بخارات بدلیل آسیب رسانی به محیط زیست و لایه ازن از بازوهای بارگیری مجهز به تجهیزات بازیافت بخارات ایجاد شده حین عملیات بارگیری به بازوهای بارگیری افزوده شده است.

بازوی بارگیری با قابلیت جمع آوری و کنترل بخارات فرآورده بایستی دارای قابلیت انجام آسان و راحت عملیات بارگیری، توانائی مهار بخارات، انعطاف‌پذیری در عملکرد مکانیکی، سبک بودن بازو در هنگام عملکرد و پوشش‌دهی کلیه تانکرهای بارگیری بدلیل دارا بودن قدرت مانور بالا را نیز داشته باشد.

مطابق موارد قید شده در قبل، هرچند تجهیزات هر بازوی بارگیری بسته به نوع کاربرد و قابلیت‌های آن متفاوت است، جهت آشنائی با تعدادی از قطعات در بازوهای پرکاربرد مواردی در ذیل مطرح خواهد شد.

مروری برمهمترین قطعات بازوهای بارگیری

لوله‌های بارگیری

Loading Tube

لوله‌های بارگیری بعنوان حامل فرآورده از سیستم بارگیری به مخزن نفتکش، بسته به موقعیت‌های بارگیری دارای طول‌های مختلفی بوده که از آلیاژهای آلومینیوم (بدلیل سبکی و استحکام) ساخته می‌شوند.

فنر تعادل

Torsion Balance

فنرتعادل بازوی بارگیری ،فنری است که عملکردش با پیچش یا دوران همراه است و با استفاده از نیروی کشسانی کار می‌کند.این فنر مجموعه بازوی بارگیری را معلق نگه داشته تا با حداقل اعمال نیرو توسط اپراتور امکان جابجائی بازو از یك منهول به منهول دیگر و ... و هرگونه فعالیت لازم درحین بارگیری وجود

داشته باشد.مهمتر اینکه وجود این فنرموجب بالانس شدن کل مجموعه بازوی بارگیری و ممانعت از شکستن آن در اثر نیروهای وارده مختلف خواهد شد.

اتصالات متحرک

Swivel Joint

این تجهیزات، مفاصل چرخشی با قابلیت چرخش ۳۶۰ درجه جهت افزایش قابلیت مانور بازوی بارگیری و حرکت آن بین ستون‌های سایبان و سایر موانع بوده و با وجود این تجهیز، درصورت عدم توقف نفتکش در موقعیت‌های کاملا مسلط برای رایزرهای بارگیری، امکان بروز مشکلات عملیاتی در حین بارگیری به کمترین حد خود خواهد رسید.

بطور کلی مسیرهای لوله‌ای که ساختارهای صلب و غیرقابل انعطاف دارند، بوسیله ابزارچرخش(Swivels)قابلیت جابجائی و چرخش خواهند داشت.این ابزار حمل و نقل و کاربرد آسان و ایمن بازوهای بارگیری و خطوط لوله نقاط بارگیری را فراهم می‌نمایند.گاهی اوقات چرخش ۳۶۰ درجه یک مسیر لوله میتواند از بروز حادثه ای بزرگ ممانعت بعمل آورد.این انعطاف و چرخش بوسیله بلبرینگ‌های تعبیه شده درقطعات مذکور تامین میگردد.تصاویرزیر تعدادی از این ابزار چرخشی واتصالات پرکاربرد رانشان می‌دهد.

Single Track Swivel Joint

Twin Track Swivel Joint

شیر بارگیری

Loading Valve

هنگام بارگیری نفتکش با توجه به اینکه فشار سیال پمپ شده در مسیر لوله‌های بازوی بارگیری تقریبا بالاست، قطع جریان و بستن مسیر به نیروی بالائی نیاز خواهد داشت که علاوه بر مشکلات عملیاتی برای اپراتور، تاخیر در بستن و سرعت عمل کم شیر قطع جریان، میتواند منجر به حوادث متعددی شود.به همین منظور تعبیه یك شیر از نوع آنتی شوك که بواسطه خلاء ایجاد شده در پشت شیر، سبب بستن سریع مسیر شود ضروری است.این شیر که تحت عنوان شیر بارگیری سرویس‌دهی می‌نماید، در ساختار خود قبل در قسمت ورودی شیر دارای یك عدد سوپاپ بوده که مقدار فرآورده باقی مانده در انتهای شیر را به قبل از شیر تخلیه می‌کند.این سوپاپ به محض بستن شیر عمل نموده و موجب تخلیه شیر از باقیمانده فرآورده در آن می‌گردد.تصویر زیر محل نصب این شیر در بازوی بارگیری را نشان می‌دهد.

سوپاپ هوا

Vacuum Breaker

همانگونه که در قسمت قبل شرح داده شد وظیفه این سوپاپ، تخلیه داخلی ولو از فرآورده در اتمام عملیات بارگیری به مسیر قبل از آن است. مکانیزم عمل این سوپاپ که نشیمن‌گاه آن در سمت هوا عمل می‌نماید، ایجاد شرایطی جهت تخلیه فرآورده به محض عملکردن (قطع نمودن جریان) شیر تخلیه است.

کوپلینگ‌های API

Couplings API

متصل نمودن مسیرهای استاندارد لوله ای و شیلنگ‌های فلکسیبل و قطعات چرخشی و ... را با استفاده از این کوپلینگ‌ها به بهترین و ایمن‌ترین شکل

می‌توان انجام داد. اشکال زیر چند نمونه از این کوپلینگ‌ها را نشان می‌دهد.

میکرو سوئیچ زیر بازو

Limit Switch

میکروسوئیچ گونه‌ای کلید است که با فشار فیزیکی بسیار کوچك تحریك می‌شود. عمل کلید زنی در وضعیت‌های مشخصی از محرك اتفاق می‌افتد. استفاده از میکروسوئیچ‌ها به علت سرعت عمل مطلوب، هزینه پائین و عمر مفید بالا سبب کاربرد آنها در بازوهای بارگیری شده است. هنگام بالارفتن بازو، عملکردن میکروسوئیچ سبب قطع جریان توسط stop valve و قطع جریان پمپاژ بسته به مکانیسم‌های تعریف شده در این خصوص می‌شود. میکروسوئیچ‌ها در اشکال و ابعاد مختلف ساخته و عرضه شده‌اند که سازندگان بازوهای بارگیری بسته به نوع انتخابی خود طراحی محل نصب و عملکردن آن را صورت داده و بکار می‌گیرند.

سیستم کنترل جریان جرمی و حجمی فرآورده

پرکردن حجمی

Filling by volume

اندازه‌گیری حجمی فرآورده به مقدار فرآورده ای که به هر بخش کامیون (خانه نفتکش)پر میشود دلالت دارد و به طور عادی توسط عبورجریان از جریان سنج نوع جابجایی مثبت مورد اندازه‌گیری قرار می‌گیرد.

با این حال، سکوهای بارگیری نفتکش برای استفاده با جریان سنج‌های نوع جابجایی طراحی شده‌اند اما مزایای فناوری و کاربردهای اختلاط، استفاده از سایر جریان سنج‌هایی مثل جریان سنج توربینی و کوریولیس را ترغیب می‌کند. زمانی که سیستم‌های جریان سنج نوع جابجایی مثبت موجود با جریان‌سنج نوع توربینی و کوریولیس تعویض می‌شوند مراقبت از کاربرد صحیح این فن‌آوری‌ها الزام می‌یابد.

کاهش جریان و قطع آن، معمولا توسط يك وسیله کنترل کننده مقدار، پیش تنظیم(Preset) می‌شود. این اقدام اولین قدم کنترل را نشان می‌دهد.

در صورت بروز هرگونه مورد اضطراری مانند ایراد در عملکرد وسیله پیش تنظیم یا تنظیم نادرست مقدار پیش تنظیمی و غیره، احتمال سرریز بوجود می‌آید و مرحله دومی از کنترل لازم است که تجهیزات کنترل سرریز این مرحله از کنترل را به عهده می‌گیرند.

مطابق استانداردAPI ، روش دستیابی به دومین اقدام کنترلی، در پرکردن از

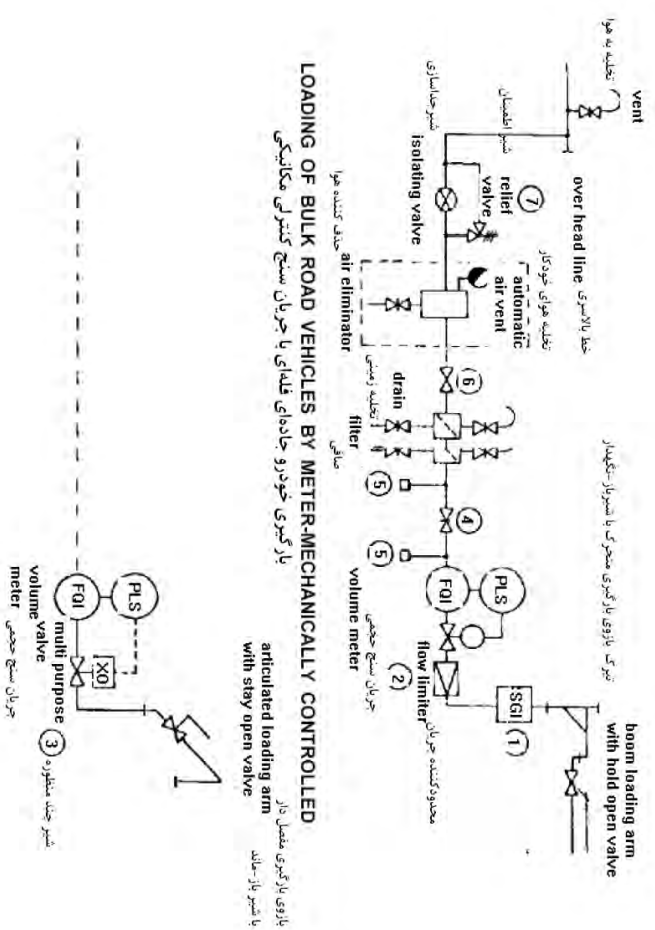
بالا(Top Loading) کنترل مشاهده‌ای(Deadman control) است، که این روش اپراتور بارگیری را قادر می‌سازد که در طول پرکردن با روش Hold-open از طریق دریچه باز منهول(Manhole)، سطح فرآورده را مشاهده و در صورت اضطرار جریان را قطع کند. دراین اقدام کنترلی، اهرم عملیاتی شیر (یا میله کنترل)باید در موقعیتی قرار گیرد که اپراتور بارگیری بتواند فرآورده را در خانه نفتکش در هنگام رسیدن به سطح بالای آن ببیند ضمن اینکه از ساطع شدن بخار از دریچه منهول باید اجتناب شود.

این عامل به همراه الزام ایستادن اپراتور بارگیری روی نفتکش در طول پرکردن به افزایش استفاده از تجهیزات کنترل سطح مایع به‌عنوان وسیله ثانویه عملی برای قطع جریان فرآورده در حالت اضطراری منجر شده است.

زمانی که لازم است دو یا چند خانه در یك زمان پرشوند، تجهیز کنترل سطح مایع به عنوان وسیله ثانویه عملی برای بستن جریان محصول به شدت توصیه می‌شود.

دسترسی از سکوی بارگیری به بالای کامیون معمولاً توسط سطوح شیبدار پله‌های قابل تنظیم یا سکوهایی که به کنار سکوی بارگیری آویزان هستند(که می‌توانند بر روی نفتکش پایین بیایند) امکان‌پذیر است. توصیه شده است نرده‌ای برای ایمنی متصدی پرکن نفتکش که روی مخزن کامیون یا سکو ایستاده است تعبیه شود.

مطابق استانداردAPI، روش دستیابی به دومین اقدام کنترلی، در پرکردن از پائین (Bottom Loading)،استفاده از تجهیز ممانعت از سرریز (Overfill Protection System) است. در تمام عملیات‌های بارگیری در سطح زمین و بسته باقیماندن ماندن دریچه منهول بالای نفتکش، استفاده از یك سیستم محافظت از سر ریز براساس تجهیزات تشخیص سطح مایع لازم میباشد. این سیستم باید مجهز به وسیله پیش تنظیم برای بستن جریان فرآورده پس از اندازه‌گیری مقدار تعیین شده باشد.درنمودار زیر، جزئیات اشاره شده در روش دستیابی به دومین اقدام کنترلی، در پرکردن از پائین(Bottom Loading) وهمچنین درزیرآن پرکردن از بالای نفتکش(Top Loading) را تحت شرایط تشریح شده را می‌توان مشاهده نمود.



همچنین سیستم قطع جریان در اثر سرریز در حالتی که دستگاه پیش تنظیم درمقدار بسیار بزرگی ازحجم تنظیم شده باشد ویا خانه مخزن نفتکش قبل از شروع بارگیری خالی نباشد(اشتباه در بازرسی)، باید تعبیه شود.

در این استاندارد توصیه شده است وسیله کنترل سطح مایع به سیستم همبند که شامل اتصال زمین نفتکش و دسترسی به فرآورده با تجهیزات کنترل روی بازوهای بارگیری می‌باشد، متصل شود. این عمل موجب تقویت ایمنی شده و اساس سیستم کنترل خودکار را فراهم می‌کند.

پرکردن جرمی

Filling by mass

مطابق استاندارد API، زمانی که سکوی توزین (Weigh Bridge) در دهانه بارگیری قرار داده شود، پرکردن توسط ساز و کار پیش تنظیم، کنترل می‌شود که در دو مرحله، قبل از بسته شدن کل جرم بارگیری شده فعالیت می‌کند. در این روش فقط یك بخش (یک خانه نفتکش) در یك زمان می‌تواند بارگیری شود. الزامات محافظت ثانویه در مقابل سرریز برای بارگیری از پائین دقیقا و عینا مطابق روش پرکردن حجمی بایستی در نظر گرفته شود.

برای بارگیری از بالا نیز بایستی از یك شیر نوع بازنگهدار (Hold-open) روی بازوی بارگیری به همراه حضور اپراتور بارگیری واحد که روی سکوی داربست (نه روی نفتکش) در وضعیت ایستاده که بخش بارگیری شونده را مشاهده کند، استفاده شود. برای یك مخزن (یا بخش‌های بزرگ) اگراپراتور بارگیری فعالیت دیگری علاوه بر بارگیری روی سکو داشته باشد ممکن است مجهز کردن سیستم به وسیله کنترل سطح مایع مطلوب باشد.

اندازه‌گیری جریان تحت بارگیری

Loading Metering

دستگاه‌هایی که برای اندازه‌گیری حجمی سیالات بطریق دینامیک مورد استفاده قرار می‌گیرند میتر نامیده می‌شوند. در پایانه‌های بارگیری، با توجه به

نوع سیال(به لحاظ مقادیر گرانروی ،دما، فشار عملیاتی و فشار بخار سیال)، معمولا از میترهای جابجائی مثبت P.D یاتوربین میترT.M، میترآلتراسونیک و یا میترکوریولیس برحسب مورد استفاده می‌گردد.میترهای توربینی T.Mبرای اندازه‌گیری مواد نفتی با گرانروی نسبتا پایین(۲۵cst و کمتر)و نیز در بارگیری مواد نفتی که دما و فشار عملیاتی، سریعا تغییر می‌کنند بکار گرفته می‌شوند. تصویر زیر نمائی از یک فلومیتر توربینی با صفحه نمایش الکترونیکی و قابلیت کنترل ریموت است.

میترهای آلتراسونیکی(Ultrasonic) نیز که برای اندازه‌گیری فرآورده‌های نفتی به کار می‌روند، تکنولوژی نسبتا جدیدی هستند و برای کاربردهای متفاوت می‌توانند مورد قبول واقع شوند. میترهای آلتراسونیک توانایی اندازه‌گیری نفت خام و فراورده‌های نفتی با هر میزان گرانروی را دارند و این از بزرگترین مزیت‌های آن بشمار می‌رود که این امکان را فراهم می‌کند تا این نوع میترها برای اندازه‌گیری هر نوع فراورده‌های نفتی قابل استفاده گردد. پرووینگ (محک زنی صحت عملکرد) این نوع میتر بر اساس استاندارد API نیاز به ضریب عدم اطمینان میتر به اندازه ۰٫۲۷± با اعتبار حدود ۰٫۹۵٪ دارد. این دستگاه موجب سرعت در محاسبات تعیین حجم می‌شود از مداخله عوامل انسانی (خطای باصره- نحوه عمق‌یابی و خطاهای عمدی و سهوی- اتلاف وقت و غیره) جلوگیری نموده و در عین حال از دقت لازم برخوردار می‌باشد لیکن به علت حساس بودن دستگاه

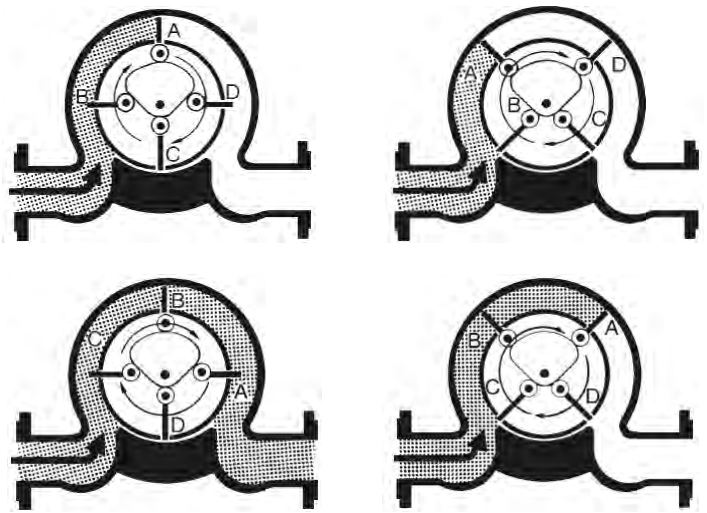
احتمال دارد درجه تنظیم آنها بهم خورده و در مواردی موجب اختلال در امر تحویل فرآورده شوند.تصویر زیر نمونه ای از یک میترآلتراسونیک با قابلیت نمایش درمحل نصب و ارسال اطلاعات به مکان یا اتاق کنترل را نشان می‌دهد.

