

صلى الله عليه وسلم



دانشکده : مکانیک

گروه : حرارت و سیالات

عنوان پایان نامه ارشد

بررسی اثر تابش خورشیدی بر روی میزان تبخیر نفت خام درون مخازن ذخیره سازی

دانشجو : امین نباتی

اساتید راهنما :

دکتر محمود فرزانه گرد

دکتر شهرام هاشمی مرغزار

استاد مشاور

دکتر حسین نیکوفرد

پایان نامه ارشد جهت اخذ درجه کارشناسی ارشد

دی ۱۳۸۸

دانشگاه صنعتی شاهرود

دانشکده : مکانیک

گروه : حرارت و سیالات

پایان نامه کارشناسی ارشد آقای امین نباتی

تحت عنوان:

بررسی اثر تابش خورشیدی بر روی میزان تبخیر نفت خام درون مخازن ذخیره سازی

در تاریخ توسط کمیته تخصصی زیر جهت اخذ مدرک کارشناسی ارشد
(رساله دکتری) مورد ارزیابی و با درجه مورد پذیرش قرار گرفت.

امضاء	اساتید مشاور	امضاء	اساتید راهنما
	نام و نام خانوادگی :		نام و نام خانوادگی :
	نام و نام خانوادگی :		نام و نام خانوادگی :

امضاء	نماینده تحصیلات تکمیلی	امضاء	اساتید داور
	نام و نام خانوادگی :		نام و نام خانوادگی :
			نام و نام خانوادگی :
			نام و نام خانوادگی :
			نام و نام خانوادگی :

تقدیم به روح خواهرم

روحش شاد و یادش گرامی باد

تشکر و قدردانی

با سپاس از خدای بزرگ که در تمام مراحل زندگی همواره یار و یاورم بوده و هست، و این بار نیز به لطف او موفق به انجام این امر شدم. همچنین شاکر زحمات پدر و مادر گرامی ام می باشم که با حمایت های بی دریغ خود در تمام مراحل انجام این پروژه مایه دلگرمی من بودند.

از زحمات استاد ارجمند و گرامی، جناب آقای دکتر فرزانه، که در تدوین این اثر، مرا یاری نمودند، تشکر می نمایم.

همچنین از اساتید ارجمند و بزرگوار آقایان دکتر نیازمند، دکتر نیکوفرد، دکتر هاشمی و دوستان عزیزم آقایان مهندس سعادت، مهندس راسخ و پرسنل شرکت پایانه نفتی خارک، کمال تشکر را دارم.

امین نباتی

دی ۱۳۸۸

دانشجو تأیید می نماید که مطالب مندرج در این پایان نامه نتیجه تحقیقات خودش می باشد و در صورت استفاده از نتایج دیگران مرجع آن را ذکر نموده است.

کلیه حقوق مادی مترتب از نتایج مطالعات، آزمایشات و نوآوری ناشی از تحقیق موضوع این پایان نامه متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد .

امین نباتی

دی ۱۳۸۸

چکیده

نگهداری و ذخیره مواد نفتی در مخازن همواره دارای مشکلاتی است، از جمله این مشکلات می توان به تبخیر مواد نفتی از مخازن ذخیره سازی اشاره نمود. تبخیر از مخازن علاوه بر ایجاد آلودگی های زیست محیطی، موجب بروز ضررهای اقتصادی نیز می شود که این ضررها می تواند به علت از دست دادن بخشی از فرآورده ذخیره شده باشد و یا به لحاظ تغییر کیفیت فرآورده به خاطر تبخیر برخی از هیدروکربن های سبکتر باشد. بنابراین بررسی میزان اتلافات تبخیری و ارائه راهکار هایی برای کاهش این تلفات یک امر مهم و ضروری به نظر می رسد.

از عوامل اصلی تبخیر از مخازن، افزایش دمای نفت خام درون مخزن در طی روز می باشد و با توجه به اینکه تابش خورشیدی یک پارامتر مهم در افزایش دمای نفت خام می باشد لذا کاهش اثر تابش خورشیدی بر مخازن با انتخاب رنگ مناسب برای جداره و سقف می تواند مانع افزایش بیشتر دمای نفت خام و در نتیجه تبخیر بیشتر آن شود. در این پروژه ضمن محاسبه اتلافات تبخیری ماهیانه و سالانه از مخازن موجود در جزیره خارک، به بررسی اثر رنگ جداره بیرونی مخازن بر نرخ تلفات تبخیری پرداخته شده است. برای محاسبه میزان اتلافات تبخیری از روش ای پی آی که روشی کاملاً مستند و معتبر است استفاده نموده ایم. در این روش اثر پارامترهایی همچون جنس ماده ذخیره شده در مخزن، نوع مخزن، شرایط جوی و موقعیت جغرافیایی منطقه لحاظ شده است. مخازن موجود در این جزیره از نوع سقف شناور خارجی بوده که هر مخزن قابلیت ذخیره یک میلیون بشکه نفت خام را دارد. نتایج نشان می دهد که از مخازن موجود در جزیره خارک سالانه بیش از ۷ هزار بشکه نفت خام تبخیر شده و وارد هوای محیط می شود. همچنین با توجه به نتایج انتخاب رنگی با ضریب جذب کم یک راهکار کاملاً مناسب و عملی می باشد که می تواند موجب کاهش تلفات تبخیری گردد به طوری که اختلاف ایجاد شده در تلفات سالانه از مخازن جزیره خارک، بین دو رنگ سفید با ضریب جذب ۰/۱۶ و رنگ سیاه با ضریب جذب ۰/۹۸ بیش از ۳ هزار بشکه در سال خواهد بود. این بررسی با توجه به شرایط جوی خارک در سال ۸۶ انجام شده است.

کلمات کلیدی: مخازن ذخیره سازی، نفت خام، تلفات تبخیری، رنگ جداره، تابش خورشیدی، روش

API

لیست مقالات مستخرج شده از پایان نامه

۱ - محاسبه میزان اتلافات تبخیری از مخازن ذخیره سازی نفت خام در جزیره خارک - کنفرانس دانشجویی مهندسی مکانیک - مشهد - دانشگاه آزاد اسلامی - آبان ماه ۱۳۸۸ .

۲- محاسبه چگالی یک سیستم هیدروکربنی دو فازی با استفاده از معادلات حالت مختلف- کنفرانس دانشجویی مهندسی مکانیک - مشهد - دانشگاه آزاد اسلامی - آبان ماه ۱۳۸۸ .

3 - Effect of seals on evaporation loss from the Khark Island crude oil storage tanks - The 6th International Chemical Engineering Congress and Exhibition (IChEC 2009) – Kish Island – 16-20 Nov 2009.

4- Studying effects of pipe line flow rate on metering systems in Kharg Island oil terminal- The 6th International Chemical Engineering Congress and Exhibition (IChEC 2009) – Kish Island – 16-20 Nov 2009.

فهرست مطالب

۱	فصل اول: مقدمه
۲	۱-۱- مقدمه
۵	۲-۱- مروری بر کار های انجام شده
۷	۳-۱- هدف
۸	۴-۱- مروری بر مطالب فصول بعد
۱۰	فصل دوم: شرایط جغرافیایی و آب و هوایی جزیره خارک
۱۱	۱-۲- مقدمه
۱۲	۲-۲- شرایط اقلیمی جزیره خارک
۱۹	۳-۲- برآورد تابش خورشیدی
۲۲	۱-۳-۲- بررسی مدلها
۲۹	۲-۳-۲- محاسبه تابش خورشیدی برای جزیره خارک
۳۱	۳-۳-۲- نتایج محاسبه تابش خورشیدی ساعتی در هر ماه
۳۵	فصل سوم: مخازن ذخیره سازی نفت خام
۳۶	۱-۳- مقدمه
۳۷	۱-۱-۳- مخازن سقف شناور خارجی
۳۹	۲-۱-۳- انواع آب بند محیطی سقف شناور
۴۲	۳-۱-۳- آب بندهای ثانویه در سقف های شناور خارجی
۴۳	۴-۱-۳- انواع اتصالات عرشه سقف های شناور
۴۹	۲-۳- روابط استاندارد ای پی آی برای محاسبه اتلافات تبخیری
۵۰	۱-۲-۳- اتلافات آب بندها
۵۲	۲-۲-۳- اتلافات از اتصالات عرشه

۵۶	۳-۲-۳ - اتلافات در هنگام تخلیه
۵۸	۳-۳ - مخزن مورد بررسی
۶۰	فصل چهارم: روش های محاسبه دمای نفت خام و اتلافات تبخیری
۶۱	۱-۴ - مقدمه
۶۵	۲-۴ - روش اول: حل تحلیلی معادله بقاء انرژی
۷۲	۳-۴ - روش دوم: حل عددی نرم افزار
۷۸	۴-۴ - روش سوم: رابطه تجربی ای پی آی
۷۹	فصل پنجم: نتایج
۸۰	۱-۵ - مقدمه
۸۲	۲-۵ - نتایج
۹۰	۳-۵ - بررسی اثر پارامتر های مختلف بر میزان تبخیر از مخازن
۹۰	۱-۳-۵ - بررسی اثر آب بند بر اتلافات تبخیری از مخزن
۹۴	۲-۳-۵ - بررسی اثر سرعت باد بر اتلافات تبخیری از مخزن
۹۵	۳-۳-۵ - بررسی اثر نوع نفت خام بر اتلافات تبخیری از مخزن
۹۷	۴-۳-۵ - بررسی اثر رنگ جداره بر اتلافات تبخیری از مخزن
۱۱۰	۴-۵ - بحث و نتیجه گیری
۱۱۲	ضمیمه الف (روش های آماری)
۱۱۳	ضمیمه ب (جداول تابش خورشیدی)
۱۱۶	ضمیمه ج (انتقال حرارت جابجایی)
۱۲۵	ضمیمه د (اثر حجم مخزن بر دمای نفت)
۱۲۶	منابع

فهرست شکل ها

- شکل ۱-۱ - نمایی از مخازن نفت ۴
- شکل ۱-۲ - نقشه هوایی از جزیره خارک ۱۲
- شکل ۲-۲ - متوسط دمای محیط در فصل بهار ۱۳
- شکل ۳-۲ - متوسط دمای محیط در فصل تابستان ۱۴
- شکل ۴-۲ - متوسط دمای محیط در فصل پاییز ۱۴
- شکل ۵-۲ - متوسط دمای محیط در فصل زمستان ۱۵
- شکل ۶-۲ - متوسط دمای محیط در تمام ماه های سال ۱۵
- شکل ۷-۲ - متوسط سرعت باد در فصل بهار ۱۶
- شکل ۸-۲ - متوسط سرعت باد در فصل تابستان ۱۶
- شکل ۹-۲ - متوسط سرعت باد در فصل پاییز ۱۷
- شکل ۱۰-۲ - متوسط سرعت باد در فصل زمستان ۱۷
- شکل ۱۱-۲ - متوسط سرعت باد در تمام ماه های سال ۱۸
- شکل ۱۲-۲ - میزان ساعات آفتابی بودن در هر ماه از سال، برای جزیره خارک ۱۸
- شکل ۱۳-۲ - تابش خورشیدی در طی ساعات روز برای فصل بهار ۳۱
- شکل ۱۴-۲ - تابش خورشیدی در طی ساعات روز برای فصل تابستان ۳۲
- شکل ۱۵-۲ - تابش خورشیدی در طی ساعات روز برای فصل پاییز ۳۲
- شکل ۱۶-۲ - تابش خورشیدی در طی ساعات روز برای فصل زمستان ۳۳
- شکل ۱۷-۲ - متوسط تابش روزانه خورشید در هر ماه از سال ۳۳
- شکل ۱۸-۲ - متوسط دمای محیط، تابش خورشیدی و سرعت باد در ماه های سال ۳۴
- شکل ۱-۳ - مخزن سقف شناور خارجی نوع قایقی ۳۷
- شکل ۲-۳ - مخزن سقف شناور خارجی نوع دو عرشه ای ۳۸

- شکل ۳-۳ - نمونه ای از آب بند استفاده شده در مخازن..... ۴۰
- شکل ۴-۳ - آب بند کفشک مکانیکی..... ۴۱
- شکل ۵-۳ - نمونه ای از آب بند های اولیه و ثانویه..... ۴۲
- شکل ۶-۳ - برخی از اتصالات سقف مخازن سقف شناور..... ۴۴
- شکل ۷-۳ - برخی اتصالات موجود بر روی عرشه مخازن سقف شناور..... ۴۶
- شکل ۸-۳ - آبریزگاه روی عرشه مخازن سقف شناور..... ۴۹
- شکل ۹-۳ - نمایی از سقف مخزن..... ۵۲
- شکل ۱۰-۳ - نمایی از یک خلا شکن..... ۵۳
- شکل ۱۱-۳ - نمایی از جداره داخلی مخزن..... ۵۷
- شکل ۱۲-۳ - نمایی از موقعیت مخزن مورد بررسی..... ۵۸
- شکل ۱-۴ - تغییرات ضریب هدایت بر حسب دمای نفت خام..... ۶۲
- شکل ۲-۴ - تغییرات چگالی بر حسب دمای نفت سبک..... ۶۳
- شکل ۳-۴ - تغییرات ظرفیت گرمای ویژه بر حسب دمای نفت سبک..... ۶۳
- شکل ۴-۴ - تغییرات لزجت با دمای نفت سبک..... ۶۴
- شکل ۵-۴ - شماتیکی از مخزن و انرژی های وارد بر آن..... ۶۶
- شکل ۶-۴ - فایل دمایی..... ۷۳
- شکل ۱-۵ - نمایی از دماسنج لیزری..... ۸۰
- شکل ۲-۵ - متوسط دمای ماهانه..... ۸۳
- شکل ۳-۵ - دمای در هر ساعت از شبانه روز در ماه مرداد..... ۸۴
- شکل ۴-۵ - اتلافات تبخیری ماهیانه..... ۸۵
- شکل ۵-۵ - نرخ اتلافات تبخیری در ماه مرداد..... ۸۶
- شکل ۶-۵ - اتلافات تبخیری ماهانه (نتایج رابطه ای پی آی)..... ۸۷
- شکل ۷-۵ - اتلافات تبخیری ماهانه (نتایج حل تحلیلی)..... ۸۷
- شکل ۸-۵ - اتلافات تبخیری ماهانه (نتایج حل عددی نرم افزار)..... ۸۸

- شکل ۵-۹ - سهم هر بخش از اتلافات تبخیری در سال (نتایج دمایی ای پی آی)..... ۸۹
- شکل ۵-۱۰ - سهم هر بخش از اتلافات تبخیری در سال (نتایج دمایی حل تحلیلی)..... ۸۹
- شکل ۵-۱۱ - سهم هر بخش از اتلافات تبخیری در سال (نتایج دمایی نرم افزار)..... ۸۹
- شکل ۵-۱۲ - میزان تبخیر ناشی از استفاده آب بند کفشک مکانیکی در حالت های مختلف..... ۹۱
- شکل ۵-۱۳ - میزان تبخیر ناشی از استفاده از آب بند بر سطح مایع در حالت های مختلف..... ۹۲
- شکل ۵-۱۴ - میزان تبخیر ناشی از استفاده از آب بند بر سطح بخار در حالت های مختلف..... ۹۳
- شکل ۵-۱۵ - میزان اتلافات تبخیری به ازاء سرعت باد متفاوت..... ۹۵
- شکل ۵-۱۶ - اتلافات سالیانه از مخزن به ازاء نفت های مختلف..... ۹۶
- شکل ۵-۱۷ - متوسط دمای روزانه حاصل از رابطه تجربی ای پی آی..... ۹۸
- شکل ۵-۱۸ - متوسط دمای روزانه حاصل از حل عددی مخزن توسط نرم افزار وینترم..... ۹۹
- شکل ۵-۱۹ - متوسط دمای روزانه حاصل از حل معادله بقاء انرژی..... ۹۹
- شکل ۵-۲۰ - مقایسه دمای ماهیانه بدست آمده از هر سه روش به ازاء رنگهای مختلف..... ۱۰۰
- شکل ۵-۲۱ - تغییرات ساعتی دما سطح نفت خام در مرداد (نتایج حل تحلیلی)..... ۱۰۲
- شکل ۵-۲۲ - تغییرات ساعتی دما سطح نفت خام در مرداد (نتایج حل عددی نرم افزار)..... ۱۰۳
- شکل ۵-۲۳ - متوسط دمای نفت خام به ازاء رنگهای مختلف (نتایج رابطه تجربی ای پی آی)..... ۱۰۴
- شکل ۵-۲۴ - متوسط دمای نفت خام به ازاء رنگهای مختلف (نتایج حل عددی نرم افزار)..... ۱۰۴
- شکل ۵-۲۵ - مقایسه متوسط دمای نفت خام حاصل از حل عددی و رابطه ای پی آی..... ۱۰۵
- شکل ۵-۲۶ - اتلافات تبخیری ماهیانه به ازاء رنگ های مختلف (نتایج رابطه تجربی ای پی آی)..... ۱۰۶
- شکل ۵-۲۷ - اتلافات تبخیری ماهیانه به ازاء رنگ های مختلف (نتایج حل عددی نرم افزار)..... ۱۰۶
- شکل ۵-۲۸ - اتلافات تبخیری ماهیانه به ازاء رنگ های مختلف (نتایج حل تحلیلی)..... ۱۰۷
- شکل ۵-۲۹ - مقایسه اتلافات ماهیانه بدست آمده از هر سه روش به ازاء رنگهای مختلف..... ۱۰۸
- شکل ۵-۳۰ - مقدار اتلافات تبخیری سالیانه به ازاء ضرایب جذب متفاوت..... ۱۰۹

فهرست جداول

- جدول ۱-۱ - درصد عناصر موجود در نفت خام ۳
- جدول ۱-۲ - ضرایب انگستروم برای ایستگاه های موجود در ایران ۲۴
- جدول ۲-۲ - ضرایب مدل بریستو و کمپیل برای مناطق مختلف ایران ۲۵
- جدول ۳-۲ - ضرایب مدل هارگریوز برای مناطق مختلف ایران ۲۷
- جدول ۱-۳ - ثوابت اتلافات در آب بند ها، برای مخازن سقف شناور ۵۱
- جدول ۲-۳ - ضرایب اتلاف برخی اتصالات عرشه مخازن سقف شناور ۵۵
- جدول ۳-۳ - ضرایب اتلاف برخی اتصالات عرشه مخازن سقف شناور ۵۶
- جدول ۴-۳ - مشخصات اتصالات سقف مخزن شماره ۲۶ ۵۹
- جدول ۱-۴ - اطلاعات آزمایشگاهی نفت خام سبک ۶۲
- جدول ۲-۴ - خواص نفت خام سبک ۶۴
- جدول ۱-۵ - مقایسه نتایج دمایی ۸۰
- جدول ۲-۵ - دمای نفت خام درون مخزن در ارتفاعات مختلف برای ۶ اسفند ۸۷ ۸۱
- جدول ۳-۵ - دمای نفت درون مخزن در چند ارتفاع مختلف برای ۱۶ آذر ۸۷ ۸۲
- جدول ۴-۵ - اثر نوع آب بند استفاده شده بر میزان تبخیر سالانه ۹۴
- جدول ۵-۵ - مشخصات نفت خام های مورد بررسی ۹۶
- جدول ۶-۵ - ضریب جذب و ضریب پخش رنگ های مورد بررسی ۹۷
- جدول ۷-۵ - اختلاف نتایج حل تحلیلی و رابطه (۵-۱) ۱۰۱
- جدول ب- ۱ - مقایسه مدل های محاسبه تابش در ایستگاه ههای مختلف ۱۱۳
- ادامه جدول ب- ۱ - مقایسه مدل های محاسبه تابش در ایستگاه های مختلف ۱۱۴
- ادامه جدول ب- ۱ - مقایسه مدل های محاسبه تابش در ایستگاه های مختلف ۱۱۵
- جدول ب- ۲ - رتبه بندی مدل ها در ایستگاه ها ۱۱۵
- جدول ج- ۳ - ثوابت مورد استفاده در رابطه هیلپرت ۱۱۶