هرچند که امروزه علاوه بر میترهای گفته شده درقبل، فلومیترهای کوریولیس با اندازه‌گیری‌های مشمول خطای کمتر از ۰٫۰۰۰۱ درصد نیز دراندازه‌گیری فرآورده‌های نفتی در حد بسیار زیادی بکار رفته انداما با توجه به گستردگی انواع فلومیتر از جمله اریفیس، روتامتر، توربینی ،آلتراسونیك، ونتوری، مغناطیسی و...، بدلیل کثرت استفاده از فلومیتر جابجائی مثبت، توضیحات این بخش بیشتر به این فلومیتر اختصاص خواهد یافت.

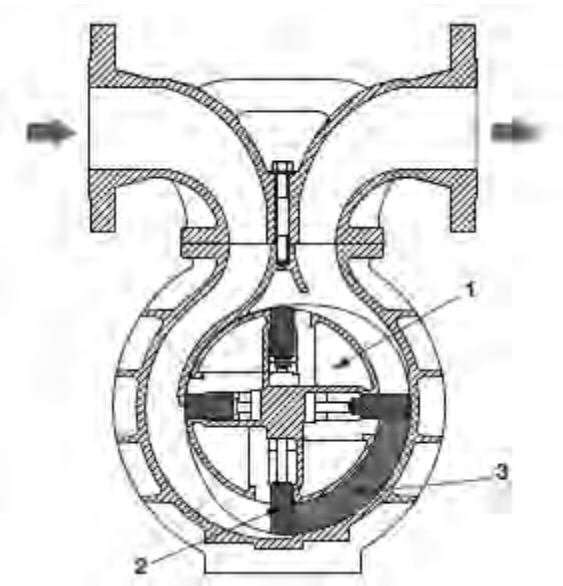
اکثر فلومترهای جابجائی مثبت، باتوجه به ثبات و دقت اندازه‌گیری و هزینه‌های کم نگهداری برای ایستگاه‌های بارگیری نفتکش‌های جاده‌ای و ریلی در انبارهای نفت جهت اندازه‌گیری حجمی فراورده‌های نفتی با ویسکوزیته تا ۸۰۰ سانتی پویز مورد استفاده قرار می‌گیرند.این فلومترها افت فشار حدود ۰٫۳ تا ۰٫۶ بار درسیستم ایجاد نموده و ساختار عمومی آنها به گونه‌ای است که بین دماهای منفی ۱۵ تا مثبت ۸۰درجه سانتیگراد را برای محیطی که دمای فصول مختلف بین منفی ۲۵ تا مثبت ۵۵ درجه سانتیگراد را بدون خطال محسوس سرویس دهی می‌نمایند.خطای اندازه‌گیری این نوع فلومتر به ندرت به اندازه ۰٫۱۵ ± واحد اندازه‌گیری توسط فلومتر خواهد بود.

همانگونه که قبلا بیان گردید میترهای جابجائی مثبت (P.D Positive

Displacement) در انواع مختلف و مکانیزم‌های گوناگون ساخته شده و دارای دقت زیادی در اندازه‌گیری مایعات هستند.به عنوان مثال یک نوع میتر از نوع جابجایی مثبت نوع روتاری بوده که داخل این میتر یک بادامک ثابت تعبیه شده است و در آن یک استوانه گردنده به نام رتور (Rotor) با چهار تیغه نصب گردیده است. روتور توسط دو عدد بلبرینگ (یکی در بالا و یکی در پایین) حرکت می‌کند. روی بدنه روتور چهار تا شکاف متناسب با ابعاد تیغه‌ها به طور یکنواخت ایجاد شده است. تصاویر زیر نمای برش خورده این میتر را نشان می‌دهند. مطابق این اشکال، داخل میتر طوری طراحی و ساخته شده است که با ورود فرآورده به داخل میتر، روتور در جهت موافق عقربه‌های ساعت حرکت می‌کند. حرکت متوالی روتور و تیغه‌ها، یک محفظه دقیق اندازه‌گیری بین تیغه‌ها، روتور، دیواره بدنه میتر و در پوش بالا و پایین ایجاد می‌نماید.در هر دور از دوران حلقه گردنده چهار مرتبه محفظه اندازه‌گیری (Measuring Chamber) پر شده و فرآورده از میتر خارج می‌گردد.چون حجم محفظه اندازه‌گیری محاسبه شده و معین است بنابر این حجم مقدار عبور شده از آن مشخص شده می‌باشد و می‌توان با نصب دستگاه شماره اندازه مقدار آن را نشان داد. مکانیزم فوق در اشکال متوالی زیر قابل مشاهده است.



اساس کار و مکانیزم یکپارچه کارکرد این میتر را می‌توان به صورت زیر نیز تشریح نمود:



به محض ورود فراورده به فلومتر از محلی که با فلش نشان داده شده است، فرآورده وارد بخش اندازه‌گیری (Measuring Chamber) فلومتر می‌گردد. مجموعه روتور و تیغه‌ها (Rotor and Blades) بواسطه فشار مایع ورودی روی تیغه‌ها به حرکت در می آید. یک بخش از مایع (مانند حجم محصورشده درناحیه شماره۳) بین تیغه‌ها گیر افتاده و به سمت منیفلد تخلیه بین دو تیغه حرکت می‌کند. حجم مایع اندازه‌گیری شده در هر دور گردش از ۴ قسمت از مایع گیر افتاده ساخته شده است یعنی ۴ برابر حجم گیر افتاده بین تیغه‌های نشان داده شده در بالا (شماره ۳) درهر دور گردش، کل حجم یکبارچرخش فلومتر را نشان خواهد داد. پیوستگی بدون اغتشاشی که دراین فلومتر با افت فشار بسیار کمی نسبت به مکانیزم خود ایجاد می‌نماید، موجب یک اندازه‌گیری دقیق و بدون اغتشاش و پایدار خواهد گردید. تئوری این دستگاه بصورت معادله زیر توصیف می‌گردد:

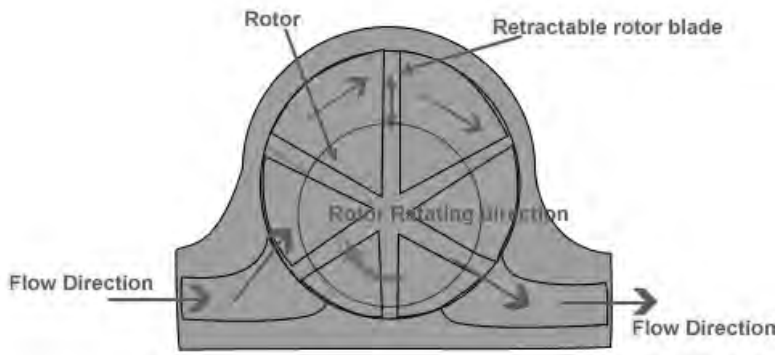
$$Q_v = \text{Volume per revolution} \times \text{Rotational speed} - \text{Leakage}$$

یعنی حجم انتقالی دریک دوران کامل(revolution) ضربدر سرعت چرخشی منهای مقدار نشتی به مسیر برگشت(ازمشخصات ساخت و دقت میتر است)برابر حجم اندازه‌گیری شده خواهد بود. بطور ساده می‌توان گفت، حجم قطعات و تجهیزات و پیمانه و ... بواسطه اشکال هندسی معین آنها قابل اندازه‌گیری بوده و درآزمایشگاه کنترل عملکردمکانیکی وسنجش میتر نیزبا استفاده از کالیبراتورهای حجمی، نسبت به تعیین ضریب نشتی(Leakage) اقدام می‌نمایند.شرح بیشتر این تئوری در جلد چهارم این هند بوک ارائه گردیده است. بطور خلاصه میترهای PD یا جابجائی مثبت(Positive Displacment)برای اندازه‌گیری حجمی مواد نفتی با گرانروی بالا (از cst ۲۵ به بالا)و نیز در بارگیری مواد نفتی که دما و فشار عملیات، تغییرات زیاد و سریعی نداشته باشد بکارمی روندالبته این نوع میترها فضای زیادی را نیز اشغال می‌کنند.

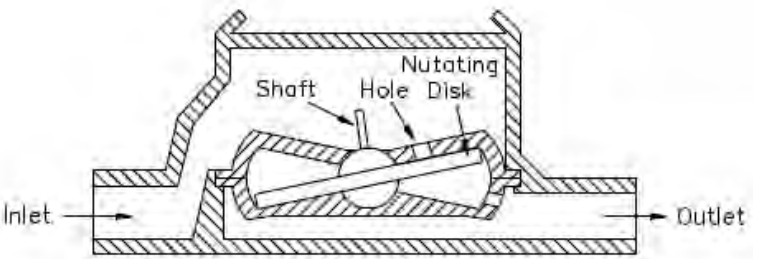
طبق مکانیزم تشریح شده درفوق، اصول اندازه‌گیری در میترهای جابجائی مثبت از طریق شمارش حجمی خاص از سیال در واحد زمان صورت می‌پذیرد.

حجم عبوری از فلومیترهای جابجائی مثبت با مکانیزم‌های متعددی دراین میترها اندازه‌گیری می‌شود. به هرحال پیمانه گر(Measure) در اشکال متعدد و مکانیزم‌های مختلف این نوع میتر دارای دقت مناسبی در اندازه‌گیری مایعات می‌باشد. اشکال تعدادی از این میترهای جابجائی مثبت که براساس طراحی‌های هندسی مختلف و تکنیک‌های مرتبط با آن منجر به اندازه‌گیری پیمانه‌های و مداوم می‌گردند جهت آشنائی با مکانیزم اندازه‌گیری در زیر ارائه شده است.

فلومتر ون (Rotatary van)



دیسك گردنده بصورت محوری (Nutating disk)



فلومتر حلزونی (Helical gear)

فلومتر دنده ای بیضوی (Ovalc)

لذا درطیف فلومیترهای فوق، نوع Rotatary آن شامل دوجداره (Double Case) در انبارهای نفت بیشترین کاربرد را دارد.

این میترها دارای دو مکانیزم کنترل همزمان می‌باشند. در زمان اضطراری مانند آشفتگی واغتشاش در مکانیزم کنترل و تنظیمات اشتباه اولیه و... امکان

سرریز شدن فرآورده وجود دارد که در اینصورت مکانیزم کنترلی دومی می‌تواند این مورد ناایمن را پوشش دهد. تعدادی از مهمترین قطعات و تجهیزات یک سیستم میترینگ در زیر معرفی گردیده اند.

شیرهای ورودی و خروجی (Inlet & Outlet Valve)

شیرهای ورودی و خروجی شیرهایی هستند از جنس چدن و نوع عمدتا سماوری(Cock Valve) که در مواقع انجام هرگونه تغییرات یا تعویض قطعات صدمه دیده قبل از شروع هر کاری بایستی بسته شوند تا از ورود فرآورده به سیستم میتر جلوگیری نموده و در هنگام انجام تعمیرات از ریخت و پاش فرآورده ممانعت به عمل آید.این شیر نقش Main Valve را برعهده دارد که قبل از شروع هرگونه کار تعمیراتی بایستی بسته شود و پس از اتمام کار برای شروع بارگیری مجدداً باز شود.

دستگاه تخلیه هوا و صافی(Air Eliminator & Strainer)

دستگاه تخلیه کننده و صافی هوا از دو قسمت فوقانی و تحتانی تشکیل شده است. قسمت فوقانی مربوط به دستگاه تخلیه کن هوا(Air Eliminator Head) بوده، این دستگاه جهت جداکردن حباب‌های احتمالی هوا که در اثر پمپاژ با فرآورده مخلوط شده است به کار می‌رود و موجب جدا شدن حباب‌های هوا در مواقع بارگیری قبل از رسیدن مواد نفتی به پیمانه گر می‌شود. ورود هر گونه حباب هوا به میتر موجب عدم دقت در اندازه‌گیری و خوردگی‌های کاویتاسیونی در تجهیزات درونی میتر خواهد شد.قسمت تحتانی نیز بصورت يك صافی موجب جداسازی حباب‌ها قبل از ورود به قسمت تخلیه هوا میگردد.

صافی قبل از میتر (Strainer)

این دستگاه از توری فوق‌العاده ریزی به شکل استوانه ساخته شده است که جهت جمع آوری و جلوگیری از مواد زاید موجود که در لایروبی کف مخزن باقی می‌مانند و در اثر پمپاژ از مخزن به لوله‌ها راه پیدا می‌کنند به کار می‌رود. این تجهیز بایستی هر دو هفته یکبار باز و مواد جمع آوری شده درآن تخلیه و پس از شستشو با فرآورده‌های سبك كم خطر مانند نفت سفید مجدداً در داخل Strainer قرار گیرد. اهمیت تمیزکاری و مراقبت و اطمینان از سلامت این توری این صافی، درممانعت از خوردگی سایشی و استهلاك پوسته میتر می‌باشد. زیرا درصورت استهلاك پوسته، عدم دقت میتر اجتناب‌ناپذیر خواهد بود.

میله رابط (Counter Rigid Extension)

میله رابط لوله‌ای است که بین میتر و شماره انداز قرار داشته و به وسیله یک مغزی آلومینیومی(جهت سائیده نشدن میله و قابلیت تعویض مغزی)، حرکت دورانی روتور میتر را به شماره اندازه منتقل می‌کند.

دکمه تنظیم توقف (Set Button Stop Valve)

این دکمه‌ها در قسمت پایین شماره‌انداز نصب می‌گردند. نحوه استفاده و عملکرد این دکمه به این ترتیب است که با فشار دادن آن متناسب با ظرفیت تانکر و مطابق با مقداری که روی حواله صادر شده درج گردیده است، به طور دستی شماره‌ها را تنظیم می‌کند .

شیر کنترل قطع اضطراری (Set Stop Valve)

شیرهای با قابلیت کنترل اتوماتیک توسط ابزار دقیق جهت قطع نمودن بارگیری به کار می‌روند.این عمل در دو مرحله و دقیقاً در زمانی که مقدار فرآورده‌ای که قبلاً روی شماره انداز مشخص شده، از میتر و شیر کنترل در حال عبور است، انجام می‌گیرد.

کابل ارتجاعی(Flexible Linkage To Set Stop Counter)

کابل ارتجاعی کابلی است که فرمان باز شدن و بسته شدن ولو را که سوئیچ‌های شماره انداز صادر می‌کند، به سمت استاپ ولو یا همان شیر قطع اضطراری منتقل می‌کند.

اتصالات پرووِر میتر(Connections for Meter Prover)

فلنج‌ها و اتصالاتی هستند که جهت پرووِر کردن میتر(محك زدن صحت کارکرد میتر) به اتصالات ورودی میتر و همچنین به اتصالات ورودی و خروجی دستگاه پرووِر(Prover) یا همان مستر میتر متصل می‌شوند.

کالیبراسیون و پروینگ میتر

Meter Proving

هر بار که میتر در اثر بروز اشکالی باز و بسته شود باید از پیمانه‌گر مزبور آزمایش به عمل آید و به اصطلاح کالیبراسیون آن صورت پذیرد. زیرا موقع باز کردن میتر تنظیم پیمانه گر به هم می‌خورد. این عمل توسط کالیبراتور در قسمت گلوئی میتر صورت می‌پذیرد. تکنیک‌های کنترل دقت و کالیبراسیون میتر به چند طریق صورت می‌پذیرد.

استفاده از جداول اعداد و ارقام استاندارد شده برای میتر به نحوی که حداقل اختلاف با ابعاد لازم و تعریف شده در حین اندازه‌گیری ابعاد تجهیزات روئیت شود. تکنیك دیگر استفاده از ظروف پروور (Prover) بوده که ظروفی مدرج و استاندارد شده‌ای هستند و دقت اندازه‌گیری میتر با استفاده از حجم دریافتی توسط این ظروف از سوی میتر، اندازه‌گیری می‌شود.

تکنیك‌های دیگری چون مقایسه و کالیبراسیون میتر با فلومیتر کوریولیس و سایر پروور کننده‌های جریان حجمی نیز امروزه قابل استفاده شده است . درهنگام کالیبراسیون میتر، برای تنظیم میتر در قسمت گلویی میتر دستگاهی به نام کالیبراتور (Calibrator) قرار دارد که به وسیله آن تنظیم می‌گردد. تصویر زیر چگونگی نصب پروور به میتر و نفتکش را جهت کالیبراسیون میتر نشان می‌دهد.

شرح بیشتر پروواینگ میترها درجلد چهارم این هند بوک ارائه گردیده است.