جدول ج- ۴- ثوابت مورد استفاده در رابطه زوکاسکاس ۱۱۷

جدول ج- ۵- ثوابت مورد نیاز برای رابطه (ج- ۲۴) ۱۲۲

جدول د- ۶- متوسط دمای نفت خام برای مخازن با حجم متفاوت ۱۲۵

فهرست علائم

علامت	واحد	توضیح
h_{fg}	J/kg	آنتالپی تبخیر
L_R	Ib/yr	اتلافات آب بند
L_F	Ib/yr	اتلافات اتصالات
L_{WD}	Ib/yr	اتلافات هنگام تخلیه
H	m یا ft	ارتفاع مخزن
U	W	انرژی داخلی
H	Mj/m ²	تابش کلی روزانه
H_o	W/m ²	تابش فرا جو
P^*	بی بعد	تابع فشار بخار
N_d	بی بعد	تعداد آبریزگاه ها
N_{vb}	بی بعد	تعداد دريچه های خلا شکن
N_C	بی بعد	تعداد ستون
N	بی بعد	تعداد گردش معاملات
I_{SC}	W/m ²	ثابت خورشیدی
m'	Kg/s	جرم اتلافات تبخیری
M_V	Ib/Ib-mole	جرم مولکولی
W_V	kg/m ³ یا Ib/ft ³	چگالی
T	°C یا °K یا °R یا °F	دما
RH	%	رطوبت نسبی
ω	angle	زاویه ساعتی خورشید
δ	angle	زاویه انحراف
t	hour	زمان
V	m/s	سرعت

P	psi یا Kpa	فشار
F _C	ft	قطر موثر ستون
D	m یا ft	قطر مخزن
α	بی بعد	ضریب جذب
ε	بی بعد	ضریب پخش
h	W/m ² .K	ضریب جابجایی
c	بی بعد	ضریب ابرناکی
Q	bbl/yr	ضریب عملکرد سالانه
C _S	bbl/ft	ضریب پوسته
K _R	Ib.mole/ft.yr	ضریب اتلافات آب بندها
F _F	Ib-mole/yr	ضریب اتلافات از اتصالات
k	W/m. K	ضریب هدایت حرارتی
c _p	J/kg-K	ظرفیت گرمایی ویژه
Pr	بی بعد	عدد پرنتل
Re	بی بعد	عدد رینولدز
Nu	بی بعد	عدد نوسلت
Φ	angle	عرض جغرافیایی
K _T	بی بعد	گذرایی روزانه جو
ν	m ² /s	لزجت سینماتیکی
μ	N.s/m ²	لزجت
N	hours	طول روز نجومی
L	angle	طول جغرافیایی
A	m ²	مساحت
S	hours	میزان ساعات آفتابی بودن
p	mm	میزان بارندگی

فصل اول: مقدمه



۱-۱ - مقدمه

ریشه واژه نفت در زبان فارسی به طور یقین مشخص نیست. به عقیده زبان شناسان نفت از کلمه اوستایی نیپتا گرفته شده است که اعراب آن را از زبان مادی گرفته و نفتا خوانده اند. پترولیوم^۱ واژه ای لاتین هم ارز نفت است که از دو کلمه پترا^۲ به معنی سنگ و اولیوم^۳ به معنی روغن گرفته شده است. پترولیوم در واقع همان مواد هیدروکربنی است که به صورت طبیعی عمدتاً در سنگ های رسوبی واقع می گردد.

نفت خام مخلوطی طبیعی از هیدروکربن های مایع است که هم در مخازن زیرزمینی و هم در سطح، بعد از گذر از تفکیک کننده های مختلف به صورت مایع باقی می ماند. خواص فیزیکی و شیمیایی هیدروکربن برای مهندسی مخزن و تولید بسیار مهم است زیرا خواص فیزیکی و شیمیایی هیدروکربن، بر روی حرکت سیالات درون مخزن و مقدار واقعی تولید هیدروکربن تأثیر خواهد گذاشت. انباشته شدن مواد هیدروکربنی در زیر سطح زمین در سنگ هایی صورت می گیرد که توانایی نگهداری و انتقال سیالات را داشته باشند. این سنگها، مخزن نامیده می شوند.

مدت زمان مدیدی، مورد استعمال نفت فقط برای مصارف خانگی و یا به عنوان چرب کننده ها بود، اما از آغاز قرن شانزدهم میلادی روز به روز موارد استعمال آن رو به افزایش نهاد تا اینکه در سال ۱۸۵۴ دو داروساز، وجود یک فراکسیون سبک قابل اشتعال را در روغن زمینی تشخیص دادند و همچنین به کمک تقطیر، مواد دیگری بدست آوردند که برای ایجاد روشنایی بکار می رفت. بر اساس این کار آزمایشگاهی بود که بعداً دستگاههای عظیم تصفیه نفت طرح ریزی و مورد بهره برداری قرار گرفت. پس از آن صنعت نفت در آتازونی در سال ۱۸۵۹ شروع شد [۱].

^۱ petroleum

^۲ petra

^۳ oleum

صنعت نفت ایران نیز از سال ۱۹۰۸ پس از هفت سال تفحص مکتشفین و کشف نفت در مسجدسلیمان واقع در دامنه جبال زاگرس، پا به عرصه وجود گذاشت [۲].

مواد سازنده نفت بستگی به محل و شرایط تشکیل آن دارد. بنابراین مقدار درصد مواد سازنده نفت خام در یک منبع نسبت به منبع دیگر تغییر می‌کند.

جدول ۱-۱ - درصد عناصر موجود در نفت خام [۳]

عنصر	درصد وزنی
کربن	۸۳ - ۸۷
هیدروژن	۱۱ - ۱۴
گوگرد	۰/۰۵ - ۲/۵
اکسیژن	۰ - ۲
نیتروژن	۰/۱ - ۲

علاوه بر عناصر فوق، عناصر فلزی نیز در نفت خام وجود دارند که در صد این عناصر همواره کمتر از یک می باشد، برخی از این عناصر عبارتند از: آهن، آلومینیوم، کروم، منگنز، منیزیم، روی، تیتانیوم، سیلیسیوم، سرب.

از خواص فیزیکی نفت خام که ارزش اقتصادی نفت خام بر مبنای آن سنجیده می‌شود، وزن مخصوص آن می‌باشد. لذا سنجش و نحوه محاسبه فرمول آن مهم است. اکثر کشورهای جهان، وزن مخصوص نفت خام را برحسب درجه ای پی آی^۱ که یک درجه بندی آمریکائی است، محاسبه می‌کنند.

$$API = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5 \quad (1-1)$$

در این رابطه γ وزن مخصوص نفت در دمای ۶۰ درجه فارنهایت می باشد [۳].

^۱ API(American Petroleum Institute)

وجود مخازن ذخیره نفت خام و انواع فرآورده های پالایشگاهی و پتروشیمی از فصلهای مشترک مناطق نفتی است. نفت و فرآورده های آن، کالاهای استراتژیک به شمار می آیند و تولید و عرضه آنها طبق برنامه ریزی های انجام شده، اهمیتی حیاتی در اقتصاد و امنیت کشور دارد. از این رو، ذخیره سازی نفت خام و فرآورده های آن به عنوان کالای استراتژیک در ذخیره، انتقال و ارسال آن به پالایشگاهها و بنادر و فرودگاهها ضرورتی اجتناب ناپذیر است و نقش آن در کنترل عرضه و تقاضا، تثبیت قیمت ها و اقتدار نظامی و اقتصادی کشور حیاتی است.

تاسیسات ذخیره سازی نفت و فرآورده های نفتی به ویژه در مناطق بحران خیز اهمیت فراوانی دارند و نقش آنها در عرضه یکنواخت، تامین نیازهای داخلی و صادرات، انکارناپذیر است. کشورها، باتوجه به شرایط و حساسیت های خود، روشهای خاصی را برای ذخیره سازی نفت خام و موادنفتی مورد استفاده قرار می دهند. در شماری از کشورها از جمله ایران، ذخیره سازی در مخازن فلزی انجام می شود؛ در بعضی مناطق غارهای نمک مورد استفاده قرار می گیرد و بعضی کشورها نیز نفت و موادنفتی خود را مخازن بتنی بر روی زمین و یا در اعماق دریا ذخیره می کنند.



شکل ۱-۱ - نمایی از مخازن نفت [۲]

پایانه نفتی خارک، عملیات دریافت، ذخیره سازی، اندازه گیری، صادرات و تسویه حساب گمرکی بیش از ۹۰ درصد نفت خام صادراتی کشور را پوشش می دهد. شرکت پایانه های صادرات مواد نفتی

در جزیره خارک، نفت خام سبک، سنگین و فروزان را تحویل می دهد که از کل میزان تحویل سالانه در حدود ۳۳ درصد آن نفت سبک، ۵۴ درصد آن نفت سنگین و ۱۳ درصد آن نفت مخلوط فروزان می باشد، همچنین در این پایانه سالانه در حدود ۱۲ میلیون بشکه نفت کوره از پالایشگاه های داخلی دریافت و ذخیره سازی می شود که جهت سوخت رسانی به نفتکش های متقاضی تحویل داده می شود [۲].

با توجه به اهمیت کیفیت نفت خام و تاثیر آن بر اقتصاد کشور و همچنین انطباق بیشتر با استانداردهای جهانی، در این پروژه به بررسی تاثیرات تابش خورشیدی و رنگ جداره مخازن بر روی میزان تبخیر نفت خام در پایانه خارک متناسب با شرایط اقلیمی منطقه پرداخته می شود.

مخازن مورد نظر در مرتفع ترین نقطه جزیره خارک که لایه های مرجانی محکمی داشته و مقاومت بالایی دارد با ظرفیت های متفاوت در طی چند پروژه احداث گردیده است. این مخازن که در ارتفاع ۲۰۰ فوتی (۶۰ متری) از سطح دریا بنا شده اند این امکان را به نفت خام می دهد تا با نیروی جاذبه به سمت اسکله ها هدایت شوند. مخازن ذخیره سازی نفت به صورت استوانه های قطور و مرتفع عمودی بنا شده اند و ظرفیت آنها از یکصد و چهل هزار تا یک میلیون بشکه متفاوت است. سقف این مخازن از نوع شناور بوده و با بالا و پائین رفتن سطح نفت در داخل مخزن حرکت می نماید.

۱-۲- مروری بر کار های انجام شده

تا کنون تحقیقات کمی در زمینه اتلافات تبخیری از مخازن ذخیره سازی نفت خام و دیگر مایعات آلی انجام شده که در ادامه مروری بر این فعالیتها صورت گرفته است.

در سال ۱۹۹۶ در کشور آمریکا در زمینه اتلافات و میزان تبخیر از مخازن روابط جامعی ارائه گردید که امروزه این روابط مبنای محاسبه اتلافات تبخیری از مخازن ذخیره سازی می باشند. در واقع این روابط حاصل سالها فعالیت و جمع آوری نتایج تجربی از مخازن ذخیره سازی در مناطق مختلف

کشور آمریکا می باشند. این فعالیت ها زیر نظر انستیتو مواد نفتی آمریکا^۱ (ای پی آی) انجام شده است. بررسی بیشتر این روابط و نحوه استفاده از آنها در فصول بعدی آورده شده است.

وانگ ویسز و همکارانش [۴] مقدار اتلافات تبخیری بنزین از مخازن ذخیره در تایلند را محاسبه نمودند، آنها روابط ای پی آی را برای تخمین مقدار تبخیر بکار گرفتند، نتایج آنها نشان می دهد که در سال ۲۱۰۰۰ تن بنزین از مخازن تایلند بخار شده و وارد محیط می گردد.

راماچاندرا [۵] به بررسی مسئله اتلافات تبخیری پرداخت وی تلاش های خود را معطوف به ارائه راهکارهایی برای کاهش اتلافات نمود. دیگرادو و دورپ [۶] مقایسه ای بین اتلافات تبخیری از مخازن سقف شناور داخلی و سقف شناور خارجی انجام دادند، آنها برای این کار به نتایج گزارشات ای پی آی ۲۵۱۷ [۷] و ای پی آی ۲۵۱۹ [۸] در خصوص اتلافات از مخازن ذخیره سازی آمریکا رجوع نمودند.

نتایج تحقیقات ای پی آی [۹] نشان می دهد که تخمین اتلافات تبخیری از مخازن به شدت به نوع آب بند بکار گرفته شده در مخزن وابسته است، تحقیقاتی که بر روی یک نوع مخزن سقف شناور خارجی در کالیفرنیا انجام شد نشان داد که به ازاء آب بند های مختلف میزان اتلافات می تواند از ۳۷ تا ۲۳۴ پوند در روز تغییر نماید که این نشان دهنده وابستگی اتلافات به نوع آب بند می باشد.

اشریف و زورگانی [۱۰] نیز به کمک روابط ای پی آی تبخیر از مخازن ذخیره نفت در لیبی را مورد مطالعه قرار دادند. زارعی و همکارانش [۱۱] میزان اتلافات تبخیری از مخازن ذخیره سازی در پالایشگاه شیراز را به صورت تجربی اندازه گیری نموده و با نتایج حاصل از روابط ای پی آی مقایسه نمودند. نتایج آنها نشان می دهد که مقدار تخمین اتلافات توسط روابط ای پی آی کمتر از مقدار تجربی بدست آمده است.

^۱ API(American Petroleum Institute)

میزان اتلافات وابسته به فشار و دمای درون مخزن، اندازه و شکل مخزن، و رنگ جداره مخزن می باشد [۱۳، ۱۲].

همان طور که از مطالب فوق درک می شود هدف از تحقیقات انجام شده در زمینه اتلافات، محاسبه اتلافات تبخیری از مخازن بوده و کمتر به بررسی اثر رنگ جداره بر آن پرداخته شده است. البته تاکنون تحقیقات زیادی در رابطه با اثر رنگ نمای بیرونی ساختمان ها بر دمای درون آنها شده است که به عنوان مثال می توان به تحقیقات جیووانی و هافمن [۱۴] اشاره نمود. آنها این کار را برای ساختمان هایی که بدنه و سقف آنها با رنگ های سفید و خاکستری رنگ آمیزی شده بود انجام دادند، نتایج آن ها نشان می داد که دمای درون ساختمان هایی که از رنگ سفید در سقف آنها استفاده شده است کمتر از ساختمان هایی است که سقف آنها خاکستری رنگ است. وانگ و همکارانش [۱۵] نیز به بررسی اثر رنگ و تابش خورشیدی بر روی دمای درون محوطه کارخانه ها پرداختند، برای این کار آنها شرایط اقلیمی چند شهر صنعتی در سراسر جهان را که دارای طول و عرض جغرافیایی متفاوتی بودند را در نظر گرفته و میزان تابش خورشیدی را در این مناطق محاسبه نمودند، سپس سقف کارخانه های موجود در این شهر ها را با رنگهای مختلف رنگ آمیزی کرده و دمای درون سوله ها را اندازه گرفتند.

۱-۳- هدف

نگهداری و ذخیره مواد نفتی در مخازن همواره دارای مشکلاتی است، از جمله این مشکلات می توان به تبخیر مواد نفتی از مخازن ذخیره سازی اشاره نمود. تبخیر از مخازن علاوه بر ایجاد آلودگی های زیست محیطی، موجب بروز ضررهای اقتصادی نیز می شود که این ضررها می تواند به علت از دست دادن بخشی از فرآورده ذخیره شده باشد و یا به لحاظ تغییر کیفیت فرآورده به خاطر تبخیر برخی از هیدروکربن های سبکتر باشد. بنابراین بررسی میزان اتلافات تبخیری و ارائه راهکار هایی برای کاهش این تلفات یک امر مهم و ضروری به نظر می رسد.

از عوامل اصلی تبخیر از مخازن، افزایش دمای نفت خام درون مخزن در طی روز می باشد و با توجه به اینکه تابش خورشیدی یک پارامتر مهم در افزایش دمای نفت خام می باشد لذا کاهش اثر تابش خورشیدی بر مخازن با انتخاب رنگ مناسب برای جداره و سقف می تواند مانع افزایش بیشتر دمای نفت خام و در نتیجه تبخیر بیشتر آن شود.

۱-۴- مروری بر مطالب فصول بعد

در این پروژه ابتدا شرایط اقلیمی جزیره خارک در سال ۸۶ مورد بررسی قرار گرفته است و سپس با توجه به اینکه تابش خورشیدی پارامتری مهم در تعیین اثر رنگ بر میزان تبخیر می باشد، تابش خورشیدی برای منطقه مورد نظر محاسبه گردیده است. از آنجایی که برای محاسبه تبخیر از مخازن نیاز است تا دمای نفت خام درون مخزن با توجه به شرایط جوی و شرایط مخزن تعیین شود در این پروژه از سه روش متفاوت برای تعیین دمای نفت خام استفاده شده است، در روش اول با حل تحلیلی معادله بقاء انرژی دمای مخزن بدست آورده شده است. در روش دوم با استفاده از نرم افزار وینترم^۱ دمای نفت خام بدست آورده شده است، و در روش سوم دمای نفت خام با رابطه تجربی ای پی آی محاسبه شده است. در هر یک از این سه روش دمای نفت خام در طی روز برای تمام ماه های سال بدست آمده و سپس با استفاده از روابط استاندارد ای پی آی اتلافات تبخیری از مخازن به ازاء رنگ های مختلف محاسبه شده است.