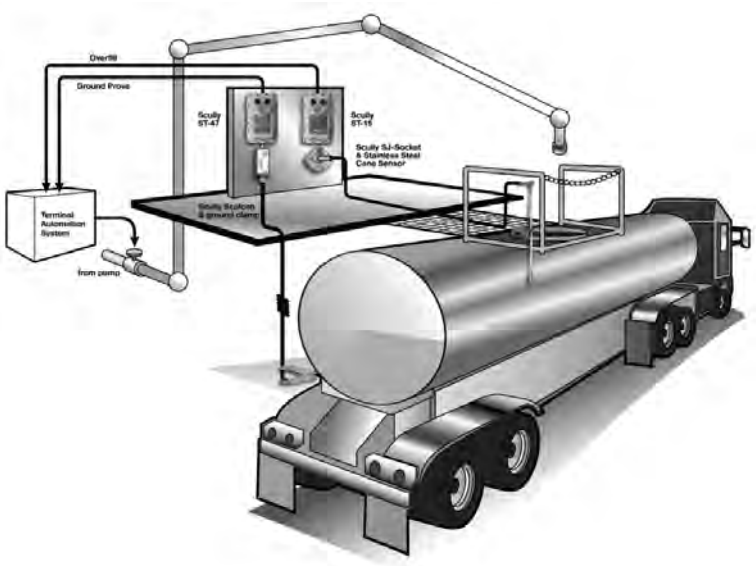
روش مورد استفاده در صحت سنجی جریان سنج‌های سکوی بارگیری(صحت سنج‌های حجمی، صحت سنجهای لوله ای یا جریان سنج اصلی) الزامات طراحی سکوی بارگیری را مشخص می‌کندAPI. توصیه می‌کند عوامل زیر در زمان انتخاب سامانه صحت سنجی در نظر گرفته شوند:

- محدودیت زمانی
- ابعاد مسیر کامیون
- تعداد جریان سنجها
- وجود خطوط برگشت فرآورده

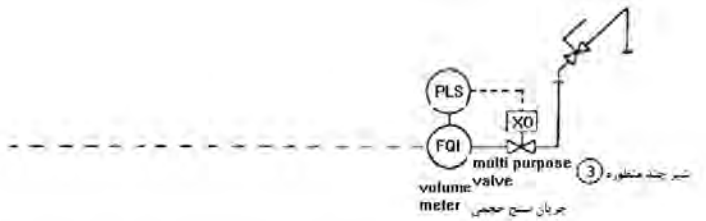
توصیه شده است تنظیمات کالیبراسیون جریان سنج توسط کالیبره کننده‌های الکترونیکی یا مکانیکی انجام شود.

بارگیری اتوماتیک

Automatic Loading



به منظور جلوگیری از اتلاف وقت و رساندن فرآورده‌های نفتی به دست مصرف کنند گان در کمترین زمان ممکن با حداکثر ایمنی درهنگام بارگیری مواد نفتی در انبارهای نفت از سیستم‌های تعبیه شده جهت بارگیری اتوماتیک استفاده می‌گردد. اندازه پیمانه‌گرها و قطر داخلی لوله‌ها متناسب با نیاز و مقدار مصرف متقاضیان فرآورده‌های نفتی طراحی می‌شود. شکل زیر نمایش ساده‌ای از نمودار فرآیندی بارگیری اتوماتیک نفتکش‌های جاده پیما را نشان می‌دهد. دراین شکل شیرچندمنظوره شماره ۳ تحت کنترل سیستم برنامه‌ریزی قابل کنترل قرارداشته و علاوه بر ایزولاسیون مسیر درشرایط غیرفعال خط، به‌عنوان شیرقطع اضطراری عمل خواهد نمود.



LOADING OF BULK ROAD VEHICLES BY METER-AUTOMATICALLY CONTROLLED
بارگیری خودرو جاده‌ای قله‌ای با اندازه گیری خودکار کنترل شده

اصول اصلی در سیستم بارگیری اتوماتیک اینست که، ابتدا یک سیستم اینترلاک (Interlock) اجازه بارگیری را نمی‌دهد مگر اینکه:

- نفتکش به طور صحیح اتصال به زمین(Earth)داشته باشد.
- بازوی بارگیری به طور صحیح نصب شده باشد.

به عبارت دیگر اینترلاك روی فقدان دو مورد فوق عمل خواهد نمود و ممانعت از شروع بارگیری را اعمال خواهد کرد.پس از اعمال کنترل‌های لازم و رفع اینترلاك، مقدار حجمی لازم به بارگیری بعنوان حد مجاز سرویس دهی بارگیری در نظر گرفته خواهد شد.دربارگیری اتوماتیك، حجم تعریف شده توسط اپراتور جهت بارگیری یك نفتکش، داده ورودی به میتر بوده و اتمام پیمایش حجم داده شده به میتر به منزله پایان بارگیری و قطع کلیه فعالیت‌های مربوط به بارگیری است و با قطع اتصالات از نفتکش، مجددا اینترلاك فعال می‌گردد.

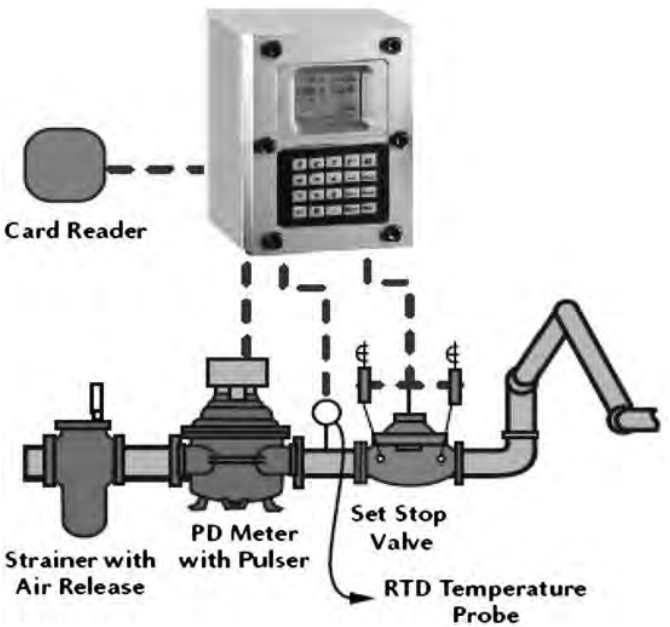
توصیه شده است اندازه‌گیری جریان فرآورده به بخش‌های مخزن خودرو (خانه‌های نفتکش) از طریق جریان سنج جابجایی مثبت انجام گیرد. این کار سیستم‌ها را قادر می‌سازد تا طوری توسعه یابند که اطلاعات فرآورده و مقدار بارگیری به یك نفتکش مشخص قبل از شروع جریان فرآورده در صورت لزوم شناسایی شود.

این تکنیك ساده‌ترین مد اتوماسیون بارگیری است. امروزه روش‌های بسیار دقیق و با حداکثر سطوح ایمنی و دقت و سرعت عملیاتی جهت بارگیری فرآورده‌های نفتی ابداع و تدارك دیده شده است که با استفاده از آنها علاوه بر افزایش دقت و

صحت بارگیری، سرعت عملیات نیز بواسطه حداقل فعالیت اپراتور انسانی مشاهده می‌گردد.

مطابق با استانداردAPI، بارگیری اتوماتیک به عملکرد سیستم اینترلاک درجهت احراز شرایط ایمن نصب بودن ارتینگ و همچنین قابلیت تنظیم حجم عبوری ضمن اعمال دما دراندازه اعلام شده از سوی میتر اشاره می‌نماید.دراین شرایط عدم نصب ارتینگ موجب غیرفعال بودن پمپ و یا کنترل ولو ورودی به میتر بوده که یک پیش شرط ایمنی است.

همچنین قابلیت تنظیم مجدد کنتور شمارنده حجم بارگیری شده (ارائه ارقام برای هر بارگیری بطور مجزا) از تمهیدات این روش است. مهمترین نکته این روش تصحیح حجم عبوری با استفاده از دمای حس شده از فرآورده توسط سنسورهائی است که اطلاعات آنها به نرم‌افزار اندازه‌گیری حجم ضمن تاثیرگذاری در نتیجه محاسبات و واقعی نمودن ارقام (قابلیت تعیین مقادیر بصورت جرمی یا حجم دقیق در دمای بارگیری) وارد می‌شوند.



تجهیزات اساسی که دربارگیری اتوماتیک بایستی در محوطه بارگیری در دسترس باشند عبارتند از:

سیستم همبند اتصال زمین (Earth Interlock System)

به منظور اطمینان از برقراری ارتینگ و رعایت این اقدام بعنوان پیش نیاز تداوم عملیات بارگیری بصورت یك قفل مانع از تداوم فعالیت در صورت عدم نصب اتصال ارت به نفتکش می‌گردد.

میتر جابجایی مثبت دارای واحد پیش تنظیم

(Positive Displacement Meter With Preset Unit)

وجود یک میتر جابجائی مثبت دارای سیستم پیش تنظیم به شرحی که در بخش اندازه‌گیری انلاین بارگیری فرآورده شرح داده شده است بعنوان یکی از ارکان این سیستم الزامی است.دقت و محدوده‌های اندازه‌گیری توسط این میتر به شرحی که دربخش یاد شده توضیح داده شده است از الزامات استفاده از این نوع میتر می‌باشد.

منتقل کننده پالس (pulse transmitting)

دستگاه ترانسمیتر پالس ارسالی برواحد حجم، منتقل‌کننده پالس جریان‌سنج با مکانسیم‌های مختلف این پالس‌ها را اندازه‌گیری و به قسمت شمارش پالس ارسال می‌نماید.هربارکه پیمانه گریک حجم را تفکیک و تحویل خروجی دستگاه می‌دهد، مکانیزم آن موجب ایجاد یک پالس شده و اندازه‌گیر این پالس‌ها، حد واسطی بین خروجی مکانیزم یاد شده و دستگاه شمارنده پالس است.

وسایل اندازه‌گیری و تصحیح دما

(Temprature Measuring&compensating)

وسایل اندازه‌گیری دما جهت اندازه‌گیری دما و تصحیح حجم عبوری ازمیتر با استفاده از این دما مورد استفاده قرار می‌گیرند.هنگامی که تصحیح حجم بارگیری شده نسبت به دمای استاندارد(معمولا۶۰درجه فارنهایت)صورت می‌پذیرد، تصحیح صورت گرفته سبب ایجاد دستور پایان بارگیری و توقف عملیات خواهد

شد. چاهک دماسنج (Thermometer pocket) درخطوط فرآورده برای اندازه‌گیری دما توسط دماسنج‌های مقاومتی یا ثبت کننده دما مورد استفاده قرار می‌گیرد.

نکته مهم دیگر این است که در استفاده از سیستم‌های بارگیری اتوماتیك این است که کابلهای انتقال داده در این سیستم نبایستی با برق مورد نیاز پمپ‌ها، روشنائی و ... مشترک باشد.

تجهیزات کنترل سرریز وپاشش فرآورده

جهت ممانعت از سرریز فرآورده وعدم ایجاد شرایط ناایمن ناشی ازآن تجهیزات ذیل در سیستم بارگیری تعبیه شده‌اند:

- قطع کن اضطراری شیر (Emergency Shut-off Valve) که تجهیزی است جهت ممانعت از پاشش و سرریز فرآورده‌ها هنگام بارگیری و یا قطع شدن وپاره شدن شیلنگ‌ها و...

- سوئیچ(دکمه) توقف اضطراری پمپ‌ها(Emergency push-Button)جهت توقف پمپ‌ها و قطع جریان مواد وکنترل شیرها(Block Valves)در سکوی بارگیری

فصل ششم

پله‌های دسترسی

Gantry& Folding Stairways

اهم استانداردهای مرتبط با این فصل عبارتند از:

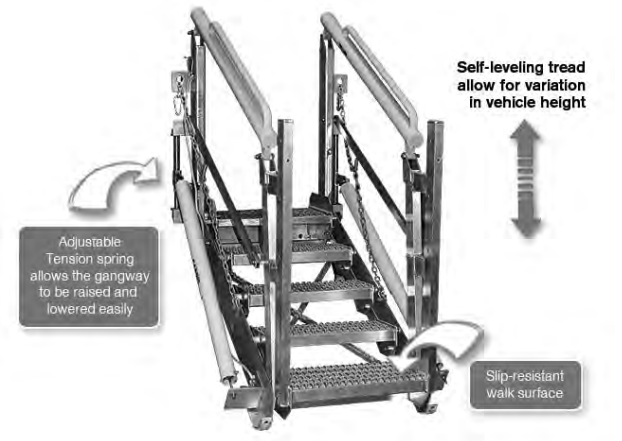
- ASTM A554 specification covers welded stainless steel tubing for mechanical applications
- ASTM A249 specification covers nominal-wall-thickness welded tubes and heavily cold worked welded tubes made from the austenitic steels

پله‌های دسترسی(Folding Stair Stairways) بصورت پلی، فاصله بین تانکر نفتکش‌ها و ایستگاه بارگیری را پر می‌نماید.این پله‌ها دسترسی مفید و ایمنی لازم رابر اساس استانداردهای ASTM A۲۴۹ و ASTM A۵۵۴ بین سکوی بارگیری(Loading platform)و بالا وروی مخزن نفتکش‌ها، تانکرها یا واگن‌های حمل و نقل فراهم می‌کنند.

الزامات و قطعات پله‌های دسترسی

- پله دسترسی به جهت لزوم مقاومت در برابر شرایط جوی و حفظ استحکام بایستی از جنس استیل گالوانیزه باشد.
- سطح بایستی از فلز مشبک به جهت ممانعت از یخ زدن و چرب شدن و لیزشدن ساخته شده باشد.
- جهت حفاظت جان اپراتورهای بازرسی و بارگیری داشتن قفس ایمنی (Safety Cage یا Safety Basket) یك الزام ایمنی است. نوع مدرن تر این پله‌های دسترسی دارای حصار ایمن و تحت نام Fixed Safety Cages طراحی و ساخته شده اند که ایمنی افراد را هنگام نظارت و بارگیری نفتکش تامین می‌نمایند. درشکل زیر گونه‌ای از قفس ایمنی نشان داده شده است.

- راحتی سیستم فنری بالانس‌کننده در تهیه و نصب پلکان بارگیری بسیار حائز اهمیت است، چرا که کاربرد آسان بوسیله یک اپراتور را فراهم می‌کند و از بروز اتفاقات ناشی از اپراتوری سخت کار با آن ممانعت می‌نماید. شکل زیر جهت تسهیل شده این حرکت‌ها را نشان می‌دهد.



- دسته‌های پله‌ها باید بصورت کاملا استاندارد ساخته شده باشند و سهولت استفاده و قابلیت بالای مانوردهی اپراتور را سبب شوند.در تصویر فوق، سطح ضد لغزنده پلکان (Self Resistant Walk Surface) و وجود فنرهای با قابلیت تنظیم جهت سهولت بالا و پائین رفتن پله دسترسی(Gangway) و قابلیت تنظیم پله دسترسی با ارتفاع‌های مختلف نفتکش‌ها از مهمترین الزامات استانداردی در این خصوص است.

نگهداشت پلکان دسترسی

Gantry& Folding Stairways Maintenance

نگهداری پله‌های دسترسی به منهول و بالای نفتکش از اهمیت خاصی در انبارهای نفتی برخوردار است.خصوصا درانبارهای با تردد زیاد و یا انبارهائی که

تحت تاثیر شرایط بسیار خورنده اقلیمی و آب و هوائی قرار دارند.

تهیه چک لیست بازدید ماهانه و بازدید از فنرها و اتصالات لولائی درنگهداری و بازرسی مداوم این پلکان‌ها بسیار حائز اهمیت است. موارد زیر در تهیه و تدوین وتکمیل این چک لیست‌ها بایستی مدنظر قرار گیرد.

- کنترل عدم خوردگی و زنگ زدگی در تدوین این چک لیست‌ها بایستی مد نظر قرار گیرد. درصورت مشاهده هرگونه خوردگی و زنگ زدگی شدید، اقدام به رفع زنگ‌ها و استفاده از پوشش‌ها و رنگ‌ها و روان‌کننده‌های صنعتی مورد تائید سازنده آن الزامی است.
- تدوین برنامه روتین بازدید از سطوح و بالاخص لبه‌ها جهت عاری بودن از مواد لغزنده ازنکات بسیارمهم بازرسی این تجهیزات است. بارها مشاهده شده است که حتی سطوح ضد لغزنده دراثر آلودگی به مواد لغزاننده قوی، موجبات بروز حوادث ناگواری را فراهم نموده‌اند.
- بازبینی رنگ و درصورت مشاهده ایراد اقدام به تعمیر رنگ قسمت آسیب دیده
- سالم بودن و ارتجاع پذیری فنرها
- عدم وجود ترک و شکستگی درمحل اتصالات و نقاط دارای گشتاور

نکات ایمنی پله‌های دسترسی

در بازدیدها و بازرسی‌های فنی پلکان و مسیرهای دسترسی به منهول نفتکش‌ها و مخزندارها دقت در مطلوب بودن وضعیت‌های زیر بسیار ضروری است:

- عدم وجود روغن و گریس و مواد لغزاننده روی پلکان

- عدم وجود شکستگی در نقاط جوش و اتصالات پیچشی و ...
- کافی بون تعداد و اندازه حفاظ ها و لغزنده نبودن سطوح آنها
- وجود روشنائی لازم جهت روشن نمودن کافی سطوح پلکان و نقاط دسترسی
- بازرس دوره‌ای درجهت عدم وجود هرگونه زنگ زدگی و خوردگی تنشی و سایر انواع خوردگی
- بازرسی دقیق درخصوص عدم شکستگی ناشی از تنش‌های مکانیکی
- استاندارد بودن محل توقف نفتکش ازحیث ایمن بودن محل استقرار پلکان

فصل هفتم

باندوال مخازن

Storage Tank Fire Bundwall & Dykes

الزامات و توصیه‌های استاندارد درخصوص باندوال مخازن بزرگ اتمسفریک روی زمینی برای مایعات احتراق پذیر و اشتعال پذیر در استانداردهای زیر قابل دستیابی است:

- IPS-E-SF-220 Engineering Standard For Fire Water Distribution And Storage Facilities
- NFPA 30، Flammable and Combustible Liquids Code، 2003 edition
- OSHA،s Flammable and Combustible Liquids Code (29CFR 1910.106).
- API575-Inspection Of Existing Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks.
- API 2610-Design ،Construction ،Operation،Maintenance،Inspection Of Terminal and Tank Facilities.
- AS 1940-2004 The storage and handling of flammable and combustible liquids.
- AS 2714—1993. Australian Standard. R. The storage and handling of hazardous chemical materials.

باندوال (Bund wall یا Dykes)

کنترل و مهار ثانویه برای مواد هیدروکربنی موجود در محوطه استقرار مخازن، از طریق باندوال‌ها وخاکریزها صورت می‌پذیرد. اگرچه تشخیص و ممانعت از نشتی درمخازن اتمسفریک بزرگ احداث شده روی زمین بعنوان عامل مقدم بر استفاده از این امکانات یعنی باندینگ مخازن می‌باشد، اما وجود این امکانات بعنوان ظرف دومی(Secondary Containment) برای اطمینان از عدم پراکندگی و گسترش سوخت به محیط زیست و محدودنمودن دامنه خطرجزء الزامات نگهداری مواد اشتعال و احتراق پذیروحتی موادسمی است.

بطور کلی باند مخازن (Bunding)درانبارهای ذخیره فرآورده‌های نفتی و شیمیائی به مثابه يك ديوار سيل گير است. بنابراین بعنوان تعریف اولیه، این دیوار،یک سیستم تکمیلی برای محافظت محیط از نشت مواد شیمیایی وفرآورده‌های نفتی است و در اطراف مخازن ذخیره‌سازی مایعات قابل اشتعال یا سمی استفاده می‌شوند.

هنگام پاره شدن جدارمخزن و یا شکستن شیرآلات بزرگ و پارگی مخزن ،پاره شدن کف یا نقاط خورده شده بواسطه حضورآب درمخزن یاتنشهای حرارتی و ... این دیوار، جریان سیل گونه ناشی از خروج مواداز مخزن را همانند سدی نگهدارنده کنترل خواهد نمودومطابق استانداردNFPA این باندوال بعنوان شاخصی برای محافظت زیست محیطی به اندازه اهمیت حفاظت ازحریق درنظر گرفته می‌شود.مطابق استاندارد۳۰ NFPA ،مایعات کلاس ۱ تا کلاس ۳A احتراق و اشتعال پذیر، یعنی مایعاتی که فلش پوینت آنها زیر۲۰۰درجه فارنهایت باشد برای نگهداری در مخازن با حجم بالا و تعیین شده دراین استاندارد نیاز به دیواریا سد سیل گیریا همان باندینگ مخزن دارند.این محدوده کد مایعات شامل بیشترفرآورده‌های نفتی غیراز سوخت‌های خیلی سنگین است.

از جمله مواردی که در خصوص باندوال باید مد نظر قرار گیرد شامل ظرفیت، زهکشی آب باران، شیب‌بندی، ارتفاع مناسب، راهروها، کف‌سازی مناسب، در نظر گرفتن تجهیزات عملیاتی (اتصالات شیلنگی، کنترل‌کننده‌ها و شیرهای کنترل مورد استفاده برای سیستم‌های آتشنشانی) می‌باشد. اطلاعات مربوط به باندوالها در استاندارد ۳۰ NFPA در دسترس می‌باشد.

درخصوص طراحی باندوال‌ها، در مواردی که مواد سازگاری عملیاتی با یکدیگر دارند می‌توان یک باندوال را برای چند مخزن درنظر گرفت. در اغلب موارد مخازن دارای باندوال اختصاصی می‌باشند. چیدمان مخازن (Tank Farm Arrangment) در باندوال نیز تابع الزامات استاندارد در این خصوص است.

گروه‌بندی فرآورده‌های نفتی جهت ذخیره‌سازی
Grouping Of Petroleum Products For Storage

گروه‌بندی دیگری درجهت تجمیع مخازن بواسطه ذخیره‌سازی و شرایط مشابه درباند مخازن صورت پذیرفته است. جهت این گروه‌بندی، کلاس‌بندی فرآورده‌های نفتی به صورت زیر تعریف شده است:

فرآورده‌های نفتی کلاس A: فرآورده‌هائی که فلش پوینت زیر ۲۳ درجه سانتیگراد دارند.

فرآورده‌های نفتی کلاس B: فرآورده‌هائی که فلش پوینت ۲۳ درجه سانتیگرادو بالاتر تا زیر ۶۵ درجه سانتیگراد دارند.

فرآورده‌های نفتی کلاس C: فرآورده‌هائی که فلش پوینت ۶۵ درجه سانتیگرادو بالاتر تا زیر ۹۳ درجه سانتیگراد دارند.

فرآورده‌های نفتی طبقه‌بندی نشده که فلش پوینت ۹۳ درجه سانتیگراد و بالاتردارند.

گازمایع یاLPG که دراین طبقه‌بندی قرارنداشته اما شاخه ای جدا دراین دسته‌بندی دارد.

گروه‌بندی فرآورده‌های نفتی برای ذخیره‌سازی می‌بایست براساس کلاس‌بندی فرآورده‌های نفتی صورت پذیرد. این کلاس‌بندی خود تحت محدودیت‌های حداکثر ظرفیت و قطر مخزن قرار خواهد گرفت.

گروه بزرگ نصب (Larger Installations)، اشاره به تجمیع ظرفیت مواد نفتی کلاس A و کلاس B فوق، مربوط به نگهداری بیش از ۵۰۰۰مترمکعب و یا قطر مخزن فرآورده کلاس A یا کلاس B بیشتر از ۵۰ متر دارد. گروه نصب کوچک (Smaller Installations)، اشاره به تجمیع ظرفیت مواد نفتی کلاس A و کلاس B فوق، مربوط به نگهداری کمتر از ۵۰۰۰مترمکعب و یا قطر مخزن فرآورده کلاس A یا کلاس B کمتر از ۵۰ متر دارد.

جهت آشنائی، بعنوان یک نمونه از رعایت فواصل بین مخازن براساس کلاس فرآورده تحت نگه داشت و قطر مخزن ،درنصب‌های کوچک، برای همه مخازن تا قطر ۵۰ متر، فاصله بین دومخزن سقف شناوریا دو مخزن سقف ثابت حاوی فرآورده کلاس AوB از رابطه (D+d/۴) حساب می‌شود(اگر حاصل کمتر از ۱۰ شود بایستی حداقل ۱۰متر فاصله را درنظر گرفت) که dقطر مخزن کوچکتر و D قطر مخزن بزرگتر است.همچنین برای دومخزن حاوی فرآورده کلاس C رابطه تعیین فاصله عبارت از (D+d/۶)خواهد بود(اگر حاصل کمتر از ۶ شود بایستی حداقل ۶متر فاصله را درنظر گرفت).

برای نصب‌های بزرگ یعنی مخازن با قطر بالای ۵۰ متر، فاصله بین دو مخزن سقف شناور حاوی فرآورده کلاس AوB از رابطه (D+d/۴) حساب می‌شودو برای فاصله بین دو مخزن سقف ثابت حاوی فرآورده کلاس AوB از رابطه (D+d/۳) حساب می‌شودو درنهایت برای دو مخزن حاوی فرآورده کلاس C رابطه تعیین فاصله عبارت از (D+d/۴)خواهد بود.

اطلاعات تکمیلی این موضوع در۱۹۹۳B۱۹۴۰AS وHS(G)۱۷۶وBS ۸۰۰۷ قابل دسترس می‌باشد.

با توجه به موارد فوق، مطابق استانداردهای ارائه شده درابتدای این فصل، جهت مجازبودن ظرفیت تجمیع شده دریک باندوال موارد زیر لازم به اجراست:

- گروهی ازمخازن سقف ثابت تا۶۰۰۰۰مترمکعب
- گروهی از مخازن سقف متحرک تا ۱۲۰۰۰۰مترمکعب
- مخازن سقف متحرک دارای سقف ثابت از قواعد مخازن سقف متحرک پیروی می‌نمایند
- گروهی از مخازن سقف ثابت و متحرک توام باهم، می‌بایست براساس مخازن

سقف متحرک آنها برای ظرفیت باند لازم مورد بررسی قرار گیرد.

- فرآورده‌های نفتی کلاس A و B دریک باند قرار گیرند.
- فرآورده‌های نفتی کلاس C ترجیحا دریک باند جداگانه قرار گیرند.
- مخازنی که ظرفیت زیر۵۰۰۰۰مترمکعب داشته باشند می‌توانند در دو ردیف کنار هم چیده شده و در صورتیکه ظرفیت بالای ۵۰۰۰۰مترمکعب داشته باشند می‌بایست در یک ردیف چیده شوند.
- ارتفاع هیچ مخزنی نباید از ۲۰ متر یا ۱٫۵ برابر قطرش بزرگتر باشد.
- حداقل فاصله بین دیوارتانک و دیوار دایک یا باندینگ نباید ازنصف ارتفاع تانک کمتر باشد.

حصار دایک برای نگهداری فرآورده‌های نفتی باید قادر به نگهداری کل محتوای بزرگترین مخزن موجود دردایک برای شرایط اضطراری باشد. محوطه مخازن می‌بایست تا حد ممکن درکم ارتفاع ترین و حتی پائین‌ترین سطح زمین در منطقه احداث انتخاب و اجرا شود و توسط حصار باند مخازن محافت از گسترش احتمالی فرآورده شود.

- ارتفاع دیوار دایک(H) می‌بایست بین یک تا دو متر باشد.

$$1m<H<2m$$

- ضخامت یا پهنای دیوار دایک(W)می بایست حداق ۶۰۰میلیمترباشد.

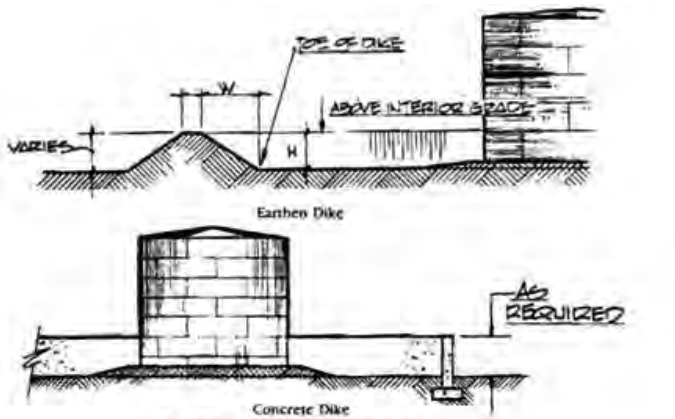
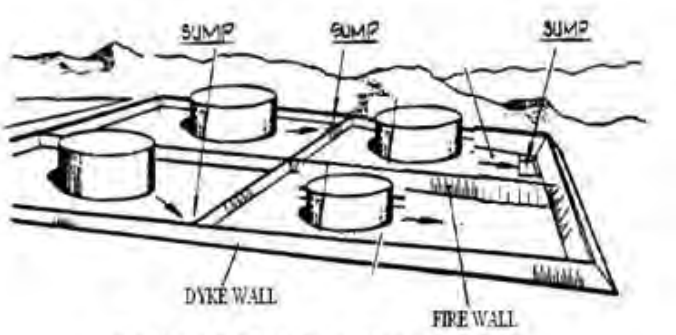


Fig: Earthen Dyke & Concrete Dyke

فواصل جدائی بین نزدیک‌ترین مخازن قرار داده شده در دایک‌های جدا از هم نباید کمتر از قطر بزرگتر۲ مخزن مورد بحث و یا کمتر از ۳۰متر(هرکدام بزرگتر بود) باشد. هر مخزن ذخیره‌سازی باید در بلوک‌های جداگانه با جاده‌های اطراف برای دسترسی و ایمنی برنامه‌ریزی شود.در محفظه ای که دارای بیش از یک مخزن است، دیوارهای(Fire Wall) با حداقل ارتفاع ۶۰۰ میلی متری برای جلوگیری از تهدیدگسترش فرآورده نشت کرده احتمالی از یک مخزن به سایر بخش‌های محوطه مخازن همجوارتعبیه شود. درشکل زیر دیوارهای یادشده و دیوارهای باند(Dyke Wall) و همچنین محل SUMP باند مخازن (آب و فرآورده ریخت وپاش شده وآلوده) نشان داده شده است.

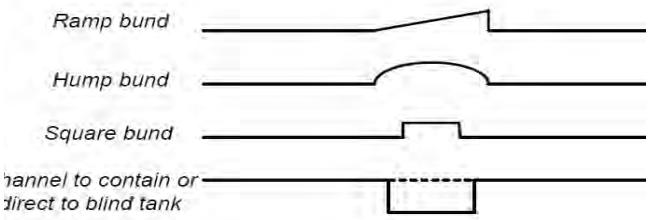


Typical Tank Farm Arrangement

جنس باند مخازن

Dike Material

معمول‌ترین شکل دیوارهای باند مخازن شامل Ramp وHump و Square و Channel بوده درشکل زیرانواع مدل‌های ساخت باندوال نشان داده شده است:



استانداردها و نظرات متفاوتی جهت نسبت بین ارتفاع دیوار و مساحت باندوال وجود دارد که هر کدام نشات رفته از شرایط و حوادثی است که موجب تبیین بیشتر این موضوع شده‌اند. به منظور تسهیل آتش‌نشانی ارتفاع دیواراغلب پائین ومعمولا بین یک الی یک ونیم متر در نظر گرفته می‌شود، اما دفاع ضعیف دیوارکوتاه باندر برابر جریان عظیم ناشی ازپارگی مخزن (که در آن عبورنشتی ازپارگی دیوار یک مخزن بیش از دیوار باند می‌باشد) یا تاثیر موج جزر و مدی ایجادشده ارتفاع باند را بیشتر از یک ونیم متر درنظر می‌گیرند که این امرکاملا غیرمعمول و به ندرت اجراء میشود.دیوار باند به طور کلی از آجر با ملات و یا بتن، وخاک با مشخصات ویژه باندوال ساخته می‌شود. تعمیر و نگهداری باندوال‌ها از جنبه‌های مهمی بوده که بایستی در برنامه‌های تعمیر و نگهداشت فصلی و مقطعی قرار گیرد.

باندوال مخازن از مواد گوناگونی ساخته می‌شوند. مواد مورد استفاده در ساخت باند مخازن بایستی مطابق با استانداردهای مطرح دراین خصوص شامل خصوصیات ذیل باشد:

- با مواد و فرآورده‌های نفتی درون مخازن هیچگونه واکنشی نداشته باشد.
- ظرفیت حرارتی بالا نداشته باشد. زیرا ظرفیت حرارتی بالا سبب گرم شدن بیش از حد و انعکاس گرما درباند مخازن می‌گردد.
- قدرت کافی در مقابل تنش‌های سطحی و تحمل نیروهای هیدروستاتیکی داشته باشد.
- نفوذ پذیری قابل پذیرش دراستاندارد مربوطه را داشته باشد.
- دانسیته و نوع خاک در باندوال خاکی و نوع گروت در باندوال سیمانی و سایر محدودیت‌های تعریف شده در استانداردهای مربوط به جنس باندوال، درساخت باندوال مد نظر قرار گیرد.
- سطح باندوال میبایست از موادی ساخته شود که درمواقع لزوم و بحران قادر به ممانعت از هرگونه نشتی ویاسیلابی شدن نشتی به بیرون باندوال باشد.
- کف و دیوار باند باید از مواد غیر قابل نفوذ به محتویات مخزن موجود درباند ساخته شده شود. دیواری از آجر، بتن سنگ و یا دیگر مواد مناسب می‌تواند انتخاب مناسبی باشد. معمولا دیوارهای خاکریزی خاکی توصیه نمی شود، مگردرمواردی که هیچ جایگزین مناسب دیگری وجود نداشته باشد.
- زمین به تنهائی و بدون پوشش، بدلیل عدم داشتن معیارهای نفوذ ناپذیری انتخاب مناسبی برای کف باند نیست. آلودگی خاک و دفع خاک‌های آلوده و همچنین نشت مواد هیدروکربنی به منابع آب زیر زمینی از مواردی هستند که سبب شده است هیچ استانداردی خاک و دیوار خاکی را مورد بررسی و بحث در باندسازی قرار ندهد و به تجربه و تمهیدات سلیقه‌ای واگذار نماید.
- قاعده دیواربانـد خاکی درمواردی که استفاده از آن اجتناب‌ناپذیر است حداقل سه برابر ارتفاع آن و سطح بالای دیوار باند حداقل ۰٫۶ متر درنظر گرفته می‌شود که این مدل ساخت از تخریب و شستشوی سریع و خرابی در اثر تردد و ... جلوگیری نموده و مقاومت نسبتا مطمئنی را درمواقع تلاطم سیال در محوطه باند ایجاد می‌نماید.