برای معتبر سازی نتایج دمای مخزن در طی چند روز از سال به صورت تجربی و به وسیله دماسنج لیزری^۲ اندازه گیری شده و با نتایج حاصل شده از روشهای حل تحلیلی معادله بقاء انرژی، حل عددی نرم افزار و رابطه تجربی ای پی آی مقایسه شده است. در پایان نیز اثر پارامترهایی مانند نوع سیال،

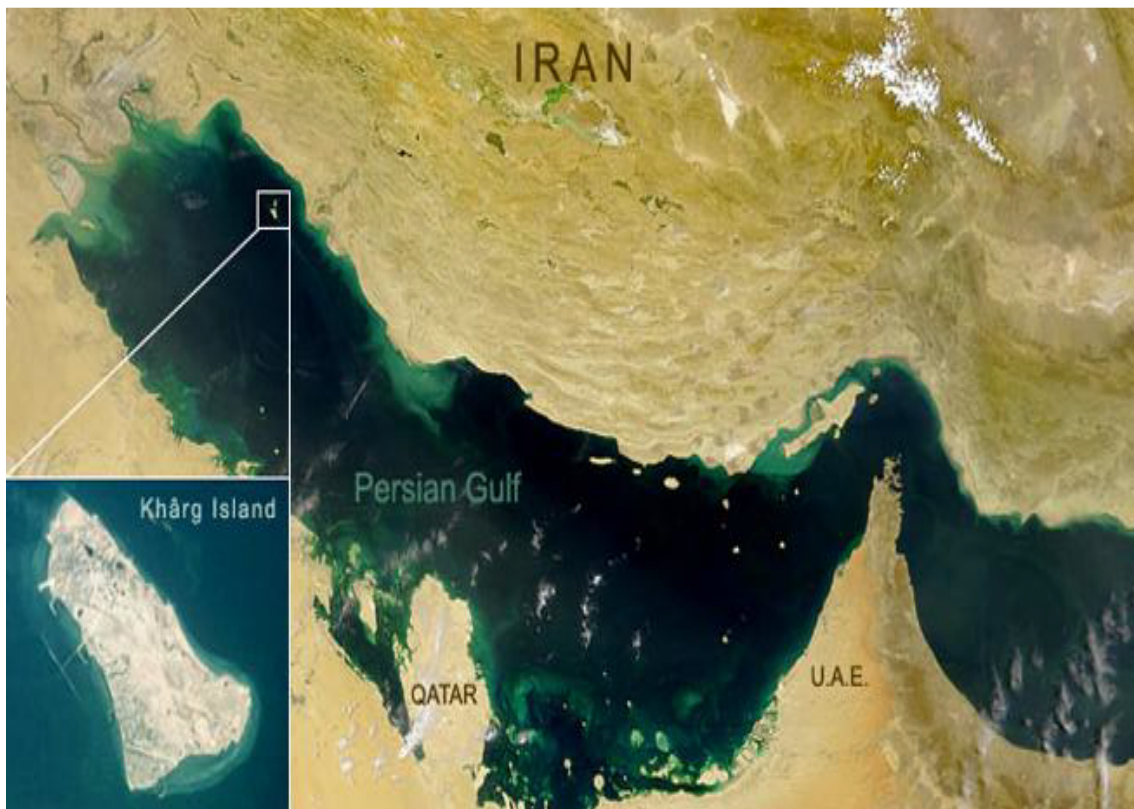
^۱ Wintherm

^۲ Infrared Thermometr

سرعت باد، نوع آب بند و رنگ جداره بیرونی مخزن بر میزان تبخیر از مخزن مورد بررسی قرار گرفته است.

فصل دوم: شرایط جغرافیایی و آب و

هوایی جزیره خارک



۲-۱- مقدمه

شرایط اقلیمی و جغرافیای هر منطقه بر میزان انتقال حرارت تابشی، جابجایی و هدایتی تاثیر بسزایی دارد. در این فصل موقعیت جغرافیایی و شرایط اقلیمی جزیره خارک مورد بررسی قرار می گیرد.

جزیره خارک از لحاظ جغرافیایی در ۳۰ مایلی (۴۸ کیلومتری) شمال غربی بندر بوشهر واقع می باشد. طول جزیره ۸ کیلومتر و عرض آن ۴ کیلومتر بوده و دارای هوای گرم و مرطوب می باشد. در واقع این جزیره در ۳۸ کیلومتری ساحل ایران (بندر گناوه) در خلیج فارس و بخشی از استان بوشهر است. بلندترین نقطه جزیره کوه دیده بان نام دارد که ارتفاع آن از سطح دریا ۸۷ متر است. این جزیره دارای رطوبت نسبی بالایی می باشد. خارک در مختصات جغرافیایی به عرض ۲۹ و طول ۵۰ قرار دارد [۱۶]. شکل (۱-۲) نشان دهنده یک عکس هوایی از جزیره خارک می باشد. در این شکل مخازن ذخیره سازی نفت و فراوردهای نفتی و همچنین پراکندگی آنها نیز مشخص می باشد.



شکل ۲-۱- نقشه هوایی از جزیره خارک [۱۷]

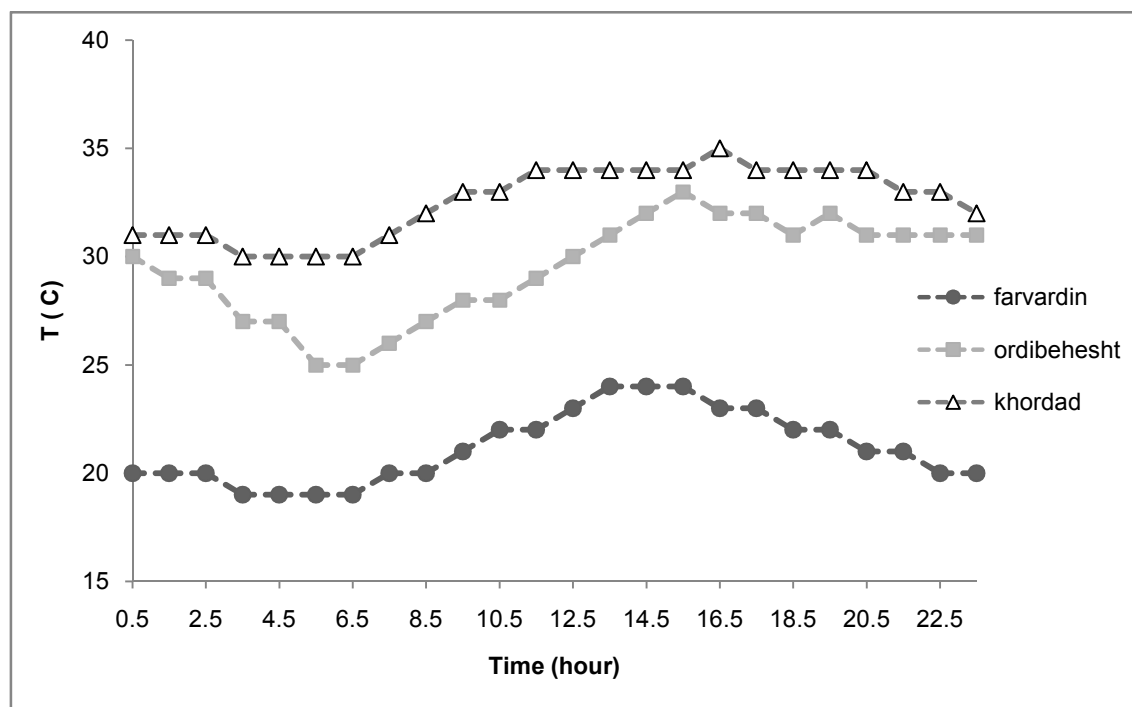
۲-۲- شرایط اقلیمی جزیره خارک

خارک در مجموع دارای اقلیمی گرم و مرطوب می‌باشد. مهمترین سیستم‌های موثر بر آن در فصل زمستان سیستم های کم فشار مدیترانه‌ای و سودانی است و سیستم های پرفشار شمالی، شمال غربی و سایر مراکز پرفشار نیز در طول فصل‌های سرد سال به گونه‌ای تعدیل یافته بر این جزیره تاثیر می‌گذارند. در فصول گرم سال، سیستم کم فشار حرارتی مستقر بر روی صحاری عربستان، آفریقا و کویر ایران بر شرایط جوی آن تاثیر گذاشته و موجب افزایش دمای آن می‌شوند. در ماههای گرم سال، به ویژه در تابستان مرکز کم فشار هند یا مونسون نیز بصورت محدود و مقطعی بر آن تاثیر می‌گذارد.

به علت تداوم وزش باد تحت تاثیر مکانیزم نسیم دریا، گرمی هوای و مجاورت با دریا، این منطقه از یک تبادل دمائی و رطوبتی دائمی برخوردار است.

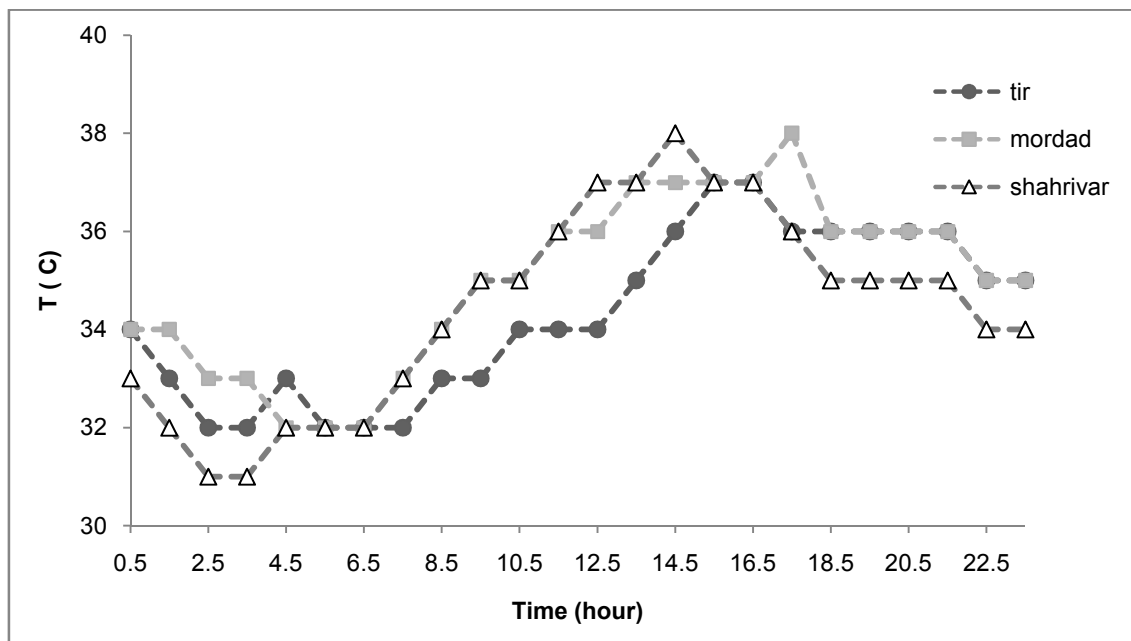
با توجه به اینکه شرایط جوی پارامتر مهمی در مراحل بعدی این پروژه می باشند، برخی مشخصات آب و هوایی خارک در شکل های زیر آورده شده اند، که این اطلاعات برگرفته شده از سایت سازمان هواشناسی کشور [۱۹،۱۸] برای هر ماه شمسی می باشد. لازم به ذکر است این اطلاعات با متوسط گیری از داده های مربوط به روزهای دهم تا بیستم هر ماه از سال ۸۶ بدست آمده است. در این شکل ها اطلاعات به صورت متوسط روزانه و ساعتی نشان داده شده است.

در شکل زیر متوسط دمای محیط در ساعات روز، برای فصل بهار نشان داده شده است. همان طور که مشاهده می شود بیشترین دما در ماه خرداد رخ می دهد ضمن اینکه در ماه اردیبهشت نوسانات دمایی مشاهده می گردد.



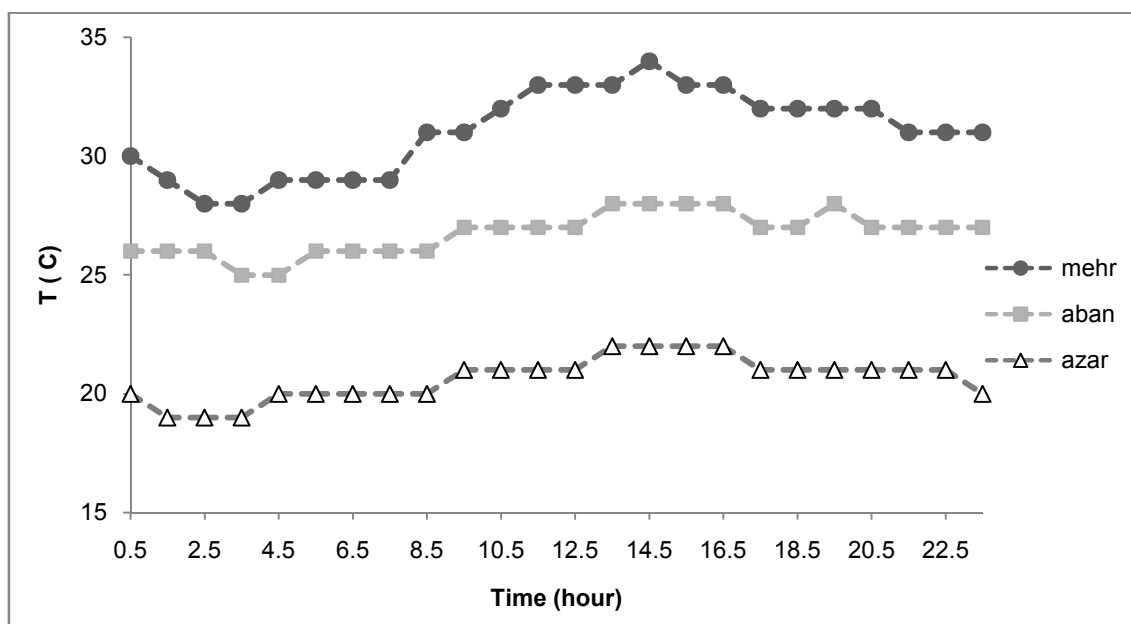
شکل ۲-۲ - متوسط دمای محیط در فصل بهار

در شکل زیر متوسط دمای محیط در ساعات روز، برای فصل تابستان نشان داده شده است. همان طور که مشاهده می شود روند افزایشی و کاهشی دما در تمام ماه ها یکسان است.



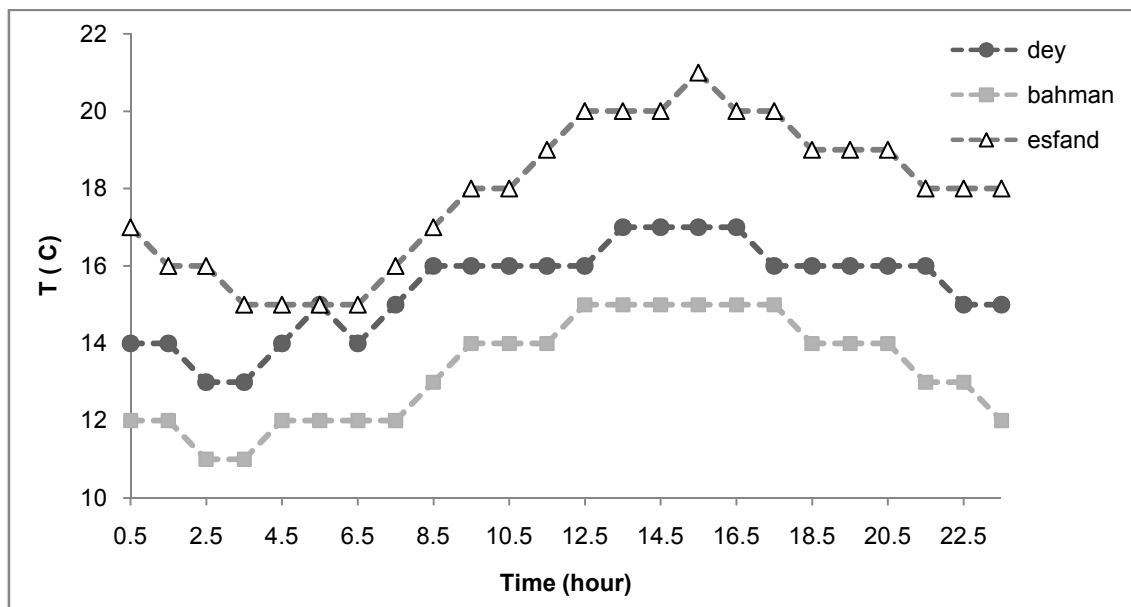
شکل ۲-۳ - متوسط دمای محیط در فصل تابستان

در شکل زیر متوسط دمای محیط در ساعات روز، برای فصل پاییز نشان داده شده است. در ماه مهر بیشترین دما و در ماه آذر کمترین دمای فصل رخ می دهد



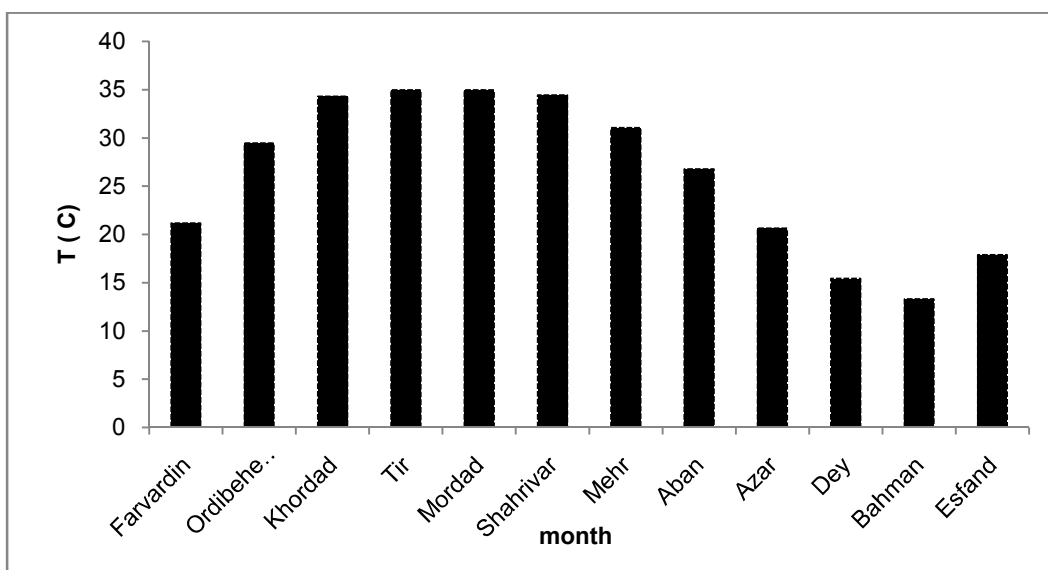
شکل ۲-۴ - متوسط دمای محیط در فصل پاییز

در شکل زیر متوسط دمای روز در فصل زمستان نشان داده شده است. بیشترین دمای فصل در اسفند با مقدار تقریبی ۲۱ درجه سانتیگراد و کمترین در ماه بهمن با مقدار تقریبی ۱۱ درجه سانتیگراد رخ می دهد.



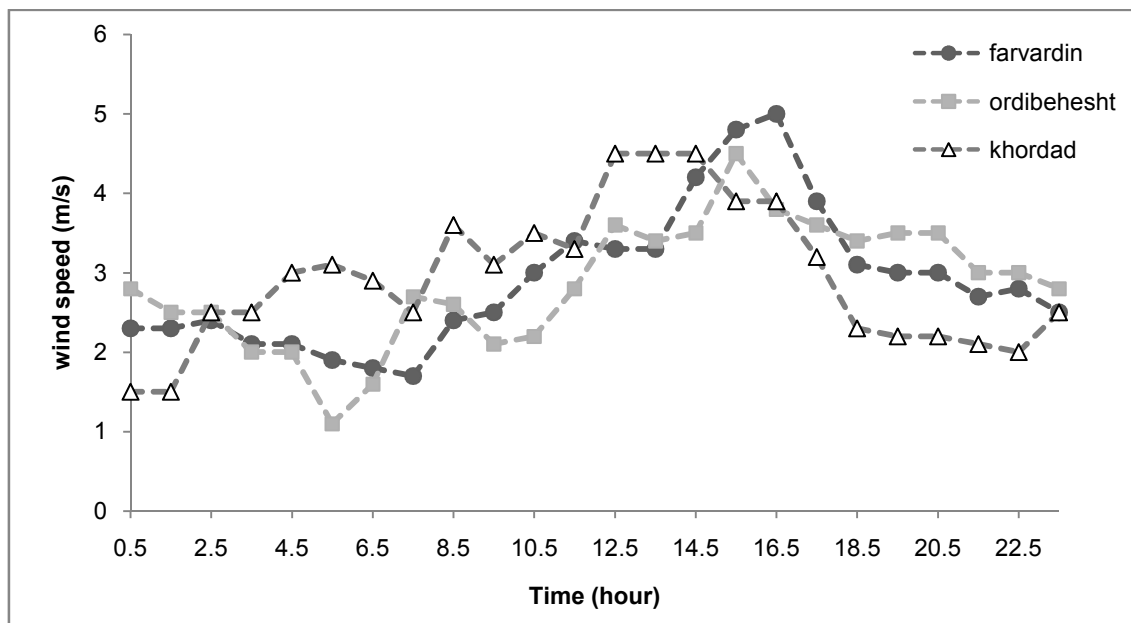
شکل ۲-۵ - متوسط دمای محیط در فصل زمستان

در شکل زیر متوسط دمای روزانه در تمام ماه های سال نشان داده شده است. کمترین دما در ماه بهمن و بیشترین آن مربوط به تمام ماه های تابستان و خرداد می باشد.