ظرفیت باندمخازن

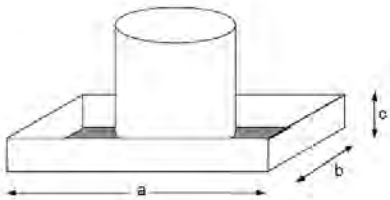
Dykes Capacity

طبق استاندارد AS۱۹۴۰-۲۰۰۴ ظرفیت باندوال باید ۱۱۰٪ الی ۱۲۰٪ ظرفیت بزرگترین مخزن موجود درباندوال و یا ۲۵٪ از ظرفیت کل تمام تانک‌های موجود در باندوال و یا هر کدام بزرگترباشد ملاک خواهد بود. در مواردی که نقطه اشتعال فرآورده خیلی پائین است حدبالا یعنی ۱۲۰درصد تا ۱۳۳ درصد نیز افزایش خواهد یافت. دلیل افزایش به عدد ۱۳۳ درصد، درنظر گرفتن حجم پاشش مواد اطفاء حریق و عدم تغییر در فضای مانور حفاظت مواد نشت یافته در مواقع آتش‌سوزی است. فاصله بین دیوار باند و مخزن بایستی هیچگاه کمتراز یک متر نباشد. جهت دسترسی به کل محیط مخزن، فاصله کمتراز ۷۵۰میلیمتر با دیوار باند برای هیچ مخزنی توصیه نشده است.

ارتفاع دیوار باند نیز بدلیل لزوم دسترسی آسان آتش نشانی در مواقع بحران، هیچگاه بالاتر از ۱٫۵ متر توصیه نشده است.

بررسی صحت اندازه باندوال شامل یک مخزن

جهت بررسی صحت اندازه حجمی داخل باندوال و تطبیق آن براساس الزامات استانداردهای مربوطه، ابتدا ابعاد داخلی طول a وعرض b و ارتفاع c باندوال را برحسب فوت اندازه‌گیری نمائید.



گام اول : اندازه حجمی مخزن را بر حسب گالن در ۱٫۱ ضرب کنید.این عمل میزان صدو ده درصدحجم مخزن را بعنوان حداقل حجم گنجایشی باندوال بدست خواهد داد.

گام دوم : ابعاد داخلی طول a رادرعرض b و ارتفاع c ضرب کنید تا حجم باندوال برحسب فوت مکعب بدست آید.

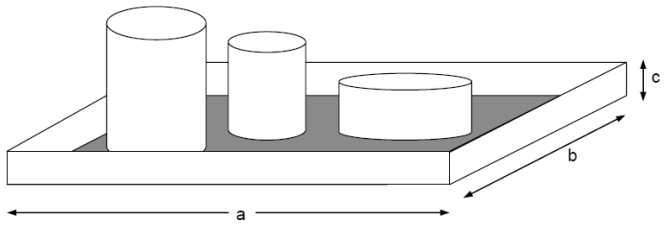
گام سوم: حاصل گام دوم را برضریب ۰٫۱۳۳۷ تقسیم کنید تا اندازه حجم باندوال برحسب گالن بدست آید.

گام چهارم: نتایج گام یک و سوم (اندازه حجمی حداقل گنجایش باندوال و اندازه حجمی باندوال موجود بر حسب گالن)را با هم مقایسه کنید.

دراین محاسبات، الزام اینکه حجم باندوال بین ۱۱۰ تا ۱۲۰ درصد حجم بزرگترین مخزن موجود در این باندوال باشد تحت بررسی و صحت سنجی قرار خواهد گرفت. لذا همین محاسبات را برای ضریب ۱٫۲ یا همان ۱۲۰درصد حجم بزرگترین مخزن موجود دربااندوال انجام دهید و نتایج را مقایسه کنید.

بررسی معمولی صحت اندازه باندوال شامل چندمخزن

دراین صحت سنجی ابتدا طول a وعرض b و ارتفاع c باندوال را برحسب فوت اندازه‌گیری نمائید.



حالت اول: بررسی طراحی بر اساس حداقل ظرفیت باندوال(۱۱۰درصد حجم بزرگترین مخزن موجود درباندوال)

گام اول: ابتدا حجم بزرگترین مخزن موجود درباندوال را برحسب گالن در ۱٫۱ ضرب نمائیدتا ۱۱۰ درصد حجم بزرگترین مخزن حاصل شود..

گام دوم: طول a رادرعرض b و ارتفاع c باندوال ضرب کنید تا حجم باندوال برحسب فوت مکعب بدست آید.

$$V_{abc}=a.b.c$$

گام سوم: دراین بررسی مطابق شکل فوق با توجه به وجود سه تانک در باندوال سه محاسبه حجمی ذیل را انجام دهید(ابعادبرحسب فوت بوده و منظور از c همان ارتفاع باندوال است):

V_1=(قطرمخزن اول)×۰٫۵×(قطرمخزن اول)×(۳٫۱۴)×(ارتفاع c)

V_2=(قطرمخزن دوم)×۰٫۵×(قطرمخزن دوم)×(۳٫۱۴)×(ارتفاع c)

V_3=(قطرمخزن سوم)×۰٫۵×(قطرمخزن سوم)×(۳٫۱۴)×(ارتفاع c)

$$V=V_1+V_2+V_3$$

دراین محاسبه حجم اشغال شده در باندوال بدست می‌آید.

گام چهارم:مجموع حجم‌های گام سوم(حجم اشغال شده) را از عدد گام دوم(حجم کل باندوال) کسر نمائید.

گام پنجم: حاصل گام چهارم رابر۰٫۱۳۳۷ تقسیم نمائید تامازاد حجم باندوال برحسب گالن بدست آید.

گام ششم : نتایج گام یک و پنج را بایکدیگر مقایسه کنید.مازاد حجم باندوال می‌بایست بزرگتر مساوی نتیجه گام اول یا آیا حداقل ۱۱۰ درصد حجم بزرگترین مخزن باشد.

حالت دوم: بررسی طراحی بر اساس حداکثر ظرفیت باندوال

این حالت بیشترین حجم ممکن برای باندوال را بدست می‌دهد که از لحاظ هزینه‌های ساخت باندوال بیشترین هزینه را در بر خواهد داشت.برای این بررسی کلیه گام‌های فوق را باتوجه به ضریب ۱٫۲ یا ۱۲۰درصد حجم بزرگترین مخزن می‌توان انجام داد.

محاسبه ارتفاع دیوار دایک

Dyke Wall Height Calculation

مفروضات:

منظور از دایک در محاسبات زیر همان سیل بند و خاکریز می‌باشد.

مساحت باند: ۲۱۵۸۲٫۵ M^2

ارتفاع فرضی دایک H: ۱٫۲ M

ارتفاع فونداسیون مخزن h: ۰٫۹M

قطر فونداسیون مخزن D: قطرمخزن + ۱٫۵ متر

تعداد مخازن: n

ابعاد فایروال(Fire wall): ارتفاع ۶۰۰میلیمتر و ضخامت ۲۰۰ میلیمتر

ظرفیت کاری بزرگترین مخزن + فضاهای ازدست رفته ≥ حجم محفظه دایک

$$A \geq C + B$$

A: حجم ناخالص محفظه دایک:

ارتفاع دایک × مساحت دایک = ۲۱۵۸۲٫۵ × ۱٫۲ = ۲۵۸۹۹ M^3

B: ظرفیت کاری بزرگترین مخزن (فرض):

۱۷۳۰۴ M^3

C: فضای ازدست رفته:

حجم فونداسیون همه مخازن + حجم مایع مخازن (غیراز بزرگترین مخزن) تانقطه ارتفاع دایک + حجم ازدست رفته توسط فایروال(Fire wall)

با فرض هم قطر بودن مخازن، حجم فونداسیون همه مخازن:

حجم فونداسیون یک مخزن × n = حجم فونداسیون همه مخازن

حجم فونداسیون همه مخازن = $\pi/4 D^2 \times h \times n$

D_1: قطرفونداسیون مخزن به قطر۳۶: ۳۷٫۵ M

D_2: قطر فونداسیون مخزن مخزن به قطر۲۵ : ۲۶٫۵ M

D_3: قطر فونداسیون مخزن مخزن به قطر۲۱ : ۲۲٫۵ M

n_1 : تعداد فونداسیون مخازن با قطر ۳۶ متر: ۲ عدد

n_2: تعداد فونداسیون مخازن با قطر۲۵ متر: ۴عدد

$n_۳$: تعداد فونداسیون مخازن باقطر ۲۱متر : ۶ عدد

حجم همه مخازن =

$$\pi/۴ D_۱^۲ \times h \times n_۱ + \pi/۴ D_۲^۲ \times h \times n_۲ + \pi/۴ D_۳^۲ \times h \times n_۳ =$$

$$\pi/۴ \times ۳۷٫۵^۲ \times ۰٫۹ \times ۲ + \pi/۴ \times ۲۶٫۵^۲ \times ۰٫۹ \times ۴ + \pi/۴ \times ۲۲٫۵^۲ \times ۰٫۹ \times ۶ =$$

$$۱۹۸۸٫۰۴ + ۱۹۸۵٫۵۶ + ۲۱۴۷٫۰۸$$

حجم همه مخازن = ۶۱۲۰٫۶۸ $M^۳$ (۱)

برای مخازن هم اندازه، حجم همه مخازن(n مخزن به قطر d) غیر از بزرگترین مخزن ازبالای فونداسیون تا ارتفاع دایک :

$$\pi/۴ d^۲ \times (H-h) \times n = \pi/۴ d^۲ \times (۰٫۳) \times n$$

و برای مخازن با قطر متفاوت به صورت مجموع حجم همه مخازن غیراز بزرگترین مخزن ازبالای فونداسیون تا ارتفاع دایک نوشته می‌شود:

$$= \pi/۴ d_۱^۲ \times (۰٫۳) \times n_۱ + \pi/۴ d_۲^۲ \times (۰٫۳) \times n_۲ + \pi/۴ d_۳^۲ \times (۰٫۳) \times n_۳ =$$

$$\pi/۴ \times (۳۶)^۲ \times (۰٫۳) \times ۱ + \pi/۴ \times (۲۵)^۲ \times (۰٫۳) \times ۴ + \pi/۴ \times (۲۱)^۲ \times (۰٫۳) \times ۶ =$$

$$۳۰۵٫۳۶ + ۵۸۹٫۰۵ + ۶۲۳٫۴۵ = ۱۵۱۷٫۸۶ M^۳ \quad (۲)$$

فضای از دست رفته توسط فایروال(حداقل حجم ازدست رفته بخش‌های شیب دار و برآمده)

$$= ۰٫۲ \times ۰٫۶ \times (۵۶ + ۱۹۹ + ۷۷٫۵ + ۷۷٫۵ + ۷۷٫۵ + ۷۷٫۵ + ۷۷٫۵) =$$

$$۷۷٫۱ M^۳ = ۱۰۰ M^۳ \quad (۳)$$

: C

حجم ازدست رفته = $۷۷۳۸٫۵۴ M^۳$ = (۱) + (۲) + (۳) = ۶۱۲۰٫۶۸ + ۱۵۱۷٫۸۶ + ۱۰۰ =

$$B + C = ۱۷۳۰۴ + ۷۷۳۸٫۵۴ = ۲۵۰۴۲٫۵۴ M^۳$$

$$A = ۲۵۸۹۹ M^۳$$

$$A > B + C$$

ارتفاع دایک (M ۱٫۲) مناسب به نظر می‌رسد. جهت اطمینان از مناسب بودن ارتفاع، ۲۰۰ میلیمتر دیگر به ارتفاع دیوار اضافه می‌گردد

ارتفاع دیوار دایک = ۱٫۴ M = ۰٫۲ + ۱٫۲

نگهداری عمومی باندوال

Bunding General maintenance

جهت تعمیر ونگهداشت باند مخازن و دیوارهای مربوط به آن، ایجاد وتدوین برنامه ای هفتگی و ماهانه وفصلی می‌بایست دربرنامه‌های تعمیر و نگهداشت یك انبار درنظر گرفته شود.

مهمترین مواردی که در کنترل مطلوبیت دیوارهای باند مخازن و محوطه مخازن لازم به بررسی است عبارتند از:

- کنترل شیب بندی صحیح و اصولی کف باند یا محوطه مخازن و بررسی سالم و یکنواخت بودن شیب باندوال به سمت استخر یا چاهک جمع آوری مواد آلوده وکثیف (sump):

با این عمل از جمع شدن و یخ زدن آب ناشی از بارندگی یا مانورهای آتش نشانی ممانعت شده وآسیب‌های ناشی از یخ زدگی به باند مخازن کمتر مشاهده خواهد شد.

- ترمیم مناسب دیوارها بالاخص خرابی‌های ناشی از یخ زدگی درنقاط سردسیر وتخریب باندوال به دلایل بی احتیاطی یا عملیاتی:

نقاط غیر یکپارچه و ترمیم شده دردیوار محوطه یا همان باندوال مخازن بایستی به صورت اصولی ترمیم شده و از کاربرد سیمان و مواد غیر استاندارد و غیر مطمئن جهت ترمیم و پیوستن نقاطی از دیوار که جهت عملیات خاصی تخریب شده است ممانعت بعمل آورد.

- مسیر تخلیه باندوال به لحاظ مناسب بودن مسیر تخلیه برای زمان کولینگ و فومینگ و یا هرگونه عملیات لازم به خروج مواد از باندوال:

تعبیه خطوط لوله تخلیه باند مخازن به نحوی که به سرعت موجب خروج مواد کف محوطه مخازن به مسیرهای تعبیه شده شود.محاسبات لازم جهت اندازه لوله‌های خروجی و تعداد مسیرها و ...

- وجود شیر مناسب خروج مواد

استفاده از شیر مناسب جهت کنترل خروج مواد درون باند مخازن و همچنین ممانعت از خروج مواد برای مواقعی که می‌بایست تمهیدات دیگری برای مواد انباشته در باندوال فراهم نمود.

فصل هشتم

واحدهای بازیافت بخارات
VAPOR RECOVERY UNITS (VRU)

اگر چه موضوع تبخیر فرآورده‌های نفتی بالاخص بنزین به واسطه اثرات نامطلوب اقتصادی،زیست محیطی و فیزیولوژیکی آن از زمان‌های گذشته مطرح بوده است اما استحصال و بازیافت آن در ابعاد صنعتی (در سطح کشورهای پیشرفته دنیا) بحثی تازه و نو می‌باشد.

بدلیل استعداد بیشتر بنزین درتبخیر نسبت به سایر فرآورده‌ها، درسال‌های اخیردرایران طرح کهاب (برگرفته ازسرنام کلمات: کاهش،هدایت،انتقال،بازیافت بخارات بنزین) به عنوان یک طرح ملی معرفی شده است.

از اهداف اصلی طرح ملی کهاب ،کاهش و کنترل بخار بنزین و در نهایت استحصال مایع بنزین از بخار تولید شده(در محدوده فعالیت شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران) درسه فاز تجهیز جایگاه‌ها، نفتکش‌های حمل زمینی فرآورده و انبارهای نفت می‌باشد.

هدف اصلی اقدامات واحد بازیافت بخارات(VRU)،کاهش از دست رفتن بخار بنزین در مراحل مختلف سوختگیری، حمل و نقل و تخلیه و بارگیری بنزین در نقاط عرضه و انبارهاست.

بنزین موتور ترکیبی از هیدروکربنهای نفتی اعم از پارافینها، اولفینها و آروماتیکها با مشخصات فیزیکی تقریبی (چگالی ۰٫۷۶ کیلوگرم برلیتر و ویسکوزیته يك سانتی استوکس(cst) در ۲۰- درجه سانتی گراد و نقطه انجماد ۶۰- درجه سانتی‌گراد تا ۷۰- درجه سانتی گراد) می‌باشد. ترکیبات بنزین دارای نقطه جوش متفاوت (در محدوده ۳۰درجه سانتی گراد تا ۲۲۵ درجه سانتی گراد) بوده و عناصری مانند بوتان و پنتان موجود در آن اساساً در شرایط محیطی بصورت گاز می‌باشند. مجموع شرایط فوق پدیده‌ای به نام «تبخیر بنزین» را بوجود می‌آورد که بعنوان یک منبع آلاینده مهم تلقی می‌گردد.

با توجه به آن که ترکیبات هیدروکربنی، سمی و فرار بوده و تمایل زیادی در جهت ترکیب با عناصر و مواد دیگر دارند، انتشار آنها در محیط، ترکیبات جدیدی را بوجود آورده و همچنین اثرات نامطلوب فیزیولوژیکی، زیست محیطی و اقتصادی را به‌دنبال خواهند داشت.

ترکیبات آلی فرار ناشی از تبخیر بنزین "VOCs" (Volatile Organic Compounds) برای سلامتی انسان مخاطراتی را ایجاد می‌نماید که با توجه به نحوه تماس آنها با

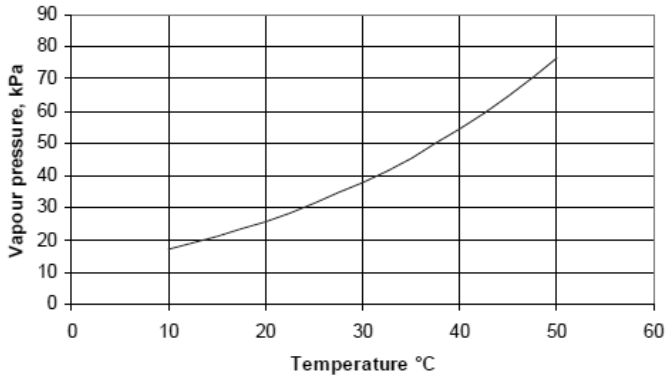
بدن انسان، اثرگذاری متفاوتی را در بر خواهند داشت. لذا یکی از مهمترین اهداف طرح ملی کهاب ،کاهش بخارات رهاشده به محیط و کنترل حداکثری این بخارات ضمن بهره‌مندی از مایعات بازیافت شده دراین خصوص است.

تاثیر دما و حجم پرو خالی مخزن در میزان تبخیر

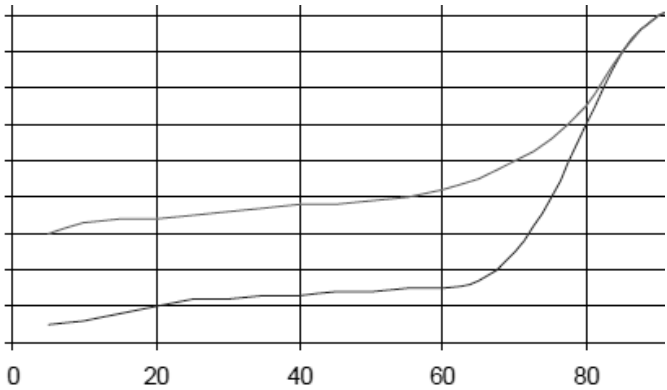
موضوع تبخیر بنزین به فشار بخارآن مربوط می‌شودوفشاربخار سوخت‌ها را برحسب(Reid Vapour Pressure: RVP) که دردمای ۱۰۰ فارنهایت یا ۳۷٫۸ درجه سانتیگراد اندازه‌گیری و گزارش میشود بیان می‌نمایند.برای سوخت‌های عمومی این مشخصه در محدوده‌های بیان شده در جدول ذیل می‌باشد:

Fuel	RVP, kPa	RVP, bar	RVP, psi
Gasoline	40-60	0.4-0.6	6-9
Jet fuel	10-20	0.1-0.2	1-3
Diesel	15-20	0.15-0.2	2-3
Kerosene	1-4	0.01-0.04	0.1-0.5

تفاوت و تنوع در فشار بخار یک فرآورده را می‌توان بواسطه تنوع در پایه خوراک پالایشگاه تولیدکننده سوخت دانست. اما پالایشگاه‌ها در واحد اختلاط خود موظف به تنظیم فشاربخار(RVP) مطابق با استانداردهای تعریف شده در این خصوص می‌باشند.این یک اصل ترمودینامیکی است که با افزایش دما، فشار بخار فرآورده‌ها افزایش می‌یابد. نمودار زیر تغییرات فشار بخار بنزین نوعی با فشاربخار (RVP) ۵۰کیلوپاسکال نسبت به دما را نشان می‌دهد:



با افزایش دما، فاز بخار بالای سطح مایع تانک به سرعت می‌تواند اشباع شود. هرقدر فضای بالای مایع بیشتر باشد بخارات بیشتری به فاز بخار مهاجرت کرده و اشباع شدگی شدیدتر است. بخار بنزین در فاز بالای سطح مایع بین شروع پر کردن تانک و پایان پرنمودن آن تغییر غلظت نشان داده و بدین طریق نوع عملیات پر نمودن تانک و دانسیته نسبی مخلوط بخار ایجاد شده تاثیر زیادی در بخار سازی بیشتر در طی عملیات و بروز مشکلات بعدی خواهد داشت.



نقاط تولید و انتشاربخار بنزین

با توجه به شیوه عملیاتی توزیع فرآورده‌های نفتی در خصوص: دریافت، ذخیره‌سازی، بارگیری، انتقال، تحویل در مجاری عرضه و ارائه بنزین به خودروها، مکان‌های تولید و انتشار بخار عبارتندازانبارهای نفت، نفتکش‌ها و جایگاه‌های عرضه سوخت که در این راستا نحوه انتشار آن به دو صورت«تبخیر عملیاتی» و «تبخیر تنفسی» صورت می‌پذیرد.

«تبخیر عملیاتی» در حین عملیات رسید، ارسال و انتقال بنزین، میان مکان‌های فوق‌الاشاره و «تبخیر تنفسی» در زمان نگهداری بنزین در مخازن ذخیره به واسطه تغییرات دمای شبانه روز رخ می‌دهد.با توجه به محدوده فعالیت توزیع از زمان دریافت بنزین تا هنگام تحویل آن به خودرو درجایگاه‌ها در سه محل و عملیات زیر، انتشار بخار بنزین اجتناب ناپذیر می‌باشد:

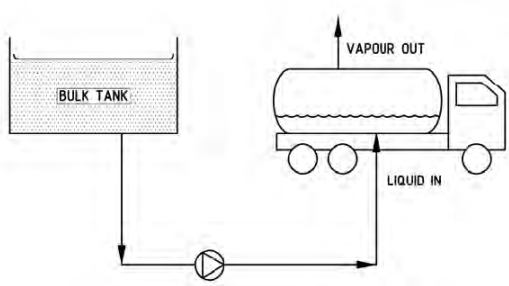
- هنگام بارگیری نفتکش و مخزندار در انبار نفت
- هنگام تخلیه نفتکش در جایگاه
- هنگام سوختگیری در باك خودروها در جایگاه

البته تاثیر حمل و نقل و انتقال (بواسطه تلاطم) نیز بعنوان عامل تشدیدکننده دو مورد اول نیز نباید ازنظر پنهان بماند. درخصوص تبخیر ناشی از انتقال و حمل و نقل فرآورده، طراحی‌های موثر و اصولی درساخت مخزندارها و تانکر نفتکش‌ها، توسعه و پیشرفت‌های زیادی داشته‌اند و به نوعی مکمل طرح‌های کهاب یا همان مراحل ۱ و ۲ بازیافت بخارات می‌باشند. دربخش‌های بعد این مراحل که خاستگاه طرح کهاب بوده و طرح کهاب به مشابهت ازآنها تدوین و اجرا گردیده است مطرح شرح داده خواهدشد.

انتشاربخارات حین بارگیری

Vapour Emission at Loading

بدلیل افزایش انرژی جنبشی سیال هنگام پمپاژ وانتقال به تانکرنفتکش و تبدیل انرژی جنبشی همراه سیال به گرما، افزایش تولید بخارات هیدروکربنی اجتناب ناپذیرخواهد بود.دراین عمل بخارات موجود ناشی از محموله قبلی درمخزن نفتکش (درصورت درزبندی مطلوب مخزن نفتکش)با بخارات جدید ناشی از تلاطم سیال درحال بارگیری هم افزائی شده وحجم بخارات خروجی از نفتکش جهت جایگزین نمودن با مایع بنزین را زیادمی نماید. شکل زیر مطالب مطروحه در فوق را بصورت شماتیك نشان می‌دهد.

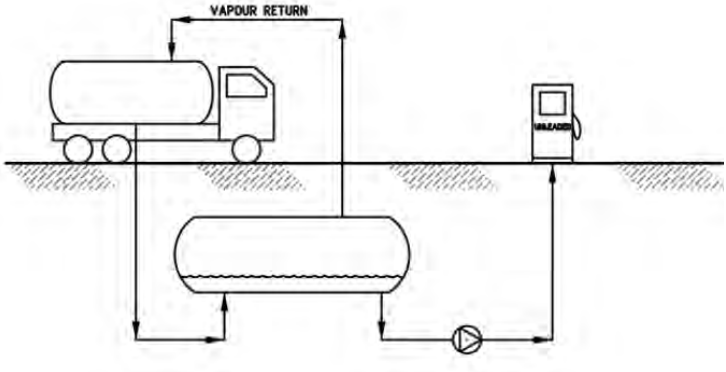


انتشاربخارات حین تخلیه

Vapour Emission at Unloading

هنگام تخلیه فرآورده ازنفتکش به مخزن جایگاه، حرکت سیال موجب ایجاد تلاطم ودرنتیجه انرژی جنبشی سیال موجب ایجاد تلاطم بیشتر در مخزن جایگاه وتبدیل انرژی شرح داده شده به گرمامی شود.

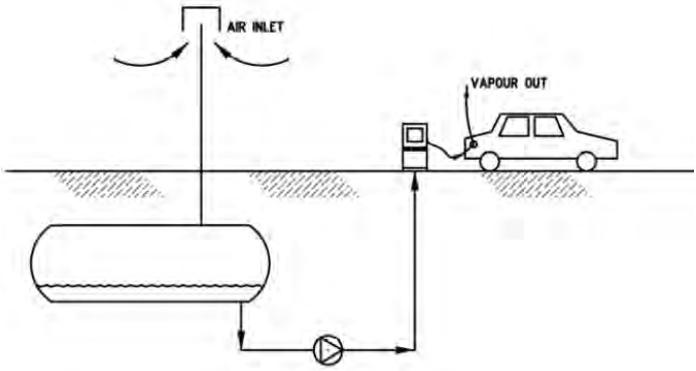
بدین ترتیب گرمای حاصله ازتبدیل انرژی جنبشی ،صرف تبدیل مقادیری از فازمایع به فاز بخار شده و تبخیر بیشتربنزین مشاهده می‌گردد.شکل زیر این مطالب را بصورت شماتیك نشان می‌دهد.



انتشاربخارات حین سوختگیری

Vapour Emission at Refueling

بدلیل تلاطم سیال دراثر پمپاژ به سمت دیسپنسرها وخروج از نازل و تبدیل انرژی جنبشی سیال به گرما درباک خودروها و در نتیجه تبخیر بنزین در باك خودروها از یك سو وهمچنین مکش هوای جایگزین سوخت تخلیه شده از مخزن و ایجاد شرایط غیر اشباع و بالابردن پتانسیل تبخیر در مخزن جایگاه، سوختگیری خودرو می‌تواند ایجاد بخاررا تشدید نماید. شکل زیر این دو اثر را بصورت شماتیك نشان می‌دهد.



تکنیک‌های جمع آوری بخارات

Vapor Recovery Technique

امروزه در اکثرنقاط جهان بخارات هیدروکربنی بالاخص بنزین را به جای ونت(Vent) نمودن به اتمسفر به طرق مختلف از جمله موارد ذیل کنترل می‌نمایند:

- هدایت بخارات به مشعل(Flare) و سوزاندن بخارات بطور کامل ومطابق استانداردهای مربوطه
- برگشت بخارات به مخزن و کنترل فشار درعملیات سیستم توزیع و حفظ بخارات هیدروکربنی تا سرحد فشارهای عملیاتی مجاز
- بازیافت بخارات به صورت مایع با روش‌های گوناگون

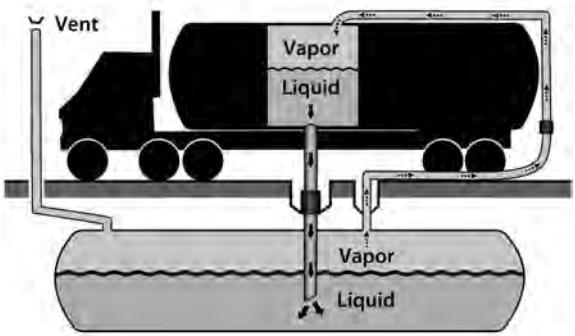
اصولی‌ترین تکنیك شامل بازیافت بخارات به صورت مایع می‌باشد که با توجه به تکنولوژی‌های مختلف، روش‌های گوناگونی ازسوی طراحان و فعالان این حوزه برای این تکنیك ارائه شده است.این تکنیك‌ها بعنوان حفظ بخارات هیدروکربنی و انتقال آنها به نقاط بازیافت و برگشت به سیکل مصرف مطرح بوده و امروزه پیشرفت‌های چشمگیری در خصوص این عملیات مشاهده می‌گردد.در ادامه انواع تکنیك‌های بازیافت بخارات هیدروکربنی را خواهیم دید.

حفظ نمودن بخارات هیدروکربنی بخش از کل فرآیند بازیافت بخارات است وبه عبارت ساده تر، فرآیندی ا ست که خوراک بخش مایع سازی و تبدیل مجدد بخارات به سوخت قابل مصرف را تامین می‌کند.به منظورکاهش، عدم انتشار و هدایت بخار بنزین حاصله در جایگاه‌های عرضه سوخت با ایجاد یک خط برگشت بخار مابین مخازن زیرزمینی جایگاه و مخزن نفتکش، از خروج بخار بنزین مخازن جایگاه‌ها در زمان تخلیه نفتکش به اتمسفر جلوگیری و با اشاره به اصل «بالانس حجمی» بخار موجود به سمت نفتکش هدایت گشته که عملاً یک مرحله تولید بخار از بین می‌رود.در کل، طراحان و سازندگان این سیستم‌ها، بازیافت بخارات بنزین را طی دو مرحله جمع آوری بخارات که به Stage I و Stage II تقسیم بندی شده است عملیاتی نموده اند.

مرحله اول جمع آوری بخارات

Vapor Recovery Stage I

سیستم جمع‌آوری بخار بنزین از مخزن جایگاه و انتقال به مخزن مخزن نفتکش جهت حمل و تحویل به انبار که تحت عنوان Stage I نامگذاری گردیده است.



در این روش سیستم تخلیه سوخت از نفتکش به مخزن جایگاه به صورت یک سیستم بسته عمل نموده و هنگام تخلیه نفتکش با اتصال دو سویه مخزن نفتکش به مخزن جایگاه توازن فشار بین آنها برقرارشده و بخارات خارج شده از

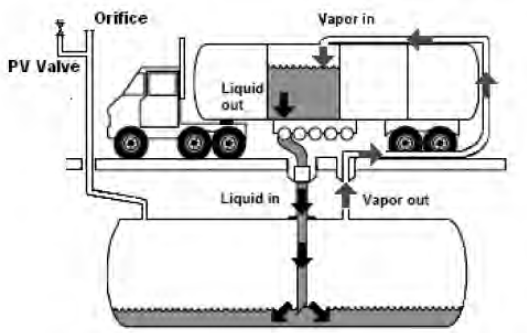
مخزن جایگاه جهت جایگزین نمودن با مایع بنزین از مسیر ویژه این تکنیک به فاز بخار مخزن نفتکش درحال تخلیه منتقل وتحویل می‌گردد. سیستم بازگشت بخار، رایج‌ترین سیستم تعادلی است که مورد استفاده قرار می‌گیرد. عملکرد این سیستم مبتنی بر میل به تعادل ترمودینامیکی است. انتقال فرآورده باعث ایجاد اندک فشار مثبتی در مخزن ذخیره و فشار منفی کوچکی در تانکر حمل سوخت می‌شود. از آنجا که بخار به صورت طبیعی برای رسیدن به حالت تعادل از فشار مثبت به سمت فشارمنفی حرکت کرده و مسیری با مقاومت کمتر را برای عبور انتخاب می‌کند، بازگشت به تانکر حمل سوخت که فشار منفی دارد بیشتر از خروج لوله‌های ونت که در فشار اتمسفر هستند اتفاق می‌افتد.

این نفتکش با برگشت به انبار نفت جهت بارگیری مجدد، به روشی مشابه بخارات محتوی مخزن خود را جهت تحویل به سیستم بازیافت بخارات به مخازن انبار تحویل می‌دهد.

اساس و اصول اجرای Stage I

این سیستم مشتمل بر درزبندی کردن مخازن ذخیره جایگاه و نصب تجهیزات جلوگیری از انتشار بخار بنزین و در انتها ایجاد قابلیت انتقال آن به نفتکش‌های تجهیز شده به ملزومات این سیستم می‌باشد. برای اجرای این سیستم به عملیات لوله‌کشی، نصب هدر بخار، نصب شیرهای Dry Coupler، P&V، شیلنگ بخار و مانومتر نیاز می‌باشد. مرحله یک بازیافت بخاردر جایگاه‌های توزیع بنزین محدود به جمع آوری ترکیبات آلی فرار (VOCs) که از تخلیه بنزین از یک نفتکش به مخازن ذخیره‌سازی جایگاه یاد شده می‌باشد. هنگامی که بنزین از یک تانکر به یک مخزن ذخیره‌سازی زیرزمینی تخلیه می‌شود، فرآورده مایع در مخزن ذخیره‌سازی زیرزمینی جایگزین بخار می‌شود. سیستم‌های VR۱ بخار بازگشتی از مخزن جایگاه توزیع سوخت را با استفاده از یک لوله متصل به نفتکش تحویل آن می‌دهد.برای به حداقل رساندن اتلاف تحویل بخار از مخزن ذخیره‌سازی زیرزمینی به نفتکش در طول زمان تخلیه نفتکش، لوله‌های دریچه با یک روزنه ۱۰ میلیمتری نصب شده است. برای جلوگیری از فشار و یا خلا خطرناک، مسیر ایمنی جهت کنترل خلاء - فشار (شیر PV)تعبیه شده است. دریچه PV باید به

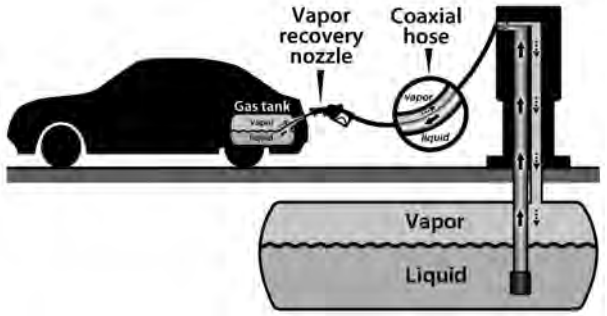
جز در شرایط تعمیراتی ویژه بسته باقی می‌ماند. شکل زیر تجهیزات منصوبه در این سیستم را نشان می‌دهد.