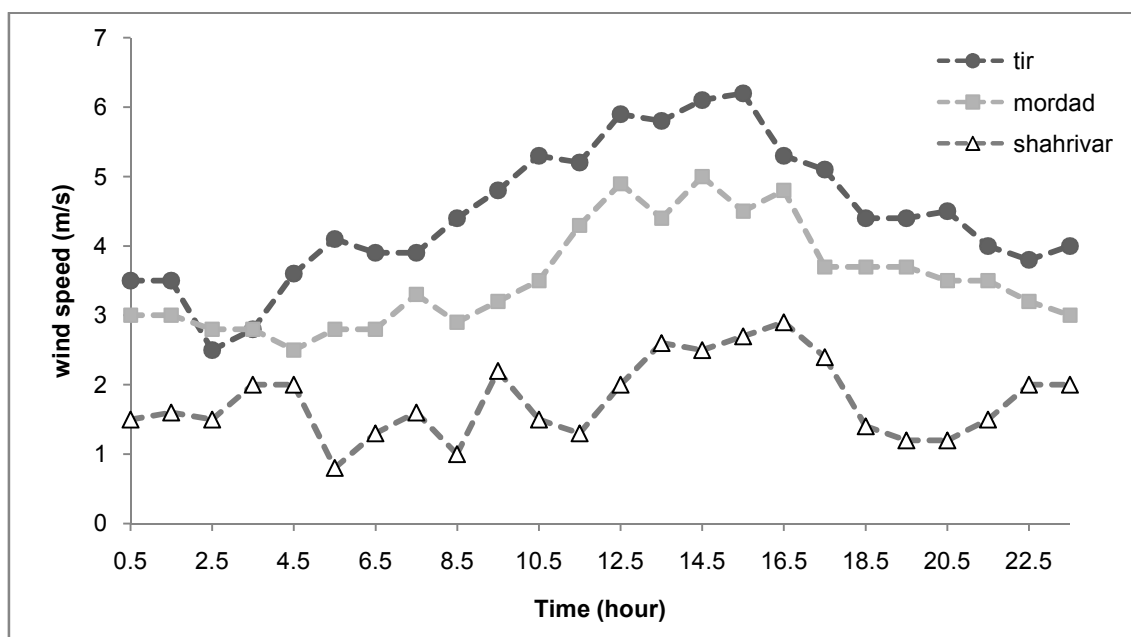
شکل ۲-۶ - متوسط دمای محیط در تمام ماه های سال

یکی دیگر از پارامترهای مهم جوی که در میزان اتلافات تبخیری از مخازن تاثیر گذار است، سرعت باد در اطراف مخازن می باشد. در شکل زیر متوسط سرعت باد به صورت ساعتی در فصل بهار نشان داده شده است. این نتایج نشان می دهند که تغییرات سرعت باد در این فصل زیاد می باشد.



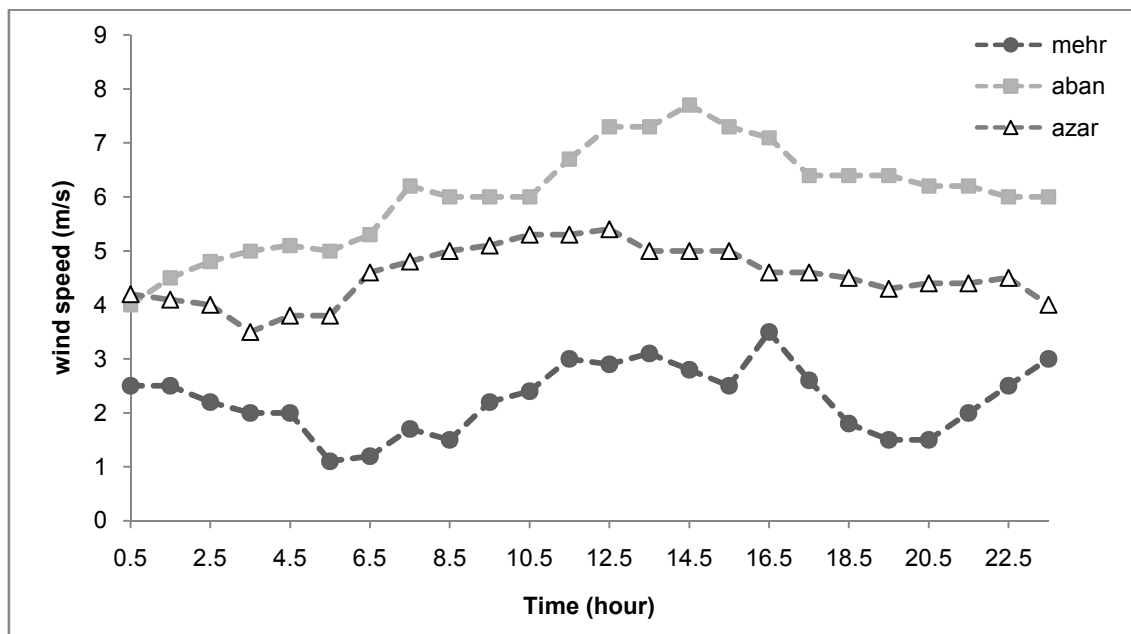
شکل ۲-۷ - متوسط سرعت باد در فصل بهار

در شکل زیر متوسط سرعت باد به صورت ساعتی در فصل تابستان نشان داده شده است.



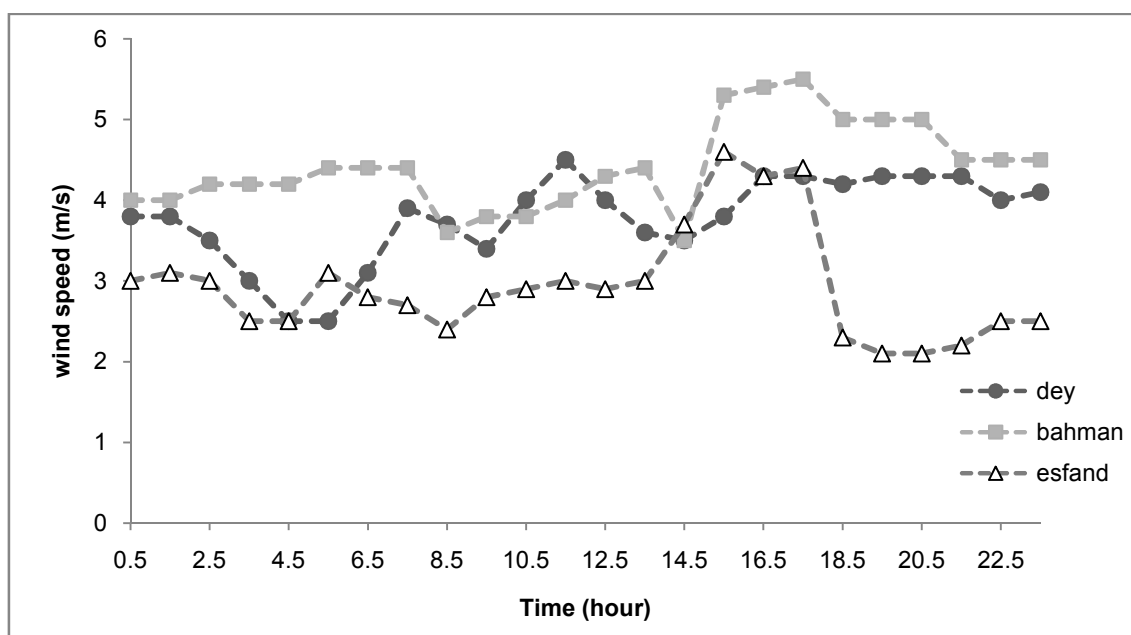
شکل ۲-۸ - متوسط سرعت باد در فصل تابستان

در شکل زیر متوسط سرعت باد به صورت ساعتی در فصل پاییز نشان داده شده است. بیشترین سرعت باد در ماه آبان رخ می دهد که مقدار آن در ساعت ۱۴:۳۰ برابر ۸ متر بر ثانیه می باشد.



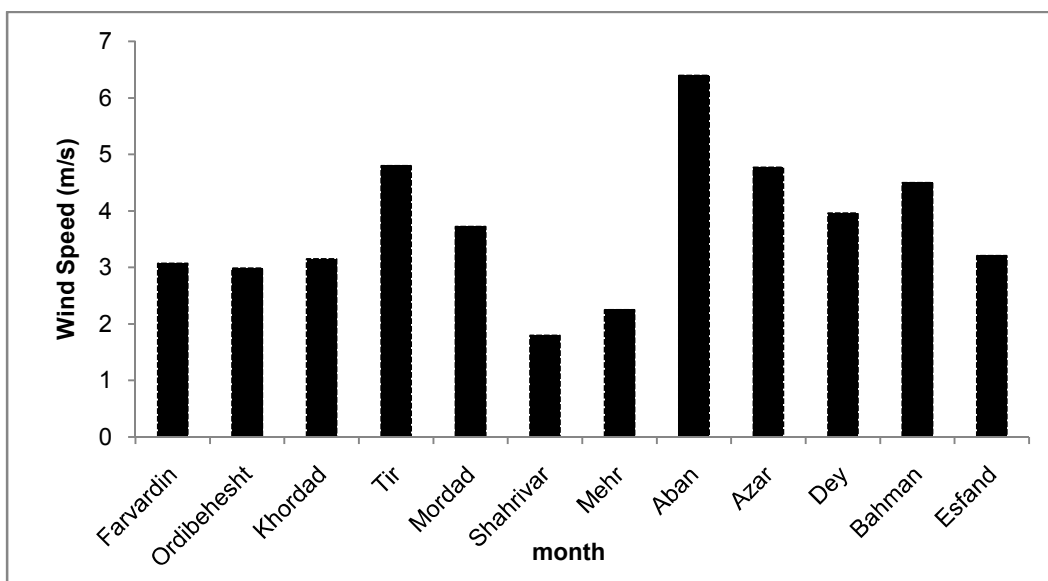
شکل ۹-۲ - متوسط سرعت باد در فصل پاییز

در شکل زیر متوسط سرعت باد به صورت ساعتی در فصل زمستان نشان داده شده است. در این فصل نیز مانند فصل بهار تغییرات سرعت باد زیاد می باشد.



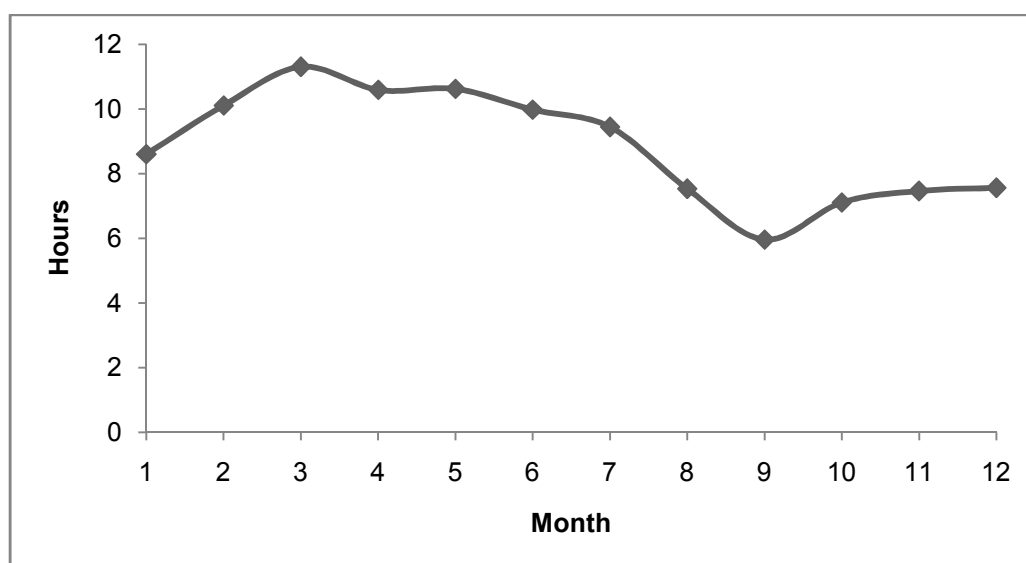
شکل ۱۰-۲ - متوسط سرعت باد در فصل زمستان

در شکل زیر متوسط سرعت باد در ماه های سال به صورت روزانه نشان داده شده است. در ماه آبان سرعت باد بیشترین و در ماه شهریور کمترین مقدار را در طی سال دارد.



شکل ۲-۱۱ - متوسط سرعت باد در تمام ماه های سال

پارامتر های مهم دیگری که در تعیین میزان تابش خورشیدی استفاده می شود، میزان ساعات آفتابی بودن روزانه است، در شکل زیر متوسط میزان ساعات آفتابی بودن (بر حسب ساعت) برای روز های هر ماه آورده شده است. همان طور که مشاهده می شود بیشترین ساعات آفتابی بودن در ماه خرداد و کمترین آن در ماه آذر می باشد.



شکل ۲-۱۲ - میزان ساعات آفتابی بودن در هر ماه از سال، برای جزیره خارک

۲-۳- برآورد تابش خورشیدی

روابطی که برای محاسبه تابش خورشیدی استفاده می شوند همواره وابسته به متغیرهای هواشناسی می باشند، این متغیرها شامل: ساعات آفتابی، دمای هوا، ابری بودن، بارندگی، رطوبت نسبی، ترکیب، غلظت و اندازه ذرات موجود در جو و آب قابل بارش می باشند. این متغیرها به تنهایی یا همراه با هم در روابط مختلف به کار گرفته می شوند [۲۰].

میزان تابش در سطح خارجی جو زمین به دو دلیل تغییر می کند؛ دلیل اول تغییرات میزان صدور انرژی از خورشید در نتیجه فعالیت های مختلف آن می باشد که هنوز مورد تأیید کامل محافل علمی قرار نگرفته و گزارشات متفاوتی در مورد آن وجود دارد. دلیل دوم مربوط به مدار خورشید و زمین می باشد. از آنجایی که مدار خورشید - زمین بیضوی است، فاصله خورشید در طول سال حدود ۱/۷٪ تغییر می کند و در نتیجه، میزان تابش سطح خارجی جو زمین نیز کمی تغییر می کند [۲۱]. میزان تابش در سطح خارجی جو بر روی صفحه ای عمود بر راستای تابش را در هر روز سال می توان از رابطه زیر بدست آورد [۲۲،۲۱،۲۰]

$$I_{on} = I_{sc} \cdot \left[1 + 0.033 \cos \left(\frac{360 n}{365} \right) \right] \quad (1-2)$$

که در آن I_{on} میزان تابش در سطح خارجی جو را بر روی صفحه ای عمود بر جهت تابش در روز n ام سال نشان می دهد. $n=1$ روز اول ژانویه (۱۱ دی ماه) یعنی آغاز سال میلادی و $n=365$ روز سی و یکم دسامبر (۱۰ دی ماه) می باشد.

از دیگر پارامترهایی که در تعیین تابش خورشید لازم است تا محاسبه شود، طلوع و غروب خورشید به صورت زاویه ساعتی می باشد. محاسبه این زمان ها از روابط زیر امکان پذیر است [۲۳،۲۱،۲۰].

$$\omega_s = \text{Arccos} (-\tan \phi \cdot \tan \delta) \quad (2-2)$$

که در این رابطه ω_s زاویه ساعتی خورشید در لحظه غروب نجومی بر حسب درجه، ϕ عرض جغرافیایی بر حسب درجه و δ زاویه انحراف (میل) خورشید بر حسب درجه می باشد.

زاویه ساعتی خورشید در لحظه طلوع نجومی از رابطه زیر بدست می آید

$$\omega_s = -\omega_r \quad (۳-۲)$$

زاویه انحراف (میل) خورشید (δ) موقعیت زاویه ای خورشید در ظهر خورشیدی نسبت به صفحه استوا می باشد. زاویه انحراف خورشید در طول سال از $-۲۳/۴۵$ تا $+۲۳/۴۵$ تغییر می کند.

لازم به ذکر است که زاویه انحراف خورشید در طول سال های متوالی به اندازه ناچیزی با یکدیگر تفاوت دارند و هر ۴ سال یک بار به علت واقع شدن سال کبیسه، مجدداً تکرار می شوند. تاکنون روابط تجربی گوناگونی جهت محاسبه زاویه انحراف ارائه گردیده است که رابطه زیر یکی از آنها می باشد [۲۰-۲۳].

$$\delta = \text{Arcsin} \left[\sin(23.45) \cdot \sin \left(\frac{360(284+n)}{365} \right) \right] \quad (۴-۲)$$

یا می توان رابطه را به صورت ساده تر نوشت

$$\delta \approx 23.45 \sin \left(360 \cdot \frac{(284+n)}{365} \right) \quad (۵-۲)$$

در این رابطه n شماره روز در سال میلادی می باشد.

تابش رسیده به بیرون جو زمین یا تابش فرا جو (I_0) برابر تابشی است که در صورت عدم وجود جو به سطح زمین می رسید. اسپیتزر و همکارانش [۲۰، ۲۳] پیشنهاد کردند که برای بدست آوردن تابش فرا جو روزانه (I_0) باید از رابطه زیر استفاده نمود.

$$I_0 = \frac{24 \times 3600}{\pi} I_{sc} \left(\frac{\bar{d}}{d} \right)^2 \left[\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{2\pi \omega_s}{360} \sin \phi \sin \delta \right] \quad (۶-۲)$$

که در این رابطه I_{sc} ثابت خورشیدی برابر ۱۳۶۷ وات بر متر مربع، \bar{d} فاصله متوسط زمین - خورشید برابر یک واحد نجومی، d فاصله واقعی زمین - خورشید، $\frac{\bar{d}}{d}$ تصحیح لازم برای خارج از مرکز مدار بیضوی زمین به دور می باشد که از رابطه زیر بدست می آید.

$$\left(\frac{\bar{d}}{d}\right)^2 = 1 + 0.033 \cos\left(\frac{360n}{365}\right) \quad (7-2)$$

در این روابط n شماره روز از یک ژانویه می باشد.

لازم به ذکر است که از رابطه (۶-۲) برای محاسبه تابش روزانه می توان استفاده نمود اما در مواردی که نیاز است تا تابش در طی روز به صورت ساعتی محاسبه گردد، رابطه زیر به کار گرفته می شود [۲۱،۲۰]

$$H_o = \frac{24 \times 3600}{\pi} I_{sc} \left(\frac{\bar{d}}{d}\right)^2 \left[\cos \phi \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{2\pi(\omega_2 - \omega_1)}{360} \sin \phi \sin \delta \right] \quad (8-2)$$

در این رابطه ω_1 و ω_2 زوایای ساعتی در دو زمان متوالی هستند که از رابطه زیر بدست می آیند.

$$\omega_n = (12 - t) \times 15 \quad (9-2)$$

که در این رابطه t زمان (بر حسب ساعت) مورد نظر می باشد.

انرژی رسیده به خارج جو زمین روی واحد سطح عمود بر جهت تابش در فاصله متوسط زمین - خورشید، ثابت خورشیدی نامیده می شود. در سال های اخیر اندازه گیری دقیق ثابت خورشیدی مورد توجه بسیاری قرار گرفته است. گیتس^۱ مقدار ۱۳۶۰ وات بر متر مربع، ناسا^۲ مقدار ۱۳۵۳، دانکن^۳ و

¹ Gates

² NASA

³ Duncan

همکارانش مقدار ۱۳۷۶، مانتیس و آنس ورث^۱ مقدار ۱۳۷۳، و مرکز جهانی تابش مقدار ۱۳۶۷ را برای ثابت خورشیدی پیشنهاد کردند [۲۲،۲۱]

۲-۳-۱- بررسی مدلها

برای محاسبه تابش کل خورشید با استفاده از سایر متغیرهای هواشناسی می توان از مدل‌های مختلفی که به همین منظور توسعه یافته‌اند استفاده کرد بیشتر این مدلها دارای ضرایب تجربی هستند که لازم است با استفاده از داده‌های اندازه‌گیری شده برای هر ایستگاه بصورت جداگانه برآورد شوند. نتایج مدلها در مناطق مختلف متفاوت بوده و قبل از استفاده در هر منطقه لازم است که مدلها بررسی و پس از محاسبه ضرایب و اعتبار سنجی، بهترین مدل برای منطقه مورد نظر مشخص شود.

در ایران این مدلها توسط پژوهشگران مختلف کالیبره و ضرایب تجربی آنها محاسبه شده است که در ادامه به برخی از این مدلها اشاره می شود.

۲-۳-۱-۱- مدل های مختلف مورد استفاده

مدل انگستروم^۲

این مدل تابش کل روزانه خورشید را با استفاده از ساعات آفتابی (S) برآورد می کند. انگستروم پیشنهاد کرد که گذرایی جو با متوسط روزانه نسبت ساعات آفتابی موجود به ساعات آفتابی حداکثر (S_o) یا همان طول روز نجومی (N) رابطه خطی دارد. رابطه وی به صورت زیر است. [۲۴،۲۳،۲۱،۲۰]

$$S_o = N = \frac{\omega_s - \omega_r}{15} = \frac{2\omega_s}{15} \quad (10-2)$$

$$K_T = a + b \frac{S}{S_o} \quad (11-2)$$

¹ Montieith & Unsworth

² Angstrom

که در آن K_T گذرایی جو یا نسبت تابش کل روزانه خورشید به تابش فرا جو روزانه می باشد. a و b ضرایب تجربی هستند که باید با استفاده از یک دوره آماری داده های اندازه گیری شده تابش و ساعات آفتابی محاسبه گردند. برای تمام مدل های به کار گرفته شده شامل مدل انگستروم، بریستو کمپیل، هارگریوز و ردی تابش فرا جو روزانه از روابطه (۲-۶) یا (۲-۸) محاسبه شده و سپس گذرایی روزانه جو (K_T) بر اساس معادله زیر محاسبه می شود.

$$K_T = \frac{H (MJ.m^{-2}.day^{-1})}{H_o (MJ.m^{-2}.day^{-1})} \quad (2-12)$$

برای بررسی ضرایب مدل ها، داده های موجود پس از کنترل کیفیت به دو فصل تابستان و زمستان تقسیم شدند و ضرایب مدل ها برای فصول مختلف به طور جداگانه محاسبه شدند.

ضرایب محاسبه شده مدل انگستروم در جدول (۲-۱) آورده شده است. در این جدول و سایر جداول مشابه مربوط به سایر مدل ها که در ادامه می آیند، a و b و c ضرایب مدل ها، و r ضریب همبستگی بین متغیر هواشناسی استفاده شده و متغیر برآورد شده (تابش کلی خورشید یا گذرایی جو) می باشد. مثلا در معادله انگستروم r نشان دهنده ضریب هم بستگی بین S/S_o و گذرایی جو (K_T) می باشد.

در جداول ذکر شده، همچنین میانگین و انحراف معیار ضرایب برای کل داده های ایستگاه های تابش سنجی ایران محاسبه شده و مشاهده می گردد که در اکثر موارد انحراف معیار ضرایب ناچیز است و نشان دهنده تغییر پذیری کم آنها در گستره ایران می باشد.

در رابطه انگستروم ضریب a بیانگر میزان تابش دریافتی در یک روز کاملا ابری و $a+b$ بیانگر مقدار تابش دریافتی در یک روز کاملا صاف می باشد.

در جدول زیر ضرایب مدل انگستروم برای مناطق مختلف ایران آورده شده است.

جدول ۱-۲- ضرایب انگستروم برای ایستگاه های موجود در ایران [۲۰]

ایستگاه	فصل	a	b	r	ایستگاه	فصل	a	b	r
بجنورد	تابستان	۰/۳۳	۰/۴۲	۰/۸۹	رامسر	تابستان	۰/۲۷	۰/۴۶	۰/۸۹
	زمستان	۰/۳۱	۰/۴۵	۰/۹۳		زمستان	۰/۲۹	۰/۴۲	۰/۸۷
بوشهر	تابستان	۰/۳۷	۰/۳۵	۰/۷۶	شیراز	تابستان	۰/۴۱	۰/۳۲	۰/۷۱
	زمستان	۰/۳۷	۰/۳۸	۰/۸۶		زمستان	۰/۳۹	۰/۳۶	۰/۸۴
اصفهان	تابستان	۰/۴۷	۰/۲۶	۰/۵۸	شمال تهران	تابستان	۰/۲۹	۰/۴۲	۰/۹۳
	زمستان	۰/۴	۰/۳۴	۰/۸۲		زمستان	۰/۲۹	۰/۴۴	۰/۹۵
همدان	تابستان	۰/۳۷	۰/۳۶	۰/۸۴	طبس	تابستان	۰/۵۵	۰/۱۹	۰/۳۶
	زمستان	۰/۳۳	۰/۴۳	۰/۹		زمستان	۰/۳۱	۰/۴۶	۰/۹۲
جاسک	تابستان	۰/۳۲	۰/۳۷	۰/۹۱	تبریز	تابستان	۰/۲۴	۰/۴۷	۰/۹۵
	زمستان	۰/۲۶	۰/۴۷	۰/۹۶		زمستان	۰/۲۷	۰/۴۶	۰/۹۳
کرج	تابستان	۰/۴	۰/۳	۰/۷۶	یزد	تابستان	۰/۴۳	۰/۳۶	۰/۵۹
	زمستان	۰/۳۴	۰/۴	۰/۹۱		زمستان	۰/۳۹	۰/۳۷	۰/۸۳
کرمان	تابستان	۰/۳۷	۰/۴۱	۰/۸۶	زاهدان	تابستان	۰/۴	۰/۳۲	۰/۷۸
	زمستان	۰/۳۳	۰/۴۲	۰/۹۳		زمستان	۰/۳۴	۰/۳۹	۰/۸۹
کرمانشاه	تابستان	۰/۳۴	۰/۴۱	۰/۹۳	زنجان	تابستان	۰/۳۹	۰/۳۸	۰/۷۷
	زمستان	۰/۳۱	۰/۴۹	۰/۹۵		زمستان	۰/۲۹	۰/۵	۰/۹۶
خوربیابانک	تابستان	۰/۴۵	۰/۲۸	۰/۶۴	میانگین	تابستان	۰/۳۷	۰/۳۶	۰/۷۸
	زمستان	۰/۴۱	۰/۳۱	۰/۸			حدافل	۰/۲۴	۰/۱۹
مشهد	تابستان	۰/۳۳	۰/۳۸	۰/۹۲	حداکثر	تابستان	۰/۵۵	۰/۴۷	۰/۹۵
	زمستان	۰/۳۳	۰/۴	۰/۹۱			انحراف	۰/۰۷	۰/۰۷
مهرآباد تهران	تابستان	۰/۳۸	۰/۳۴	۰/۸۲	میانگین	زمستان	۰/۳۳	۰/۴۲	۰/۹
	زمستان	۰/۳۳	۰/۴۱	۰/۹۴			حدافل	۰/۲۶	۰/۳۱
ارومیه	تابستان	۰/۳۸	۰/۴۳	۰/۷۸	حداکثر	تابستان	۰/۴۱	۰/۵	۰/۹۶
	زمستان	۰/۳۲	۰/۴۹	۰/۹۱			انحراف	۰/۰۴	۰/۰۵

مدل بریستو و کمپبل^۱

این مدل تابش کل روزانه خورشید را بر اساس دماهای ماکزیمم و مینیمم روزانه و بارندگی کل روزانه محاسبه می کند. در این روش گذرایی جو با استفاده از دامنه شبانه روزی دما (ΔT_B) به صورت زیر محاسبه می شود [۲۰].

^۱ Bristow & Campbell

$$K_T = a [1 - \exp(-B \cdot \Delta T_B^C)] \quad (2-13)$$

در این رابطه a و B و C ضرایب تجربی وابسته به شرایط ایستگاه بوده و برای هر ایستگاه جداگانه محاسبه می گردند. ضریب a بیان کننده ماکزیمم K_T در شرایط آسمان صاف برای منطقه مورد نظر و ضرایب B و C مشخص می کنند با افزایش ΔT_B ، چه مدت طول می کشد تا ماکزیمم K_T بدست آید.

جدول ۲-۲ - ضرایب مدل بریستو و کمپیل برای مناطق مختلف ایران [۲۰]

ایستگاه	فصل	a	B	C	ایستگاه	فصل	a	B	C
بجنورد	تابستان	۰/۶۸	۰/۰۶	۱/۵۴	رامسر	تابستان	۰/۶	۰/۰۱	۲/۴۵
	زمستان	۰/۶۹	۰/۰۲	۲/۰۴		زمستان	۰/۷	۰/۰۱	۲/۲۸
بوشهر	تابستان	۰/۶۶	۰/۰۳	۲/۰۶	شیراز	تابستان	۰/۶۸	۰/۰۲	۱/۹۵
	زمستان	۰/۶۸	۰/۰۴	۲/۸۹		زمستان	۰/۷	۰/۰۱	۲/۲۵
اصفهان	تابستان	۰/۶۸	۰/۰۲	۲/۰۵	شمال تهران	تابستان	۰/۶۵	۰/۰۲	۲/۱۷
	زمستان	۰/۶۸	۰/۰۱	۲/۴		زمستان	۰/۶۷	۰/۰۱	۲/۳۷
همدان	تابستان	۰/۶۸	۰/۰۳	۱/۶۸	طبرس	تابستان	۰/۷۳	۰/۰۱	۲/۳۵
	زمستان	۰/۶۸	۰/۰۲	۱/۸۷		زمستان	۰/۷۱	۰/۰۲	۲/۹۳
جاسک	تابستان	۰/۷	۰/۰۱	۲/۴	تبریز	تابستان	۰/۶۲	۰/۰۲	۲/۱۸
	زمستان	۰/۶۷	۰/۰۱	۲/۸۵		زمستان	۰/۶۴	۰/۰۱	۲/۳۵
کرج	تابستان	۰/۶۳	۰/۰۱	۲/۶۳	یزد	تابستان	۰/۷۲	۰/۰۳	۲/۷۹
	زمستان	۰/۶۸	۰/۰۱	۲/۳۱		زمستان	۰/۷۲	۰/۰۱	۲/۳
کرمان	تابستان	۰/۷۵	۰/۰۱	۲/۲	زاهدان	تابستان	۰/۶۶	۰/۰۱	۲/۱۵
	زمستان	۰/۷۱	۰/۰۲	۲/۰۱		زمستان	۰/۶۷	۰/۰۷	۱/۳۹
کرمانشاه	تابستان	۰/۷۲	۰/۰۵	۱/۳۶	زنجان	تابستان	۰/۷۲	۰/۰۱	۲/۲
	زمستان	۰/۷۴	۰/۰۲	۱/۷۸		زمستان	۰/۷۴	۰/۰۱	۲/۱۲
خوربیابانک	تابستان	۰/۶۹	۰/۰۲	۲/۱۴	میانگین	تابستان	۰/۶۸	۰/۰۱۹	۲/۲۱
	زمستان	۰/۶۸	۰/۰۰۲	۳/۱۹			حدافل	۰/۶	۰/۰۰۱
مشهد	تابستان	۰/۶۶	۰/۰۲	۲/۰۶	حداکثر	تابستان	۰/۷۵	۰/۰۶	۳/۵۴
	زمستان	۰/۶۴	۰/۰۲	۲/۰۷			انحراف	۰/۰۴	۰/۰۱۴۷
مهرآباد	تابستان	۰/۶۵	۰/۰۰۱	۳/۵۴	میانگین	زمستان	۰/۶۹	۰/۰۱۵	۲/۲۹۵
	زمستان	۰/۷	۰/۰۱	۲/۴۹			حدافل	۰/۶۴	۰/۰۰۲
تهران	تابستان	۰/۷۵	۰/۰۱	۲/۲	حداکثر	تابستان	۰/۷۵	۰/۰۷	۳/۱۹
	زمستان	۰/۷۵	۰/۰۲	۲/۰۲			انحراف	۰/۰۳	۰/۰۱۴

بریستو و کمپیل ضرایب معادله را به صورت $a = 0.7$ و $B = 1036 \exp(-0.154 \Delta T_m)$ و $C = 2.4$ پیشنهاد کردند (ΔT_m متوسط ماهانه ΔT_B). آنها همچنین برای محاسبه ΔT_B روش زیر را ارائه نمودند

$$\Delta T_B(j) = T_{Max}(j) - [T_{min}(j) + T_{min}(j + 1)]/2 \quad (14-2)$$

که در این رابطه دما برحسب درجه سانتی گراد و j نشان دهنده روز مورد نظر است.

ضرایب مدل بریستو و کمپیل که با استفاده از داده های ایستگاه های تابش سنجی ایران محاسبه شده اند در جدول (۲-۲) آورده شده اند. میانگین و انحراف از معیار نیز محاسبه شده و مشاهده می گردد که تغییر پذیری ضرایب در گستره ایران ناچیز است.

مدل هارگریوز^۱ و همکاران

در این مدل تابش روزانه فرا جو و دامنه روزانه هوا (ΔT_H) متغیر های مستقل و تابش کل روزانه متغیر وابسته می باشد. رابطه پیشنهادی هارگریوز و همکارانش به صورت زیر می باشد [۲۰]

$$H = a + bH_o(\Delta T_H)^{0.5} \quad (15-2)$$

$$\Delta T_H = T_{Max} - T_{min} \quad (16-2)$$

ضرایب مدل هارگریوز که با استفاده از داده های ایستگاه های تابش سنجی ایران محاسبه شده اند در جدول (۲-۳) آورده شده اند. در اینجا نیز مانند دو مدل قبل میانگین و انحراف از معیار ضرایب برای تابستان و زمستان محاسبه شده است.

¹ Hargreaves

جدول ۲-۳ - ضرایب مدل هارگریوز برای مناطق مختلف ایران [۲۰]

ایستگاه	فصل	a	B	r	ایستگاه	فصل	a	B	r
بجنورد	تابستان	۷/۸۴	۰/۱۱	۰/۷۴	رامسر	تابستان	-۵/۵۵	۰/۲	۰/۶۷
	زمستان	۰/۷۳	۰/۱۶	۰/۸۸		زمستان	-۲/۸۵	۰/۲	۰/۹
بوشهر	تابستان	۱۱/۶۵	۰/۱	۰/۵۸	شیراز	تابستان	۹/۱۹	۰/۱	۰/۶۹
	زمستان	۳/۷۳	۰/۱۵	۰/۷۶		زمستان	۴/۰۴	۰/۱۳	۰/۷۹
اصفهان	تابستان	۶/۵۳	۰/۱۳	۰/۶۹	شمال	تابستان	-۰/۴۶	۰/۱۸	۰/۷۸
	زمستان	۲/۱۳	۰/۱۶	۰/۸۶		زمستان	-۲/۶	۰/۲۱	۰/۹۴
همدان	تابستان	۲/۵۱	۰/۱۳	۰/۸۲	طبس	تابستان	۱۲/۰۲	۰/۱۱	۰/۶۶
	زمستان	۱/۷	۰/۱۴	۰/۸۶		زمستان	۰/۳۵	۰/۱۸	۰/۹
جاسک	تابستان	۱/۴۱	۰/۱۸	۰/۵۲	تبریز	تابستان	۱/۷۸	۰/۱۵	۰/۶۷
	زمستان	۵/۵۳	۰/۱۳	۰/۷		زمستان	-۰/۱۳	۰/۱۵	۰/۸۶
کرج	تابستان	۶/۹۷	۰/۱۱	۰/۷۸	یزد	تابستان	۱۱/۸۴	۰/۱	۰/۵۷
	زمستان	۱/۳۲	۰/۱۶	۰/۸۴		زمستان	۳/۳۷	۰/۱۴	۰/۸
کرمان	تابستان	۱۰/۹۶	۰/۱	۰/۵۸	زاهدان	تابستان	۸/۴۳	۰/۱	۰/۶۹
	زمستان	۰/۷۳	۰/۱۵	۰/۸۶		زمستان	۳/۷۸	۰/۱۱	۰/۸۲
کرمانشاه	تابستان	۲/۵	۰/۱۳	۰/۸۵	زنجان	تابستان	۷/۴۱	۰/۱۲	۰/۷۴
	زمستان	۱/۲۵	۰/۱۵	۰/۸۹		زمستان	۰/۷۴	۰/۱۶	۰/۸۶
خوربیابانک	تابستان	۹/۳۸	۰/۱۲	۰/۷۴	تابستان	۶	۰/۱۳	۰/۷	
	زمستان	۱/۸۹	۰/۱۶	۰/۸۵		حدافل	-۵/۵۵	۰/۱	۰/۵۲
مشهد	تابستان	۳/۳۵	۰/۱۴	۰/۷۶		حداکثر	۱۲/۰۲	۰/۲	۰/۸۵
	زمستان	۰/۶۳	۰/۱۵	۰/۸۹		انحراف	۴/۶۳	۰/۰۳	۰/۰۹
مهرآباد	تابستان	۵/۳۷	۰/۱۴	۰/۷۵	زمستان	۱/۲۸	۰/۱۶	۰/۸۵	
	زمستان	-۱/۳	۰/۲	۰/۸۷		حدافل	-۲/۸۵	۰/۱۱	۰/۷
تهران	تابستان	۶/۹۲	۰/۱۴	۰/۷۵		حداکثر	۵/۵۳	۰/۲۱	۰/۹۴
	زمستان	۰/۶۲	۰/۱۷	۰/۸۶		انحراف	۲/۱۴	۰/۰۲	۰/۰۵

مدل ردی^۱

ردی از متغیرهای بارش روزانه (p, mm) و عرض جغرافیایی (ϕ بر حسب درجه) برای برآورد

تابش روزانه خورشید به صورت زیر استفاده نمود [۲۰].