مرحله دوم جمع آوری بخارات

Vapor Recovery StageII

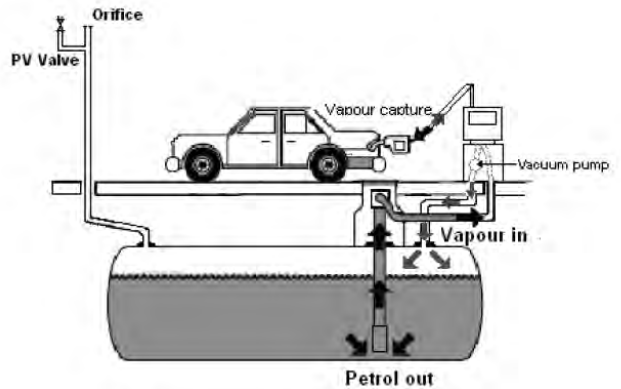
سیستم جمع آوری بخار بنزین از باك خودروها به مخزن زیرزمینی جایگاه که تحت عنوان Stage II نامگذاری گردیده است.



همانگونه که در تصویر فوق مشاهده می‌گردد، دراین روش سیستم توزیع سوخت به صورت یک سیستم بسته عمل نموده و هنگام سوختگیری خودرو نیز با اتصال دو سویه باک خودرو به مخزن جایگاه توازن فشار بین مخزن و باک

خودرو برقرارشده و بخارات خارج شده از باک خودرو جهت جایگزین نمودن با مایع بنزین از مسیر ویژه این تکنیک به فاز بخار مخزن جایگاه منتقل و تحویل می‌گردد. درصورتیکه جایگاه سوخت مجهز به سیستم بازیافت و مایع کننده بخارات بنزین باشد، بخارات حاصله به مایع تبدیل گردیده و به مخزن جایگاه برگردانده می‌شوند. درغیر اینصورت بخارات بنزین در فرآیند مشابه دیگری، جایگزین مایع بنزین در مخزن نفتکش تخلیه شونده در جایگاه شده و به انبارهای نفت منتقل گردیده و طی فرآیند مشابه نیز این بخارات به مخازن انبارهای نفت منتقل و تحویل می‌گردند. در توضیح کلی به منظور جلوگیری از انتشار بخار موجود در باک خودروها به اتمسفر (در زمان سوختگیری)، با بهره جستن از نازل‌ها، شلنگ‌ها و ادواتی خاص، بخار متصاعد شده از باک خودرو را به سمت مخازن ذخیره زیرزمینی جایگاه هدایت می‌نماید. برای اجرای این سیستم به عملیات لوله کشی، نصب پمپ مکنده، نصب نازل دو جداره و شیلنگ کواکسیال و سایر اقلام مرتبط نیاز می‌باشد.

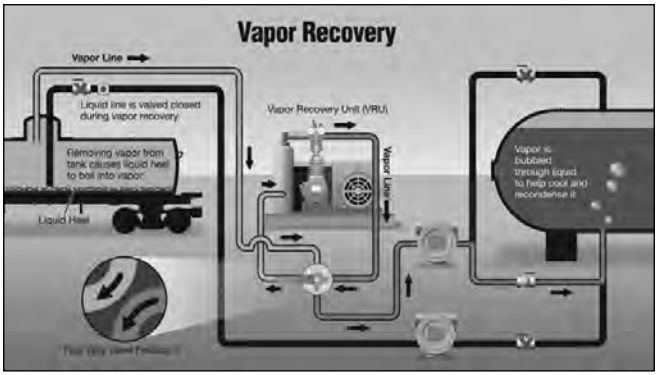
هنگامی که وسایل نقلیه در جایگاه بنزین سوخت‌گیری می‌نماید، بخار در مخازن سوخت خودرو توسط تجهیزات طراحی شده مرحله۲ بازیافت بخار یا VR۲ به مخزن ذخیره‌سازی سوخت در زیر زمین منتقل می‌شود. معمولا، شیلنگ دیسپنسر جایگاه سوخت شامل هردو مسیرسوخت و خطوط برگشت بخاربوده و بخار از طریق خط بازگشت بخار توسط پمپ خلاء مکش می‌شود. شکل زیر تجهیزات منصوبه در این سیستم را نشان می‌دهد.



بطور خلاصه می‌توان گفت دراین اقدام بخارات ناشی از سوختگیری خودروها جمع‌آوری شده و می‌تواند با استفاده از سیستم بازیافت مستقر در جایگاه کندانس مجدد گردیده و به مخزن بازگردانده شود و یا در بالای مخزن جایگاه جمع آوری گردیده و توسط نفت‌کش به انبار برگردانده شود.

واحدهای بازیافت بخارات درانبارنفت

Vapor Recovery Unit in Oil Depot



همانگونه که قبلا مطرح گردید، درخصوص کاهش تبخیر بنزین در اثر تبخیر تنفسی با استفاده از مخازن سقف شناور جهت نگهداری بنزین در انبارهای نفت و آب‌بند نمودن آنها عملاً حجم مؤثر تماس بین مایع و بخار به حداقل ممکن رسیده وبا کاهش پتانسیل اشباع شوندگی فاز بخار، تلفات اشاره شده به شدت کاهش می‌یابد(کمتر از ۱٪) .

جهت جلوگیری از انتشار و هدایت بخار بنزین در اثر تبخیر عملیاتی با توجه به آن‌که در زمان بارگیری نفتکش‌ها، به ازای حجم مایع وارد شده به تانکر، همان حجم بخار به اتمسفر رانده می‌شود (بالانس حجمی)، لذا در این راستا، طی طراحی انجام شده در ساختار بازوهای بارگیری (TL) از ورود بخار بنزین به اتمسفر جلوگیری گردیده و به سمت واحد بازیافت (VRU) هدایت می‌گردد.

دیدیم پس از جمع‌آوری بخارات منتشره از باک خودروها و مخازن زیرزمینی

جایگاه و هدایت آن به سمت نفتکش، نفتکش جهت سوختگیری مجدد به انبار نفت مراجعه نموده که با بهره‌جوئی از طرح تکمیلی بازوهای بارگیری، بخار بنزین جهت استحصال به واحد بازیافت بخار(VRU) جهت استحصال مایع بنزین از بخار منتقل خواهد شد. در راستای تجهیز نفتکش‌ها به سیستم جمع آوری بخار بنزین در سطح جایگاه‌ها و برگشت آن‌ها به انبارهای نفت جهت تبدیل به مایع بنزین، به ادواتی از قبیل : شیر بخار، سوپاپ بخار، سیستم پنوماتیك (pneumatic) و لوله کشی مربوطه و تغییر در منهول (manhole) نفتکش‌ها نیاز می‌باشد.

بطور کلی واحد VRU با بهره جستن از شیوه‌های مختلفی مانند: «شیوه تبریدی»، «شیوه غشایی» و «شیوه کربن فعال» از هر «یک متر مکعب بخار اشباع» مقادیری بنزین را استحصال خواهد نمود.

پیش نیازاصلی سیستم بازیافت بخارات بنزین،استفاده از بازوهای هماهنگ با VRU موسوم به ATL (Advance Top Loading) می‌باشد.

روش‌های مایع سازی بخارات بازیافتی

Vapor Liquification Methods

بازیافت بخار بنزین (Vapor Recovery Unit) در انبارهای نفت بواسطه ممانعت از آلودگی‌های زیست‌محیطی و کاهش خطرات ناشی از جمع شدن بخارات در تجهیزات بعنوان یکی از برنامه‌های همگام‌سازی فرآیند دریافت و نگهداشت و توزیع با استانداردهای زیست‌محیطی است. در این خصوص هزینه‌هائی را برای شرکت‌های اقدام‌کننده بعنوان هزینه‌های انرژی لازم برای بازیافت شامل می‌شود که درصدی از این هزینه‌ها توسط بازیافت بخارات تامین می‌گردد. مایع‌سازی و بازیافت بخارات درانبارهای فرآورده‌های نفتی به یکی از روش‌های تبریدی، غشائی و کربن اکتیو قابل اجرا می‌باشد که مطالعات اقلیمی و نوع انرژی مصرفی و میزان بخارات قابل استحصال جهت مایع سازی در انتخاب این روش‌ها تاثیر بسیار تعیین کننده‌ای دارند.

روش تبریدی

Refrigeration Method

تصویر زیر مربوط به یك واحد بازیافت بخارات به روش تبریدی است.

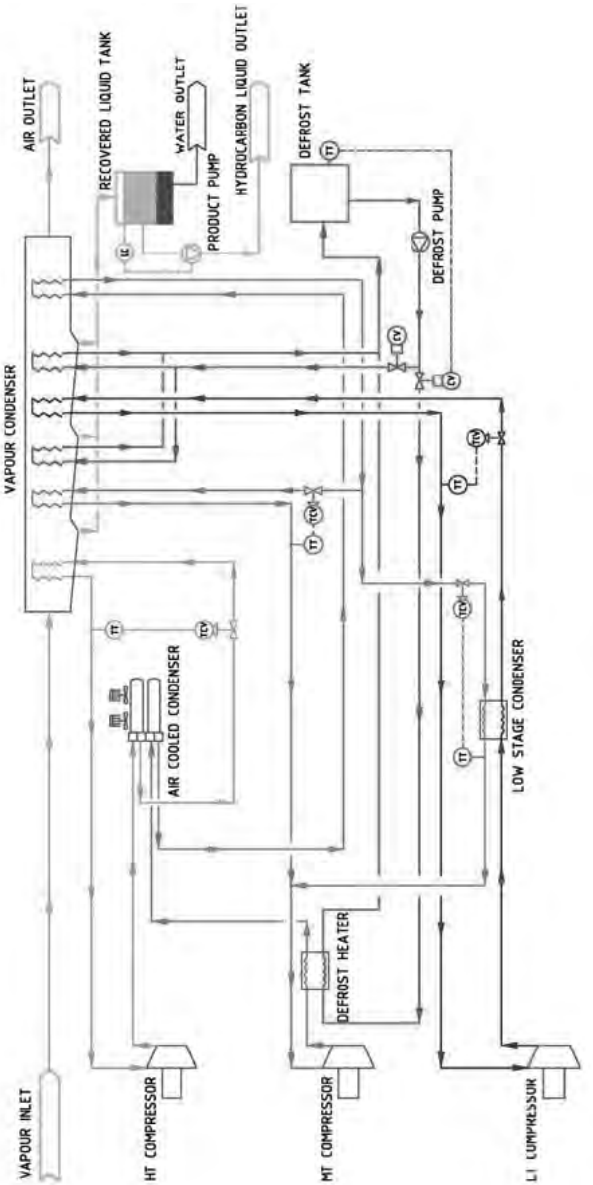
این روش، فرآیند سردسازی بخارات نیز نامیده می‌شود. بدین منظور مخلوط بخارات و هیدروکربن‌ها در چندین مرحله سرد سازی میشود.ابتدا از دمای محیط به حدود ۳ درجه سانتی گراد سرد میشود. درمرحله اول اکثر بخارات هیدروکربنی سنگین و مایعات آب کندانس شده و بازیافت می‌شود.

این مرحله بسته به شرایط محیط بین ۲۰ تا ۶۰ درصد هیدروکربن‌ها رابازیافت می‌نماید.در محله دوم بخارات تا ۳۰- درجه سانتیگراد سرد شده و درخروجی مرحله دوم بین ۹۸ تا ۹۹ درصد بخارات اولیه کندانس شده و بازیافت شده‌اند.

سومین مرحله این سیستم بخارات را تا ۷۵- الی ۸۰- درجه سانتیگراد سرد نموده و درخروجی این مرحله حدود ۹۹ درصد بخارات اولیه از فاز گاز کندانس شده و بازیافت شده‌اند.

اکثر آب همراه بخارات در مرحله اول کندانس میشوند.اما با توجه به ماندن مقداری از بخارات در فاز گاز در حال سرد سازی، مقادیری یخ زدگی بوجود خواهد آمد که نیاز به فرآیند یخ زدائی دارد. این فرآیند حدود ۳ ساعت از عملکرد ۲۴ ساعته دستگاه را به خود اختصاص داده و مابقی زمان یعنی ۲۱ ساعت از

شبانه روز را می‌توان به فرآیند بازیافت و مایع سازی بخارات تخصیص داد. شکل ذیل نمودار فرآیندی این واحد را نشان می‌دهند.



در هر مرحله بخارات مایع سردسازی(Refrigerant) که معمولا هیدروفلوروکربن(Hydrofluorocarbon) میباشد، طی یک فرآیند فشرده سازی و مایع سازی، موجب ایجاد مایع سردساز جهت خنک سازی بخارات بنزین در کندانسور هیروکربن‌ها می‌گردد.

کندانسورهای مایع سردساز می‌توانند هواخنک یا آب خنک باشند و در هر صورت انرژی مصرفی این سیستم نباید بیش از ۰٫۱۵ کیلووات بر هر مترمکعب بخار ورودی به سیستم سرد سازی باشد.

روش غشایی

Membrane Method

فرآیند روش غشائی مبتنی بر جداسازی توسط سیستم غشاء می‌باشد.اولین واحد بزرگ جداسازی بخارات مواد آلی از هوا با استفاده از فرایندهای غشایی در سال ۱۹۸۰ توسط شرکت Membrane Technology and Research) MTR) تجاری سازی شد. با توسعه و بهبود مستمر غشاهای پلیمری کارآمد و اطمینان از پایداری حرارتی، شیمیایی و مکانیکی لازم برای استفاده‌های صنعتی ، کاربرد این تکنولوژی با اطمینان از عملکرد ایمن وصحیح آن گسترش روزافزونی یافته است. یک نقطه عطف در این مسیرپیشرفت، اجرای موفقیت آمیز فرآیند permeation Gas برای جداسازی انتخابی بخارات از هوای همراه، به‌خصوص جهت بخارات

ایجادشده در طول توزیع و نگهداری هیدروکربن بسیار فرار و سوخت‌های مایع می‌باشد. تصویر زیر ستون‌های غشائی که بصورت موازی با یگدیگر مرتب شده اند را نشان می‌دهد.

درخصوص بازیافت بخارات بنزین، در تکنولوژی غشاء با عبور مخلوط هوا و بخارات بنزین از غشاء، دراثر جذب انتخابی، هیدروکربن‌ها جذب غشاء شده و هوا از آن عبور داده می‌شود. هوای عبوری با محتوای کمتر از یک درصد هیدروکربن به اتمسفر ونت می‌گردد. علاوه بر کاهش گازهای گلخانه‌ای، ارزش اقتصادی و سود آوری ناشی از این روش سبب گردیده است اکثر سیستم‌های توزیع سوخت به این سمت گرایش یابند.

سیستم بازیافت مبتنی برتکنولوژی غشاء (Membrane)که به سیستم غشاء نیز موسوم است، سیستمی مرکب از دو سیستم فشرده‌سازی (Compression) جهت ایجاد شرایط مایع سازی و جذب (Absorption) جهت ایجاد شرایط جدا سازی بوده وبواسطه امکان مایع سازی بخارات هیدروکربنی موجود در عملیات نقل و انتقال فرآورده‌های نفتی در انبارهای نفت قابلیت استفاده دارد.

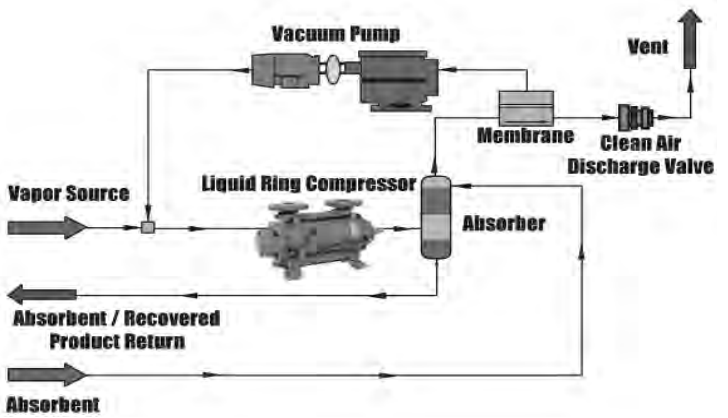
موارد اساسی مورد نیاز این واحد عبارت از نیروی الکتریکی جهت موتورکمپرسور و هوای ابزار دقیق جهت کنترل سیستم می‌باشد. ابتدا جریان خوراک یا همان

مخلوط هوا وبخاربنزین دریک کمپرسورنوع رینگ مایع(Liquid Ring)فشرده می‌شود.سپس خروجی کمپرسور به یک جاذب(Absorber)فرستاده می‌شود که در آن گاز با حرکت به سمت بالا و مایع با حرکت به سمت پائین جریان دارند.

با این تماس فازی، طی عملیات انتقال جرم بین گاز و مایع ریزان، هیدروکربن از فاز بخار به فاز مایع جذب میشود.جریان هیدروکربن مایع ازپائین ستون خارج وبه مخازن ذخیره برگشت داده می‌شود. گاز خروجی نیز ازبالای جاذب به سمت غشاء ارسال می‌شود که طی عبور ازآن به دو جریان گازفاقد هیدروکربن و جریان غنی شده ازهیدروکربن تفکیک می‌شود.

گاز باقی مانده معمولا باکمترازه۱گرم از مواد هیدروکربنی برمترمکعب(نرمال)، به اتمسفر ونت می‌گردد.

جریان گاز غنی از هیدروکربن نیزدرفشارپائین ازطریق یک پمپ خلاء به سمت ورودی کمپرسورمکش می‌گردد.شکل زیرنمای ساده‌ای ازاین فرآیندرانشان می‌دهد.