^۱ Reddy

$$H = a + b\phi + cp^{0.33} \quad (17-2)$$

با توجه به اینکه یکی از متغیرهای مستقل این رابطه عرض جغرافیایی می باشد، بنابراین ضرایب آن نمی توانند برای یک ایستگاه خاص تعیین شوند و برای محاسبه ضرایب آن نیاز به ایستگاه های دارای عرض های جغرافیایی متفاوت است. با به کار بردن داده های تمامی ایستگاه های تابشی ایران، ضرایب این مدل به صورت زیر تعیین شده اند

الف - برای تابستان $a = 29.56$ ، $b = -0.12$ ، $c = -4.0$ و $r = 0.35$

ب - برای زمستان $a = 32.74$ ، $b = -0.53$ ، $c = -2.72$ و $r = 0.48$

۲-۳-۱-۲ - مقایسه نتایج مدل های مختلف برای ایران

برای اعتبار سنجی مدل ها، داده های تابش سالهایی که برای کالیبراسیون مدل ها استفاده شده بودند کنار گذاشته شدند و داده های بقیه سال ها استفاده شدند. سنجی های آماری شامل عرض از مبدا (a)، شیب (b) و ضریب همبستگی یا رابطه خطی بین داده های اندازه گیری شده و محاسبه شده (r)، جذر میانگین مربعات خطا و میانگین خطای ارببی (ضمیمه الف) می باشند، که با توجه به نتایج حاصل از این مقایسه، برای هر منطقه مدل ها رتبه بندی شده اند [۲۰]. این مقایسه و رتبه بندی در ضمیمه (ب) آورده شده است.

نتایج نشان می دهد در تمام ایستگاه ها معادله انگستروم، برآورد بهتری از تابش کل خورشید دارد. بنابراین استفاده از رابطه انگستروم برای برآورد تابش در ایستگاه های مختلف ایران پیشنهاد می شود [۲۰].

۲-۳-۲- محاسبه تابش خورشیدی برای جزیره خارک

در ادامه با توجه به روابط ارائه شده در این بخش، میزان تابش خورشید برای شرایط اقلیمی جزیره خارک محاسبه شده است. مراحل محاسبه برای یک روز (۱۵ مرداد ۱۳۸۷) به عنوان نمونه در زیر آورده شده است.

مراحل محاسبه تابش خورشیدی

۱- تعیین شماره روز (n)

روز مورد نظر (۱۵ مرداد) مطابق با ۵ اگوست (اوت) می باشد، بنابراین شماره این روز در سال میلادی برابر با $n=217$ است.

$$15 \text{ مرداد} \rightarrow 5 \text{ Aug} \rightarrow n = 212 + 5 = 217$$

۲- محاسبه زاویه میل (انحرافی) خورشید.

برای محاسبه زاویه انحرافی خورشید از رابطه (۲-۴) یا (۲-۵) استفاده می شود.

$$\delta \approx 23.45 \sin \left(360 \cdot \frac{(284 + n)}{365} \right) \Rightarrow \delta = 16.83^\circ$$

۳- محاسبه زوایای ساعتی خورشید

همان طور که در روابط ارائه شده برای محاسبه زوایای ساعتی مشاهده شد، این زوایا تابعی از زاویه انحرافی و عرض جغرافیایی می باشند. رابطه (۲-۲) برای محاسبه این زوایا قابل استفاده می باشد.

$$\emptyset = 29^\circ$$

$$\omega_s = \text{Arccos}(-\tan \emptyset \cdot \tan \delta) \Rightarrow \omega_s = 99.65^\circ$$

$$\omega_r = -\omega_s = -99.65^\circ$$

$$S_o = N = 2 \times \omega_s \div 15 = 13.29 \text{ hour}$$

۴ - محاسبه مقدار $\left(\frac{\bar{d}}{d}\right)^2$ یا نسبت فاصله متوسط زمین - خورشید به فاصله واقعی زمین - خورشید

$$\left(\frac{\bar{d}}{d}\right)^2 = 1 + 0.033 \cos\left(\frac{360 n}{365}\right) \Rightarrow \left(\frac{\bar{d}}{d}\right)^2 = 0.973$$

۵ - تعیین ثابت خورشیدی

همان طور که اشاره شد، برای ثابت خورشیدی مقادیر متفاوتی ارائه شده است در این پروژه مقدار آن را برابر با ۱۳۶۷ وات بر متر مربع در نظر گرفته شده است که مطابق با مقدار اعلام شده از طرف مرکز جهانی تابش می باشد.

$$I_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2$$

۶ - محاسبه تابش روزانه فرا جو

$$I_o = \frac{24 \times 3600}{\pi} I_{sc} \left(\frac{\bar{d}}{d}\right)^2 \left[\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{2\pi \omega_s}{360} \sin \phi \sin \delta \right]$$

$$\Rightarrow I_o = 39.120 \text{ Mj/m}^2$$

۷ - محاسبه گذرایی جو یا نسبت تابش کل روزانه به تابش فرا جو روزانه

با توجه به مقایسه صورت گرفته برای مدل های محاسبه تابش روزانه خورشید در ایران، مشاهده می شود که برای منطقه بوشهر روش انگستروم بهترین نتیجه را می دهد و روش هارگریوز در رتبه بعدی قرار دارد، لذا در این پروژه برای محاسبه تابش کل روزانه از روش انگستروم استفاده می شود.

از جدول (۱-۲) مقدار ضرایب انگستروم برای خارک در تابستان برابر خواهد بود با:

$$a = 0.37 \quad , \quad b = 0.35$$

با استفاده از رابطه انگستروم گذرایی جو از رابطه زیر حاصل می شود.

$$K_T = a + b \frac{S}{S_o} \Rightarrow K_T = 0.37 + 0.35 \times \frac{10.62}{13.29} = 0.65$$

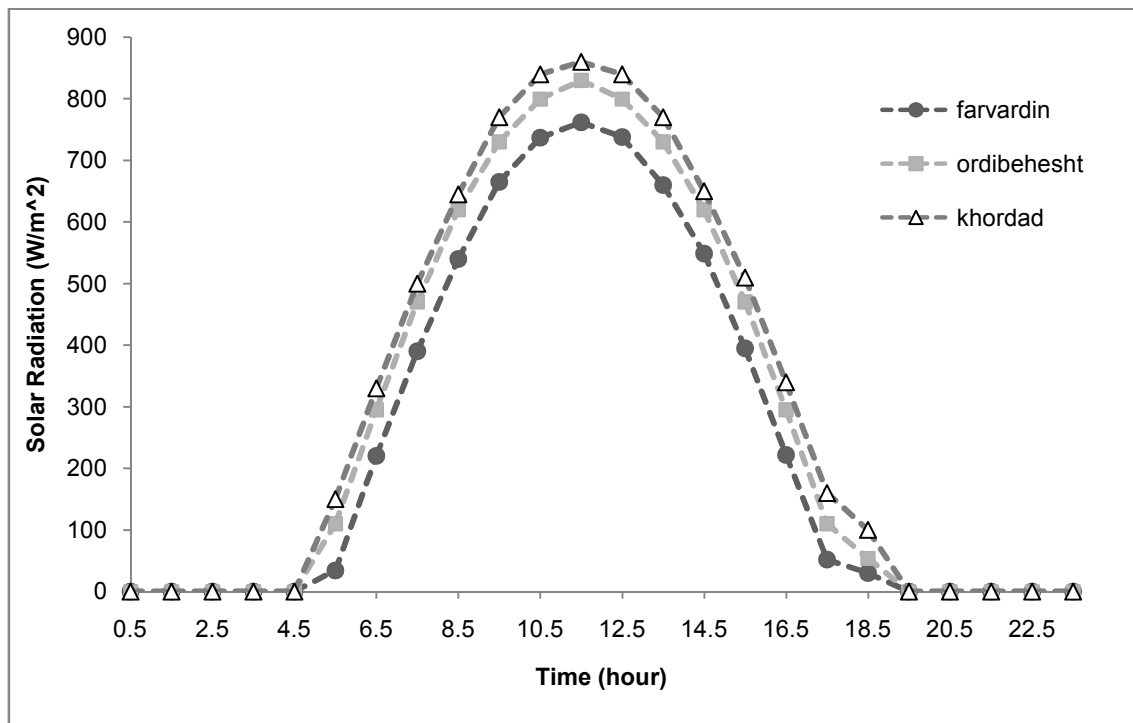
۸ - محاسبه تابش کل روزانه

$$K_T = \frac{I}{I_o} \Rightarrow I = 0.65 \times 39.120 = 25.42 \text{ Mj/m}^2$$

۲-۳-۳- نتایج محاسبه تابش خورشیدی ساعتی در هر ماه

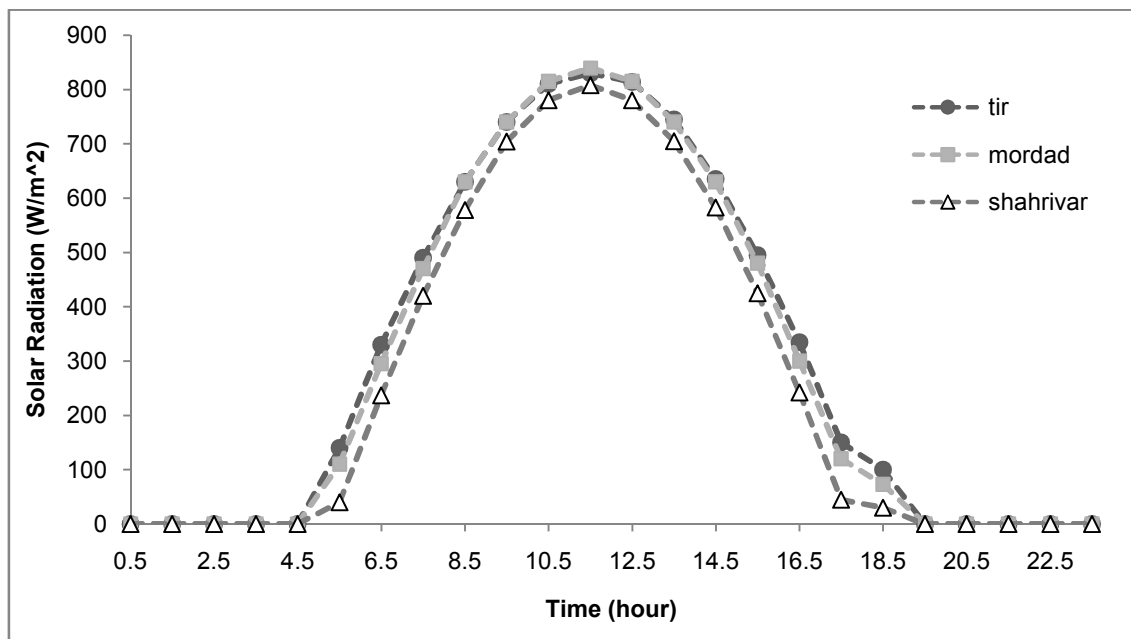
در ادامه نتایج محاسبه میزان تابش خورشیدی برای تمام ماه های سال آورده شده است. این نتایج ابتدا به صورت ساعتی در هر ماه و سپس به صورت روزانه بیان شده اند.

در شکل زیر مقدار تابش خورشیدی ساعتی در فصل بهار نشان داده شده است. در این فصل بیشترین تابش در ماه خرداد و کمترین تابش در فروردین می باشد. ضمن اینکه در تمام ماه های سال بیشترین تابش ساعتی در ساعت ۱۱:۳۰ رخ می دهد.



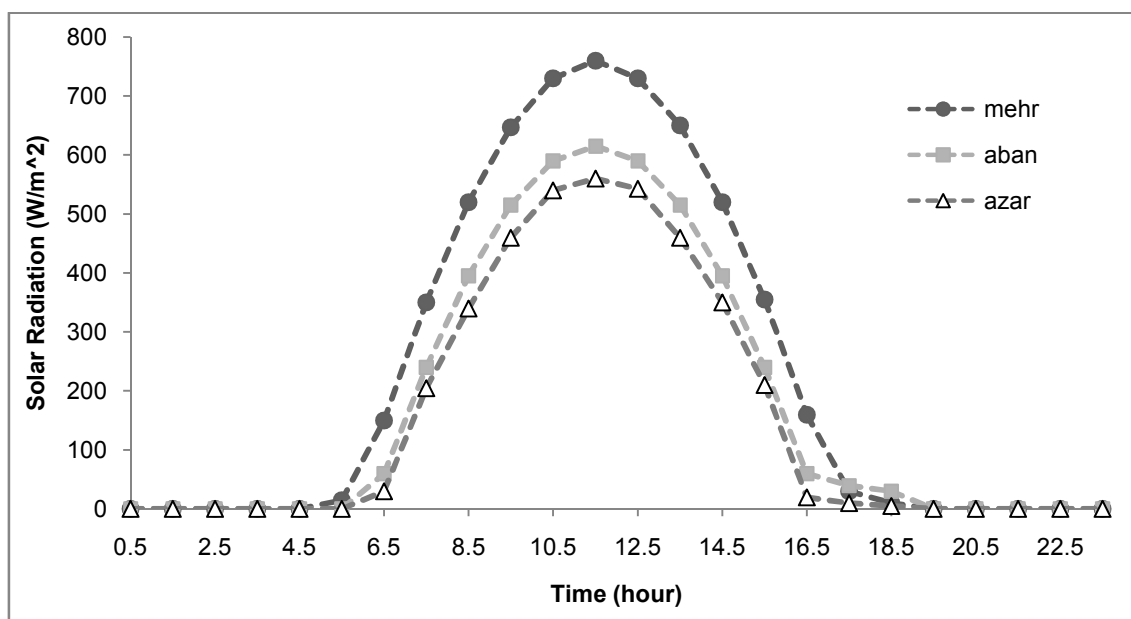
شکل ۲-۱۳- تابش خورشیدی در طی ساعات روز برای فصل بهار

شکل زیر مقدار تابش خورشیدی ساعتی در فصل تابستان نشان داده شده است. مقدار تابش در دو ماه مرداد و تیر تقریباً یکسان است. در این فصل کمترین تابش خورشیدی در ماه شهریور می باشد.



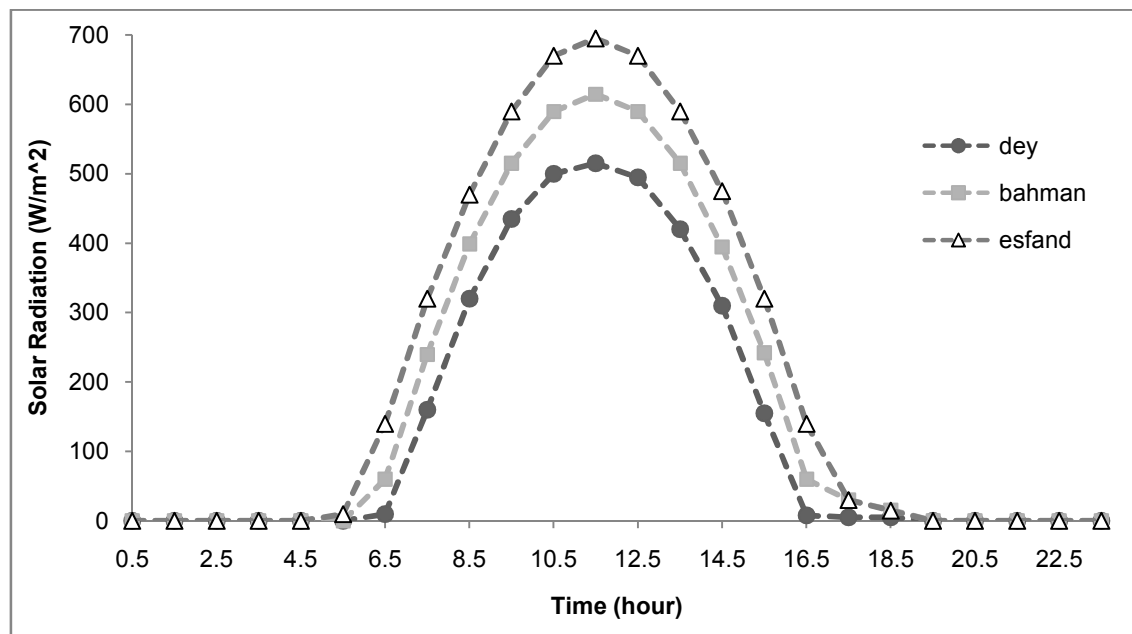
شکل ۲-۱۴ - تابش خورشیدی در طی ساعات روز برای فصل تابستان

شکل زیر مقدار تابش خورشیدی ساعتی در فصل پاییز نشان داده شده است. همان طور که مشاهده می گردد مقدار تابش ساعتی در ماه مهر بیشتر از دو ماه دیگر است.



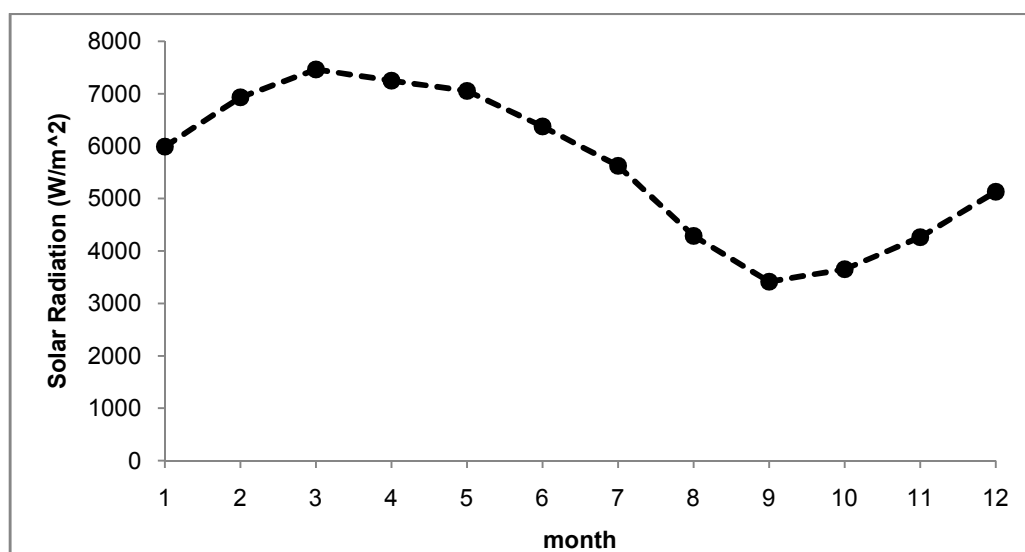
شکل ۲-۱۵ - تابش خورشیدی در طی ساعات روز برای فصل پاییز

شکل زیر مقدار تابش خورشیدی ساعتی در فصل زمستان نشان داده شده است. ماه دی کمترین و ماه اسفند بیشترین تابش ساعتی را در فصل زمستان دارند.