غشاءها براساس خاصیت قابلیت حل‌شوندگی مواد (Solubility) موجب جداسازی مخلوط گازی می‌شوند. مولکول‌های هیدروکربنی بزرگ با قابلیت انحلال بالا (مانند ترکیبات ۵و۶ کربنه و...) سریعتر از مولکول‌های کوچک با قابلیت انحلال کمتر(شبیه متان و هیدروژن و نیتروژن و...) درغشاء جذب می‌گردند.

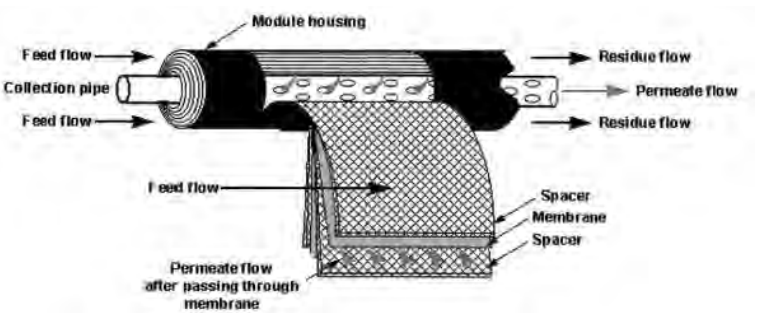
درمقایسه با این غشاءها، غشاءهای دیگری نیزطراحی شده اند که جداسازی

مواد رابراساس سایز مولکول انجام می‌دهند. مولکول‌های کوچک با انتخابگری (Selectivity) بالاتر و سریعتری نسبت به مولکول‌های کوچک جذب می‌شوند.

این غشاءها به صورت صفحات تخت ساخته شده و سپس رول می‌گردند و تحت نام ماجول اسپیرال (Spiral Wound Mudule) تولید و بکار برده می‌شوند. تصویر زیرنیز یك ماجول آماده نصب را نشان می‌دهد.

اساس تفکیک در این ماجول به اینگونه است که مخلوط گازی به ماجول وارد شده و بین صفحات آن جریان می‌یابد. فاصله اندازهای کرکره‌ای (Spacer) که درسمت ورودی خوراک و درسمت جاذب غشاء تعبیه گردیده‌اند موجب ایجاد کانال‌ها یا مجرای جریان شده‌اند.

بخار هیدروکربنی پس از عبور از غشاء توسط لوله‌های جمع‌آوری‌کننده به یک مخزن بازیافت وارد شده و گازهای سبک مانند هیدروژن و نیتروژن و متان به عنوان باقیمانده عملیات جداسازی با غشاء برگشت شده و ونت می‌شود. در شکل زیر اجزاء ساختاری یک ماجول غشاء نشان داده شده است.



روش کربن فعال

Carbon bed Adsorption Method

تصویر فوق نمای یك واحد بازیافت بخارات هیدروکربنی به روش استفاده از ذغال فعال یا کربن اکتیو را نشان می‌دهد. اصطلاح زغال فعال شده نشان‌دهنده یک سری از مواد جذب کننده سطحی ، با جنسی زغالی و شکل کریستالی می‌باشد که در ساختار داخلی آن روزنه‌های زیادی وجود دارد. اصول و فنون گوناگونی در ساخت و تولید زغال‌های فعال شده وجود دارد که به ۳ اصل بستگی دارند:

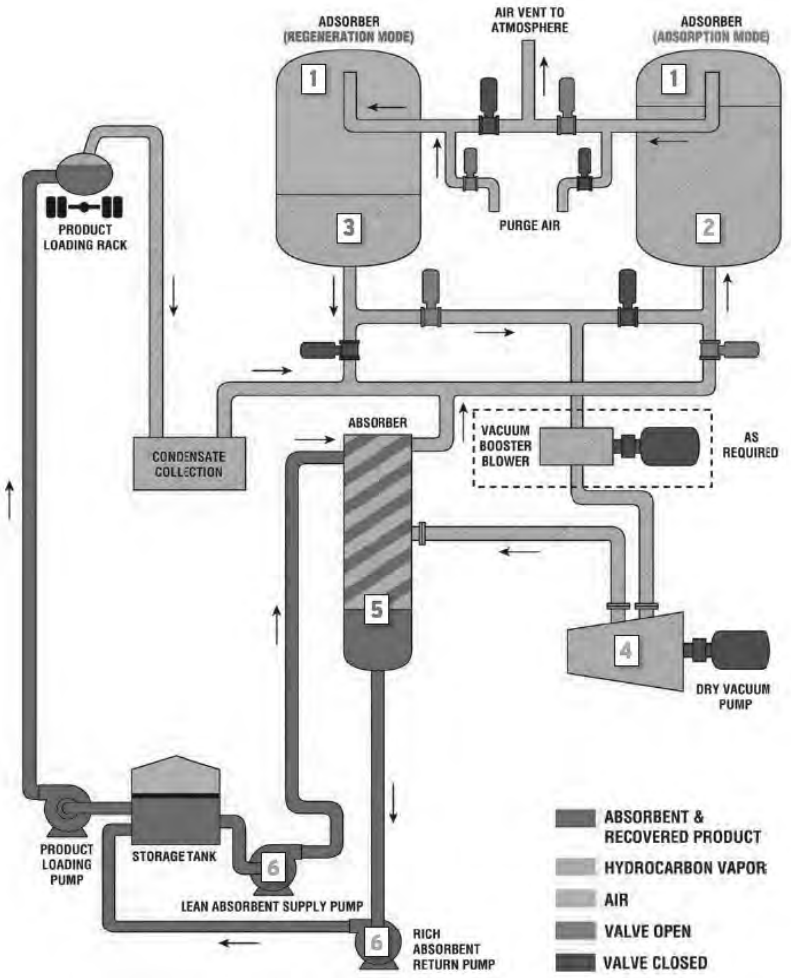
- نوع ماده اولیه برای تولید زغال فعال شده
- مشخصات فیزیکی مورد نظر برای زغال فعال شده
- مشخصات جذبی برای کاربردهای مختلف

درهرصورت، زغال فعال شده مواد هیدروکربنی را از محیط اطراف خود جذب می‌کند ونیروی جاذبه ای باعث تشکیل یک پیوند بین مواد آلی و کربن و چسبیدن آنها به هم می‌شود.

جذب با تکنولوژی کربن اکتیو با دو روش پمپ خلا خشک و پمپ رینگ مایع صورت می‌پذیرد که باتوجه به فرآیند احیای کربن اکتیو این نامگذاری صورت پذیرفته است.

در روش پمپ خلا خشک (Dry Vacuum Pump) عملیات احیاء توسط کاهش

فشار از روی بسترکربن اکتیو توسط یك پمپ خلاء خشك صورت می‌پذیرد. شکل زیر نمودار فرآیندی این روش را نشان می‌دهد.



همانگونه که از شکل فوق استنتاج می‌گردد، سیستم VRU با تکنولوژی کربن اکتیو به دو مخزن حاوی جاذب مجهز شده است که این مخازن با کربن

فعال شده(Activated carbon)بارگیری شده‌اند.هنگام سرویس‌دهی سیستم، یکی از جاذب‌ها درمدار بوده و درحال دریافت و جذب بخارات هیدروکربنی گازهای مکش شده به سیستم است واین جاذب را دراین حالت، در مد جذب (Absorption Mode)نامگذاری می‌نمایند. مخزن حاوی ماده جاذب دیگر را که در حال احیاء و آماده سازی برای جذب است را مخزن درمد احیاء (Regeneration Mode) می‌نامند.

شیرهای سوئیچینگ تعبیه شده درسیستم به طور اتوماتیک و نوبتی موجب تغییر مد مخازن(جانشینی آنها بایکدیگر) شده تاهمواره سیستم آمادگی دریافت بخارات ایجاد شده راجهت بازیافت آنها داشته باشد.

زمانی که عملیات بارگیری بستر(Loading)و جذب در بستر پایان می‌پذیرد و اشباع‌شدگی مخزن پدید آمده و سیستم بطور اتوماتیک مخزن جاذب آماده را وارد سرویس می‌نماید و مخزن اشباع شده را به مد احیاء تغییر وضعیت می‌دهد.

درطول جذب، جریان مخلوط هیدروکربن‌ها و هوا درمسیر بستر جذب از پائین به بالا حرکت مینماید.کربن فعال موجود دربستر جاذب بخار هیدروکربن را جذب نموده واجازه می‌دهد هوای تمیز مسیر حرکت به سمت بالا را ادامه داده وبه اتمسفر ونت شود.دراین حالت هیدروکربن همراه هوای ونت شده در کمترین مقدار ممکن است.

درطول احیاء بخار هیدروکربن جذب شده درمخزن جذب قبلی از بستر کربن فعال برداشته می‌شود. دفع مواد هیدروکربنی از بستر جاذب در حال احیاء براساس اصول دفع مواد که با کاهش فشار روی بستر و دفع نمودن مواد از روی بستر همراه است صورت می‌پذیرد. طی یک سیکل جذب و دفع، با اعمال فشار و افزایش آن در مخزن حاوی جاذب در حال جذب، جذب را سریعتر و بیشتر نموده و در زمان احیاء نیز با برداشتن فشار و کاهش آن از روی بسترکه تحت عنوان پرج نمودن بستر(Purge) نامگذاری میشود،طبق قانون دفع مواد از بسترهای جاذب،دفع صورت می‌پذیرد. در پایان سیکل احیاء مخزن جاذب فشارگیری مجدد شده و سپس به صورت آماده بکار جهت ورود به مرحله جذب مجدد می‌شود.

در این روش یک پمپ خلا خشک (Dry Vaccum Pump) به‌عنوان منبع

ایجاد خلاء برای عملیات احیاء سرویس دهی می‌نماید. این پمپ سبب خروج هیدروکربن‌های تجمیع شده دربسترکربن بواسطه کاهش فشار می‌باشد. زیرا عملیات دفع در فشار پائین و شرایط خلاء صورت می‌پذیرد و پس از برداشت هیدروکربن‌ها از بستر کربن وجود این پمپ موجب انتقال هیدروکربن‌ها به سیستم بازیافت می‌شود. همانگونه که مشاهده می‌گردد سیستم بازیافت دارای یک برج جذب عمودی است.

در مخزن جاذب (Absorber) بخارات هیدروکربنی ناشی از مکش پمپ خلاء در روی پکینگ‌ها و به سمت بالا جریان می‌یابد و این درحالی است که هیدروکربن‌های مایع با پاشش روی پکینگ‌ها درتقابل و برخورد با بخارات واقع می‌شوند.

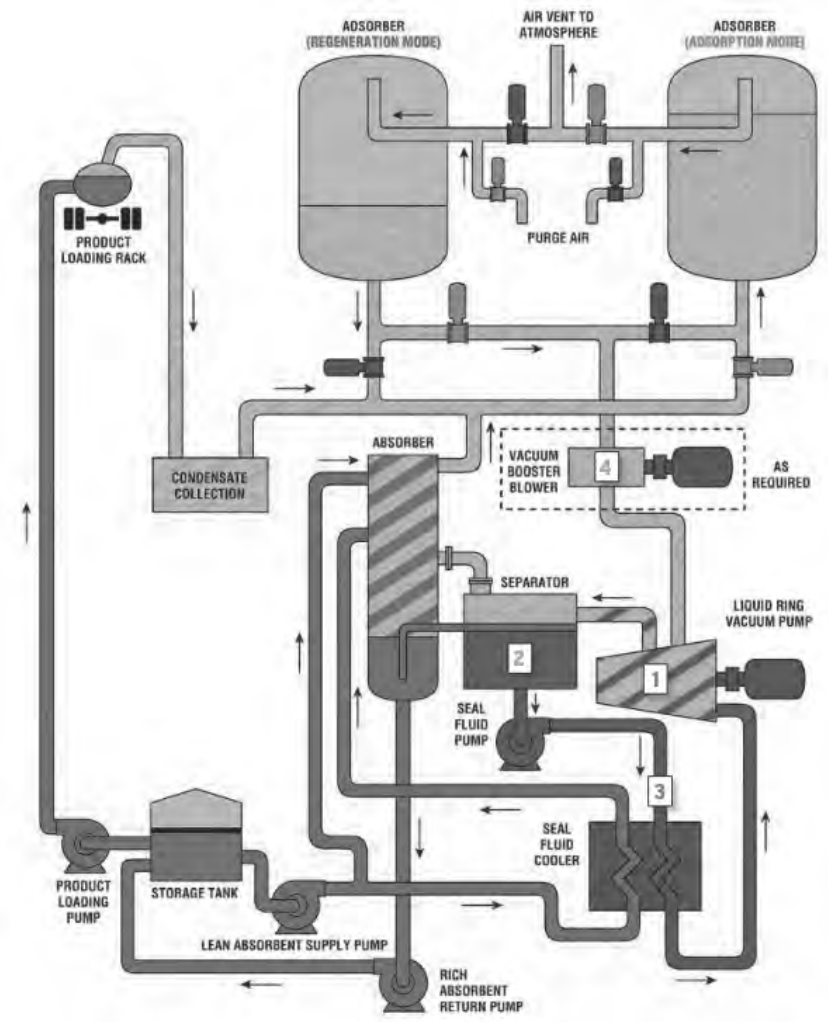
در انبارهای نفت، سیکل کلی بدین صورت است که بخارات هیدروکربنی جمع‌آوری شده از نقاط بارگیری از طریق هدر برگشت بخار به واحد بازیافت منتقل می‌شود.بخارات مایع شده و هیدروکربن بازیافت شده درون(Absorber) به تانک نگهداری مواد مایع شده برگردانده می‌شود.

مقداری از جریان هوا وبخارات باقی مانده ازبالای جاذب خارج شده و به جریان ورودی به بستر کربن برای جذب مجدد برگشت(Recycle) می‌شود.

پمپ‌های تامین جاذب غنی وضعیف (Lean&Rich Absorbent) سیرکولاسیون یا گردش مورد نیاز را تامین می‌نمایند.

برنامه کنترل (Programmable Logic Controller) plc با تشخیص حالت اشباع در جریان خروجی بستر فعال، بستر آماده بعدی را وارد سرویس نموده و بستراشباع شده را به سیکل احیاء وارد مینماید.مرحله احیاء بستر شامل تحویل بنزین مایع به مسیر برگشت کندانس یا مایعات حاصله می‌باشد.

در روش پمپ رینگ مایع(Liquid Ring Pump) که تحت عنوان فرآیندجذب روی بستر کربن اکتیو (Carbon Absorption Process) با رینگ پمپ مایع نیزازآن نام برده می‌شود، با استفاده از عریان‌سازی بخارات توسط فاز مایع در تماس با آن، جداسازی و بازیافت بخارات صورت می‌پذیرد.



همانگونه که در شکل فوق دیده می‌شود پمپ رینگ مایع باعریان نمودن جریان غنی از بخار هیدروکربن، جریان مذکور را به یک جداکننده سه فازی تخلیه می‌نماید.دراین نوع سیستم‌ها سیال درزبندی(Sealing) مخلوط ویژه‌ای با پایه اتیلن گلیکول می‌باشد.

جداکننده سه فازی امکان جداسازی کافی و مناسب سیال درزبندی پمپ خلاء و کندانس‌های هیدروکربنی و بخارات هیدروکربنی غیرقابل کندانس را فراهم می‌نماید. بخارات هیدروکربنی غیرقابل کندانس ازمخزن جداکننده سه فازی تخلیه و به سوی برج جداسازی پکینگ دار ارسال می‌شودو مانند بحث ارائه شده درروش قبلی جداسازی صورت می‌پذیرد.

سیال درزبندی از جداکننده به کولر مربوطه (Seal Fluid Cooler) پمپ شده و در کولر یاد شده گرمای حاصل از فشردگی سیال برداشته می‌شود.

تقویت‌کننده خلاء (Vaccum Booster Blower) جهت ایجاد خلاء بیشتر ودر راستای احیای سریع‌تر و مناسب‌تر بستر کربن طراحی و اجراء شده است.

منابع و مراجع

- استانداردهای ارائه شده در ابتدا و انتهای هر فصل
- مجموعه مقررات و روش‌های عملیاتی – مدیریت عملیات شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ۱۳۸۳
- انتقال مایعات و طراحی خطوط لوله مایع، احمد روحانی، موسسه بنیاد رضوی، تهران ۱۳۷۳
- وب سایت‌های رسمی و مرتبط با موضوع

- Fundamentals of Vapor. Recovery. "Waste Gas" IS LOST PRODUCT. And LOST REVENUE. Presented by: Larry S. Richards. Hy-Bon Engineering Co.
- Guidelines for Industry Emergency Response Plans. … by industry such as chemical، mining، metallurgical، oil and gas، petroleum، food and forest products.
- API Standard، 1995، Manual of Petroleum Measurement Standard، Chapter 2، Tank
- API Standard، 1999، Manual of Petroleum Measurement Standard، Chapter 17، Marine Measurement، American Petroleum Institute.
- API Standard، 2002، Manual of Petroleum Measurement Standard، Chapter 5، Metering،American Petroleum Institute.
- API Standard، 2001، Manual of Petroleum Measurement Standard، Chapter 12،Calculation of
- Petroleum Quantities، section8، Liquefied petroleum Gas Measurement، American PetroleumInstitute.
- 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 theDevelopment Construction Calculation and Preparation of the ASTM-IP Petroleum MeasurementTables (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 oilCargo 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

یادداشت

یادداشت