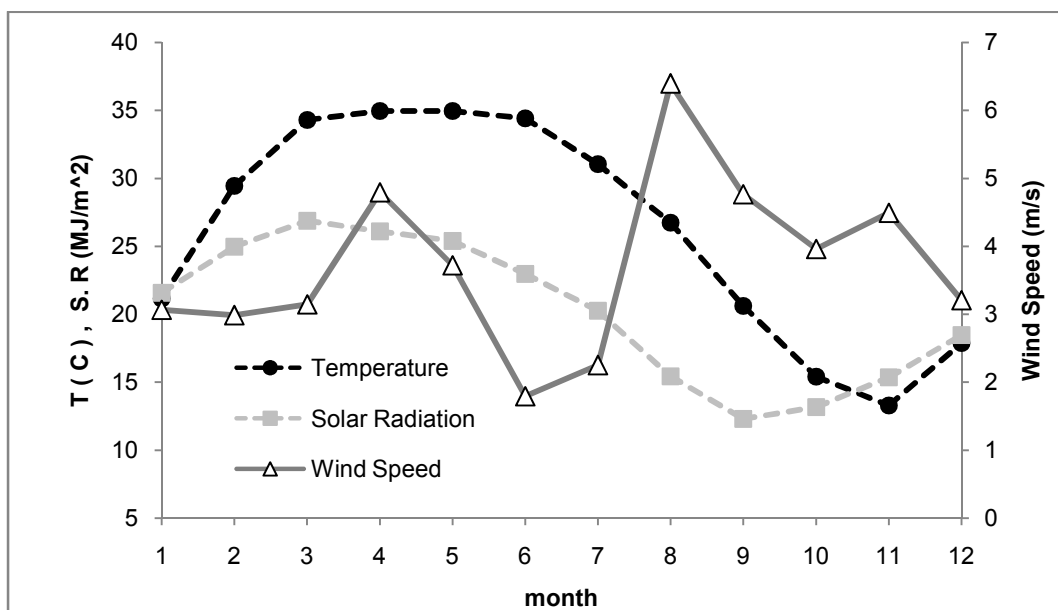
شکل ۲-۱۶ - تابش خورشیدی در طی ساعات روز برای فصل زمستان

در شکل زیر مقدار تابش خورشیدی روزانه در تمام ماه ها نشان داده شده است. خرداد ماه بیشترین تابش با مقدار ۷۶۰۰ وات بر متر مربع و ماه آذر با مقدار تابش ۳۰۰۰ وات بر متر مربع کمترین تابش روزانه را دارند.



شکل ۲-۱۷ - متوسط تابش روزانه خورشید در هر ماه از سال

برای درک بهتر شرایط جوی جزیره خارک، در شکل زیر سه پارامتر دمای محیط، تابش خورشیدی و سرعت باد در ماه های مختلف سال نشان داده شده است. همان طور که قبلا اشاره شد بیشترین سرعت باد در آبان و کمترین آن در شهریور رخ می دهد. کمترین دمای روزانه در ماه آذر می باشد و این در حالی است که کمترین تابش خورشیدی در ماه بهمن است.



شکل ۲-۱۸ - متوسط دمای محیط، تابش خورشیدی و سرعت باد در ماه های سال

فصل سوم: مخازن ذخیره سازی نفت خام



۳-۱- مقدمه

به طور کلی هفت نوع مخزن ذخیره سازی نفت و فرآورده های نفتی وجود دارد که عبارتند از [۲۷]-

[۲۵].

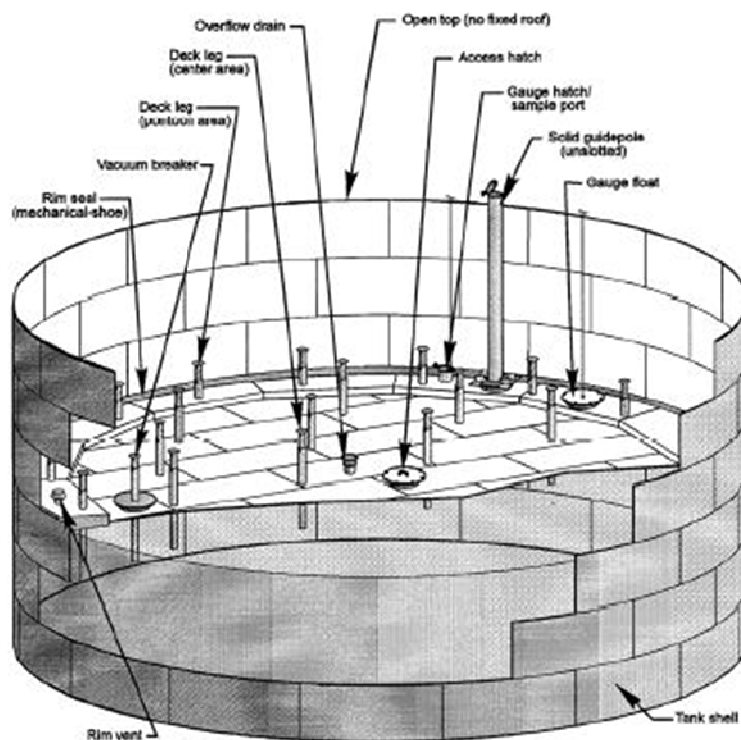
- ۱- مخازن سقف ثابت
- ۲- مخازن سقف شناور خارجی
- ۳- مخازن سقف شناور داخلی
- ۴- مخازن سقف شناور داخلی گنبدی شکل
- ۵- مخازن افقی
- ۶- مخازن فشار (کروی)
- ۷- مخازن با فضای بخار متغیر

از این هفت نوع مخزن جهت نگهداری مایعات آلی فرار استفاده می گردد.

چهار مخزن نوع اول از نوع استوانه ای و محور آنها عمود بر فنداسیون آن می باشد. این مخازن معمولاً بالاتر از سطح زمین قرار دارند. مخازن افقی (که محور آنها موازی فنداسیون می باشد) می توانند بالاتر و یا پایین تر از سطح زمین قرار گیرند. مخازن فشار نیز اغلب به صورت افقی و به شکل گلوله یا کروی هستند تا در فشارهای بالا یکپارچگی ساختاری خود را حفظ کنند. مخازن با فضای بخار متغیر نیز معمولاً استوانه ای یا کروی می باشند. یکی از معیار های انتخاب نوع مخزن، فشار بخار سیالی است که در مخزن ذخیره می شود. معمولاً برای سیال هایی با فشار بخار کمتر از $1/5$ پوند بر اینچ مربع از مخازن با سقف ثابت [۲۸]، برای سیال هایی با فشار بخار $1/5-11/5$ پوند بر اینچ مربع از مخازن با سقف شناور [۲۹،۲۸] و برای سیال هایی با فشار های بالاتر از مخازن فشار [۱] استفاده می نمایند. با توجه به اینکه مخزن مورد بررسی در این پروژه، مخزن سقف شناور خارجی می باشد.

۳-۱-۱- مخازن سقف شناور خارجی

یک مخزن معمولی سقف شناور خارجی دارای پوسته استوانه ای فولادی است، این پوسته مجهز به سقفی است که روی سطح مخزن شناور بوده و با سطح مایع بالا و پایین می رود. سقف شناور نیز شامل عرشه، اتصالات و سیستم آب بندی دیواره ها می باشد. عرشه سقف های شناور از صفحات فولادی جوشی هستند که معمولاً در سه نوع تاشتی^۱، قایقی^۲ و دو عرشه ای^۳ می باشند. با توجه به اینکه دو نوع قایقی و دو عرشه ای بیشتر مورد استفاده قرار می گیرد در اینجا این دو نوع مورد بررسی قرار می گیرند که به ترتیب در شکل‌های (۱-۳) و (۱-۴) نشان داده شده است [۳۰،۲۶،۲۵،۴]



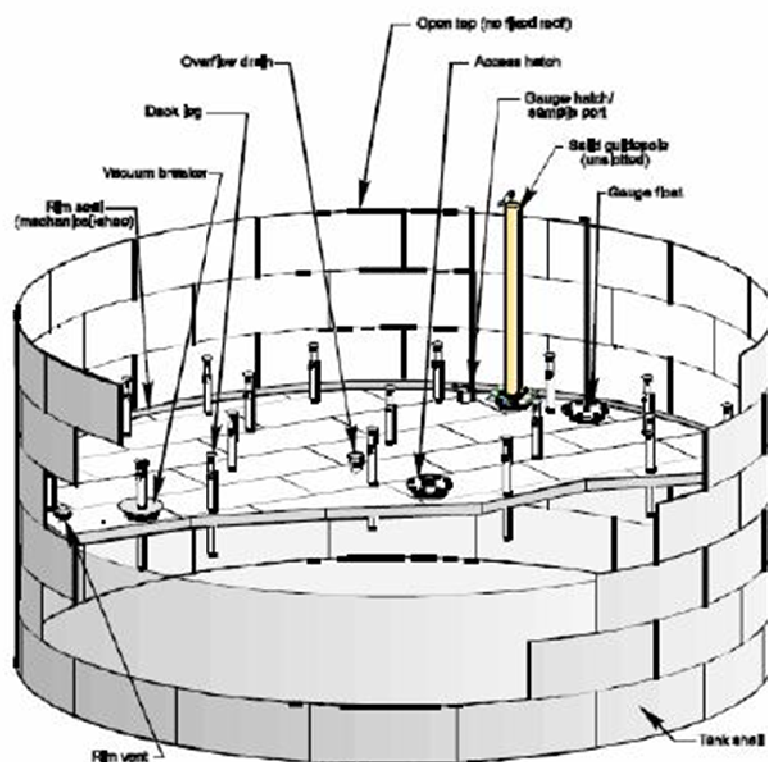
شکل ۳-۱- مخزن سقف شناور خارجی نوع قایقی [۲۵]

^۱ Pan

^۲ Pontoon

^۳ Double Deck

تولید کنندگان شکل های مختلفی از این عرشه های شناور را تولید می کنند و بنا به سفارش انجام شده و با توجه به ویژگیهای خاص همچون تماس کامل با مایع، ظرفیت حمل بار، پایداری سقف، شکل قایقی آنها را تولید می کنند. سطح مایع به جز فضای حلقوی کوچکی که بین پوسته و عرشه وجود دارد به کمک عرشه شناور پوشیده می شود. در نوع قایقی عرشه به طور مستقیم روی سطح شناور می باشد. مخازن با سقف شناور خارجی مجهز به سیستم آب بندی دیواره بوده که به محیط و پیرامون سقف چسبیده و در تماس کامل با جداره های مخزن است. همچنین این سیستم در هنگام حرکت بالا و پایین سقف نیز بر روی دیواره می لغزد و عمل آب بندی را انجام می دهد. عرشه شناور نیز دارای اتصالاتی است که وظایف مهمی را انجام می دهند. این مخازن طوری طراحی شده است که میزان اتلافات های تبخیری تنها به اتلافات سیستم آب بندی، اتصالات و در هنگام تخلیه محدود می گردد.



شکل ۳-۲ - مخزن سقف شناور خارجی نوع دو عرشه ای [۲۵]

۳-۱-۲- انواع آب بند محیطی سقف شناور

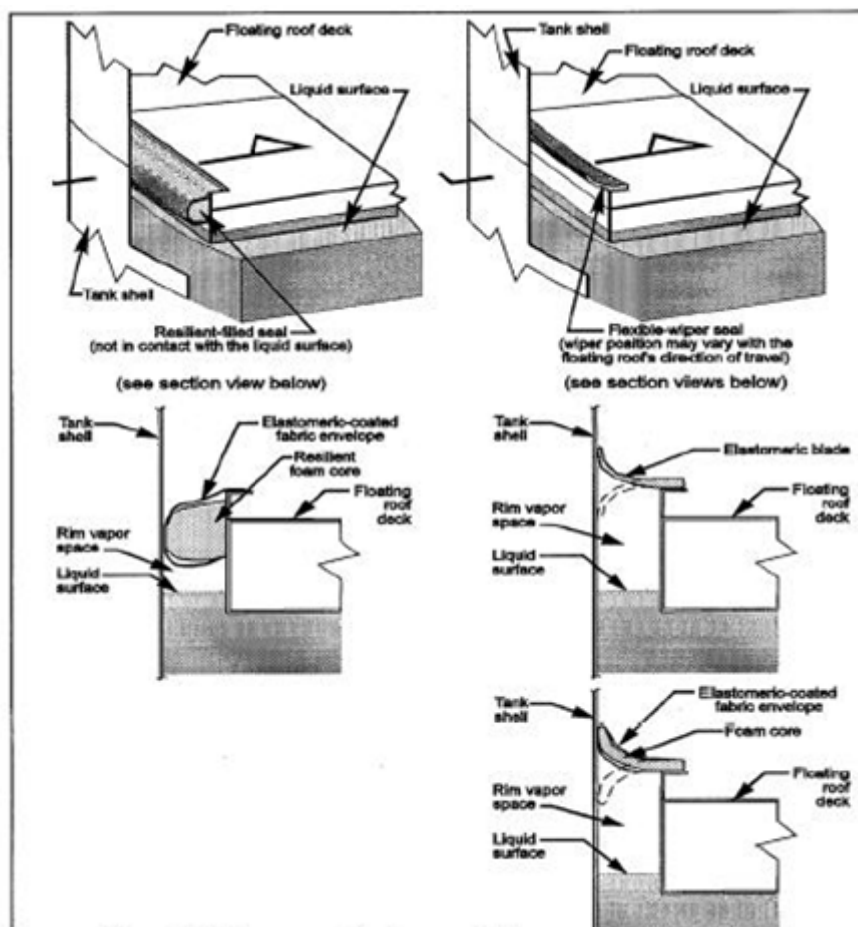
صرف نظر از هرگونه مدل و طرحی، هر سقف شناور نیازمند وسیله ای است تا شکاف بین دیواره مخزن و محیط پیرامون عرشه را پر کند. برای این منظور از آب بند استفاده می کنند، جنس آب بندها اعم از دیواره ای یا آب بند مضاعف می تواند از جنس های مختلفی متناسب با مایعات آلی باشد. از جمله آب بند های سقف شناور خارجی می توان به آب بند های زیر اشاره نمود [۲۶،۲۵]

(۱) آب بند های کفشک مکانیک

(۲) آب بند های پرشده از مایع

(۳) آب بندهای پرشده از فوم

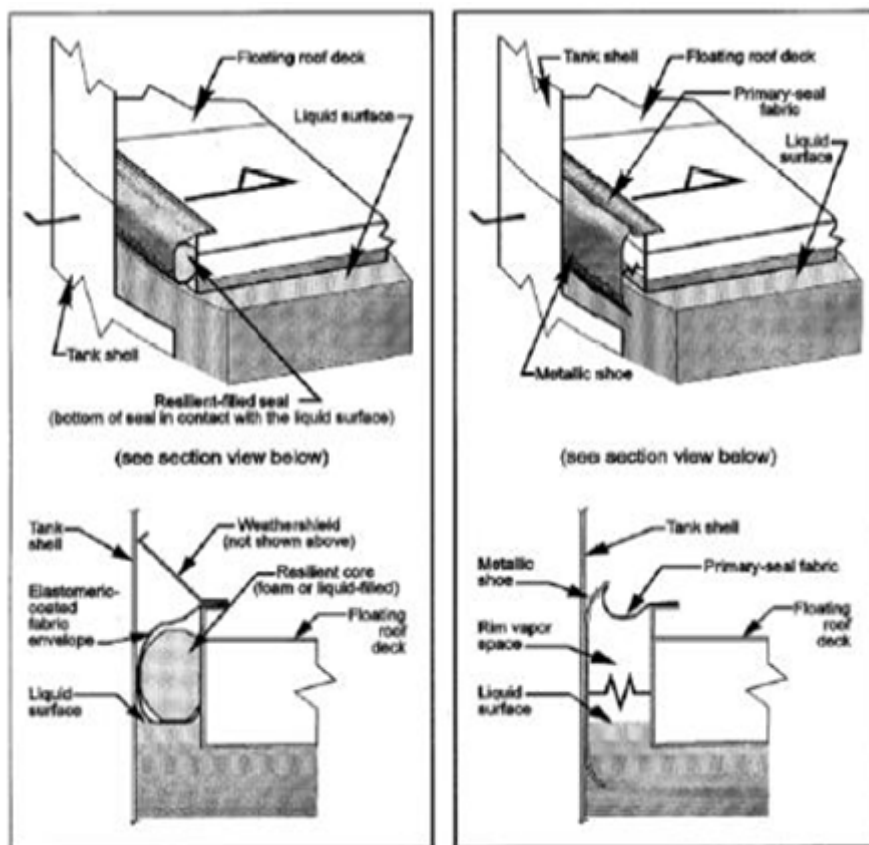
در شکل های (۳-۳) و (۴-۳) این آب بند ها نشان داده شده است. بزرگترین تفاوت در نوع آب بند ها نحوه قرارگیری آب بند نسبت به سطح مایع است. شکل (۴-۳) نشان دهنده فضای بخار بین سطح مایع و آب بند دیواره است، درحالیکه در شکل (۵-۳) آب بند روی سطح مایع قرار دارد. آب بندهای پرشده از مایع و فوم به دو دسته آب بند روی سطح مایع و بخار تقسیم می شوند که به محل قرارگیری آن بستگی دارد. طرح آب بندهای کفشکی مکانیکی متفاوت از آب بندهای پرشده از مایع و بخار است و نمی توان آنها را جزء آب بندهای روی سطحی مایع و بخار به حساب آورد، چون کفشک و پوشش آن مانع از تماس فضای حلقوی بخار بالای مایع و اتمسفر می گردد (به شکل (۴-۳) مراجعه کنید).



شکل ۳-۳ - نمونه ای از آب بند استفاده شده در مخازن [۲۵]

آب بند کفشکی مکانیکی

این نوع آب بند که به آب بند کفشک فلزی نیز معروف می باشد (شکل (۳-۴)) به کمک ورقه های فلزی (کفشک) که در مقابل دیواره عمودی نگه داشته شده اند شناخته می شوند. کفشک به وسیله سیم هایی به عرشه شناور متصل شده و به کمک فنر یا میله های وزنی به صورت محکم در برابر دیواره محکم شده است. و پوشش انعطاف پذیری از کفشک بر روی عرشه شناور آویزان شده تا همچون سدی در برابر بخار بر روی فضای حلقوی بین عرشه و آب بند دیواره ای باشد.



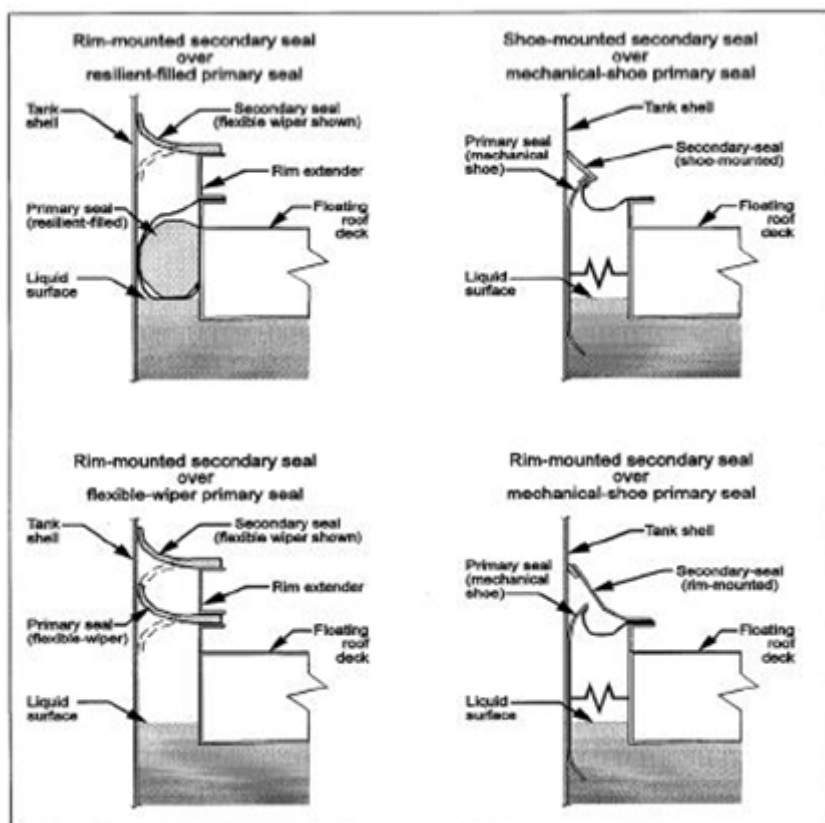
شکل ۳-۴ - آب بند کفشک مکانیکی [۲۵]

آب بند پر شده از مایع

این آب بند (شکل ۳-۵) شامل نوار یا پوشش محکمی است که از مایع پر شده یا ممکن است از لوله های پلیمری به قطر ۲۵-۲۰ سانتی متر پر شده از مایع و پوشیده از نوارهای محکم ساخته شده باشد. نوع مایع ممکن است یکی از مواد تقطیری صنایع پتروشیمی یا هر نوع مایع دیگری که بر اثر ترکیبگی محصول داخل مخزن را آلوده نکند، باشد. این آب بند ها بر روی سطح محصول که فاقد فضای بخار است قرار می گیرند.

آب بند پر شده از فوم

این آب بند شبیه به آب بند پر شده از مایع جاسازی می گردد، با این تفاوت که در این آب بند از فوم به جای مایع استفاده می گردد. خاصیت ارتجاعی فوم به آن این امکان را می دهد تا نقص های هندسی پوسته مخزن را به راحتی پر کند.



شکل ۳-۵ - نمونه ای از آب بند های اولیه و ثانویه [۲۵]

۳-۱-۳ - آب بند های ثانویه در سقف های شناور خارجی

این آب بند های شامل آب بند سرتاسری هستند که بر روی سقف شناور و دیواره مخزن قرار گرفته و تمام آب بند اولیه را پوشش می دهند. این آب بند ها از مواد پلیمری انعطاف پذیر ساخته شده اند. در شکل (۳-۵) چند نمونه از آب بند های اولیه و ثانویه آورده شده است. نوع دیگری از آب بند های ثانویه شامل ورقه ای از جنس فولاد هستند که برای پر کردن شکاف بین سقف و دیواره مخزن به کار می روند. این ورقه همچون صفحه متراکمی برای نگهداری ماده پلیمری بر روی دیواره و مخزن به کار می رود. وجود آب بند ثانویه بر روی دیواره از گسیل ترکیبات آلی فرار از روزنه های بین آب بند اولیه و دیواره به خاطر شکاف موجود در پوشش کفشک فلزی جلوگیری می کند. می توان از یک آب بند ثانویه به همراه محافظ آب و هوایی نیز استفاده کرد.

محافظ آب و هوایی^۱

از محافظ آب و هوایی (شکل ۳-۵) برای نصب بر روی آب بند اولیه جهت محافظت آن در برابر خرابی ناشی از خار و خاشاک و عوامل جوی دیگر استفاده می شود. اگرچه برخی استانداردهای نصب محافظ آب و هوایی به جای آب بند ثانویه را تایید نمی کنند، اما بسیاری از مخازن موجود از اینترفند استفاده می کنند. در محافظ آب و هوایی از ورقه های نازک فلزی که از سقف شناور آویزان شده در برابر دیواره مخزن استفاده می شود. همانطور که از نام آن پیداست، محافظ آب و هوایی از گسیل بخار جلوگیری نمی کند به همین خاطر نمی توان آن را با آب بند ثانویه برابر دانست. اگرچه هر دوی آنها دارای طرح یکسانی می باشند اما برای اهداف متفاوتی طراحی شده اند.

۳-۱-۴ - انواع اتصالات عرشه^۲ سقف های شناور

اتصالات زیادی بر روی عرشه سقف های شناور خارجی وجود دارد. این اتصالات موجب اتصال اجزای سازه و امکان انجام برخی عملیات را فراهم می سازد. این اتصالات می توانند منبع گسیل بسیاری از مواد و اتلافات تبخیری باشند. رایج ترین این اتصالات که برای کنترل اتلافات تبخیری مورد استفاده قرار می گیرند در ادامه توضیح داده شده است [۲۵].

۳-۱-۴-۱. دریچه های دسترسی^۳

این دریچه، همچون شکافی داخل عرشه با دیواره های قائم است که به عرشه متصل بوده و دارای پوششی جهت مسدود ساختن این دریچه می باشد (مطابق شکل ۳-۶). اندازه این دریچه طوری است که کارکنان و مواد به راحتی در زمان تعمیر و سرویس عرشه از آن عبور کنند. پوشش موجود ممکن است به طور مستقیم به دریچه متصل باشد و یا به صورت درز بند لاستیکی^۴ باشد تا از اتلافات

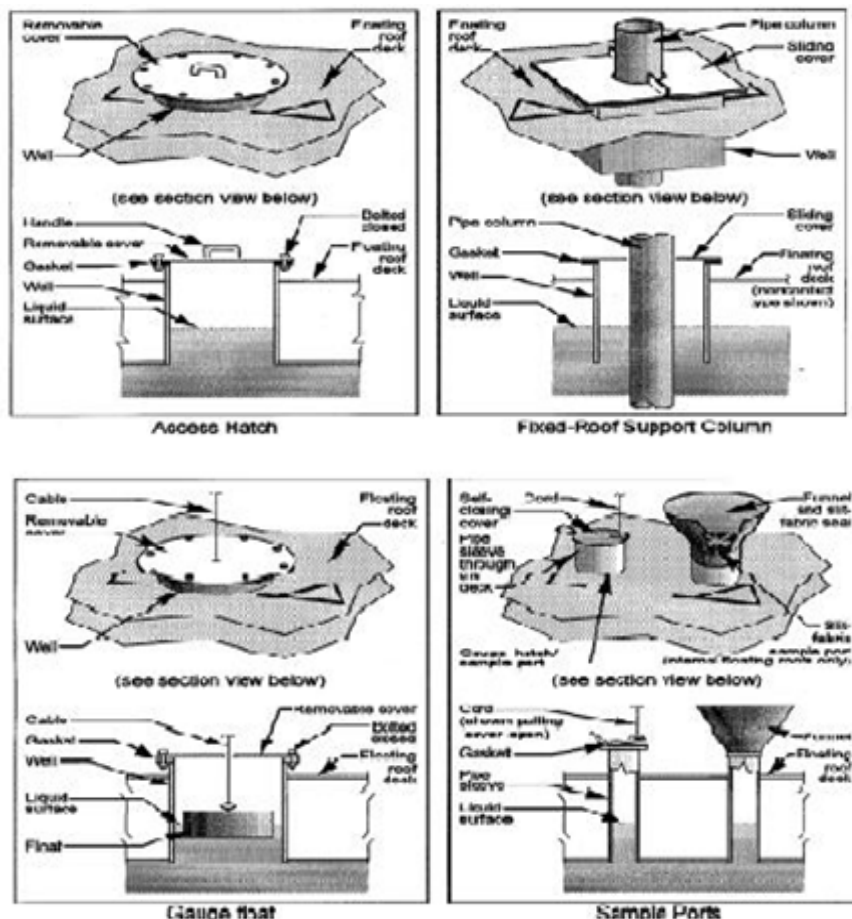
^۱ Weather Shield

^۲ Fitting Deck

^۳ Access Hatches

^۴ Gasket

تبخیری جلوگیری به عمل آورد. با اتصال پوشش به دریچه میزان اتلافات تا مقدار زیادی کاهش می یابد.



شکل ۳-۶ - برخی از اتصالات سقف مخازن سقف شناور [۲۵]

۳-۱-۴-۲. دریچه های شناور اندازه گیری^۱

از شناورهای اندازه گیری برای نشان دادن سطح محصول داخل مخزن استفاده می گردد. که شامل جسمی شناور است که از داخل عرشه شناور می گذرد (مطابق شکل ۳-۶). این شناور به نشانگری که در خارج مخزن بر روی راهنمایی حرکت می کند متصل است. شناور بر روی سطح محصول قرار گرفته و به وسیله پوششی لغزان محبوس شده است. با پوشاندن و پیچ کردن اتصال بین

^۱ Gauge Float Wells

پوشش و دیواره روزنه می توان اتلافات تبخیری را کاهش داد. کابل نیز از داخل بوشی که در مرکز پوشش قرار دارد می گذرد و روزنه داخل مخزن بدون تماس با عرشه شناور حرکت می کند.

۳-۱-۴-۳. دریچه نمونه گیری / روزنه اندازه گیری^۱

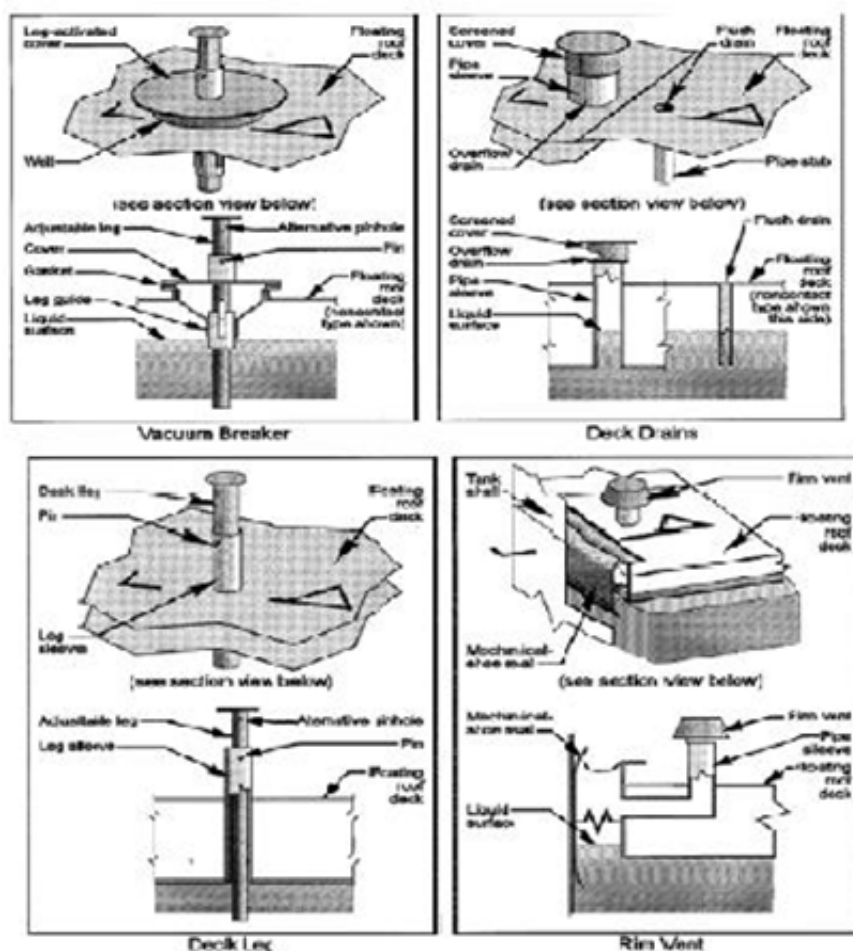
از این روزنه جهت اندازه گیری سطح محصول داخل مخزن استفاده می شود. این بخش شامل لوله ای است که از عرشه می گذرد و همانطور که در شکل (۳-۶) دیده می شود دارای درب خود قفل کنی نیز می باشد. دریچه های نمونه گیری و اندازه گیری معمولا زیر سکوی اندازه گیری که بالای پوسته مخزن می باشد، قرار دارد. ممکن است درب دارای طنابی باشد که از سکوی اندازه گیری قابل باز شدن باشد. درب درز بند لاستیکی موجب کاهش اتلافات تبخیری می گردد.

۳-۱-۴-۴. دریچه های روی دیواره^۲

دریچه های دیواره روی سقف مخزن می باشند. سیستم آب بندی مخزن طوری است که کپسولی از بخار در آن ایجاد می شود. این دریچه به کمک لوله ای به فضای بخار دیواره متصل بوده و هر گونه فشار اضافی یا خلا موجود را آزاد می سازد (شکل ۳-۷). فضای بخار دیواره به کمک دیواره عرشه شناور، کفشک آب بند اولیه، سطح مایع و پوشش آب بند اولیه محدود شده است. دریچه های دیواره معمولا شامل صفحه های سنگینی هستند که روی سطح درز بند لاستیکی قرار دارند.

^۱ Gauge Hatch/Sample Ports

^۲ Rim Vent



شکل ۳-۷ - برخی اتصالات موجود بر روی عرشه مخازن سقف شناور [۲۵]

۳-۱-۴-۵. آبریزگاه عرشه^۱

این وسیله امکان تخلیه و پاکسازی آب باران روی عرشه را فراهم می‌سازد. دو نوع سیستم آب کشی باز و بسته برای سقف های شناور استفاده می‌شود. در سیستم آب کشی بسته آب باران روی عرشه را به وسیله لوله یا شیلنگی انعطاف پذیر که زیر عرشه قرار دارد به خارج مخزن هدایت می‌کند. چون محصول وارد سیستم آب کشی بسته نمی‌گردد، هیچگونه اتلافاتی در این حالت وجود ندارد. سیستم آب کشی باز، که شامل لوله بازی است که فاصله کمی را از زیر عرشه می‌گذرد و اجازه می‌دهد تا آب باران روی سطح عرشه به داخل محصول بریزد. چون این لوله های آب کشی تا سطح (محصول) پر از محصول می‌گردند پس در نتیجه اتلافات تبخیری از بالای لوله های آب کشی رخ می

^۱ Deck Drains

دهد. از دو نوع آب کشی سقفی در سیستم های آب کشی باز استفاده می شود: آب کشی فلاش و آب کشی سرریز. آب کشی فلاش (شکل ۷-۳) دارای دریچه آب کشی است که به سرعت با سطح بالای عرشه دوگانه شسته می شود و این امکان را می دهد تا آب باران به داخل محصول بریزد. آب کشی سرریز (شکل ۷-۳) شامل دریچه ای است که تا بالای سطح عرشه بالا برده شده تا در نتیجه آن مقدار حداکثر آب بارانی که می تواند روی عرشه جمع شود را کاهش دهد. که معمولاً از آنها برای سیستم آب کشی بسته استفاده می شود. بعضی از سیستم های آب کشی عرشه باز مجهز به دریچه ای هستند که اتلافات تبخیری را کاهش می دهد.

۳-۱-۴-۶. خلا شکن ها^۱

هدف از به کارگیری خلا شکن ها مبادله هوا و بخار از میان سقف شناور در هنگام پر و خالی کردن مخزن است. خلا شکن ها با تغییر فشار، سطح مایع و یا ابزار مکانیکی فعال می گردند. نوع مکانیکی آنها زمانی فعال می گردد که عرشه بر روی پایه های آن فرود آید و یا از روی آنها بلند شود تا تعادل فشار فضای بخار در طول عرشه برقرار گردد. که این امر با بازگشایی شکافی بر روی عرشه که معمولاً روزنه ای لوله ای شکل است انجام می گیرد (شکل ۷-۳). زیر پوشش پایه راهنمایی است که طول مناسب آن امکان تماس با کف مخزن را فراهم می سازد. همچنین پایه راهنما به طور مکانیکی با بالا بردن پوشش از روزنه موجب باز شدن خلا شکن می گردد. ممکن است که واشر درزگیری بین پوشش و گردونه وجود داشته باشد. چون خلا شکن اجازه تبادل آزاد هوا و بخار را می دهد پس شکاف تا زیر عرشه امتداد ندارد. واشر زیر یا روی پوشش موجب کنترل گسیل در هنگام بسته بودن خلا شکن و شناوری سقف می گردد.

^۱Vacuum Breakers

۳-۱-۴-۷. پایه های عرشه^۱

پایه های عرشه جهت جلوگیری از آسیب به اتصالات زیر عرشه قرار داده شده و با نگه داری عرشه در فاصله تعیین شده ای از کف مخزن امکان سرویس و تعمیر را می دهد.

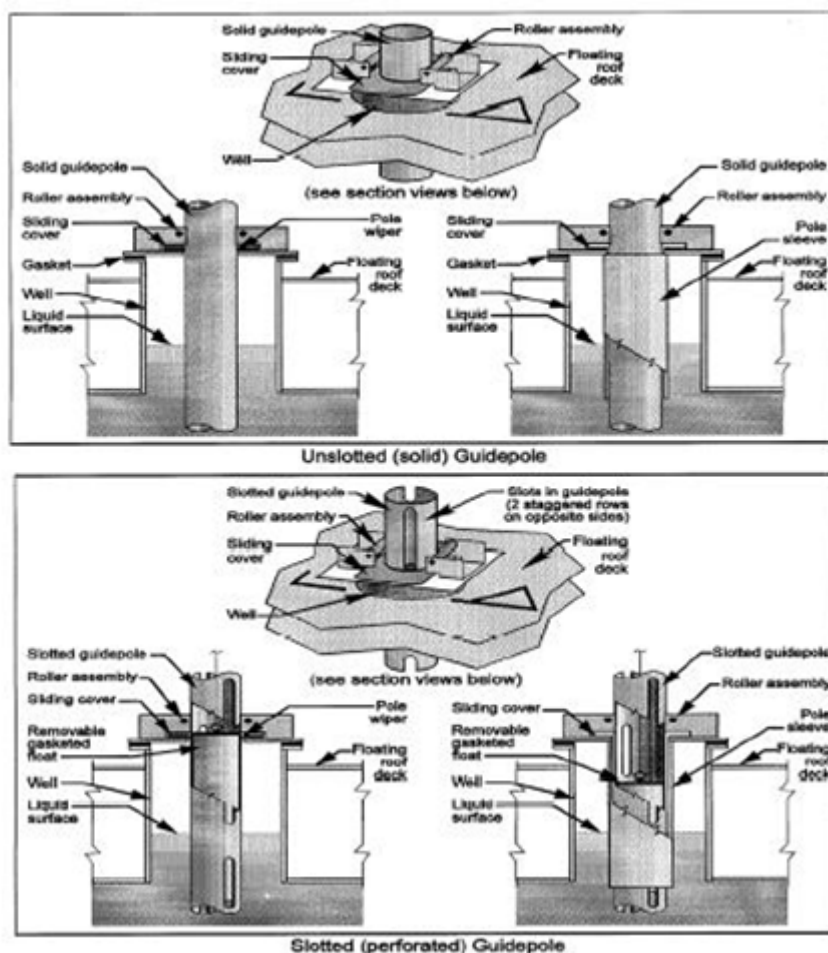
۳-۱-۴-۸. تیرهای راهنمای^۲ شیاردار و غیرشیاردار

از وسایل غیر چرخشی جهت جلوگیری از چرخش سقف های شناور و آسیب تجهیزات سقف و سیستم آب بندی دیواره استفاده می گردد. یک نوع از تیرهای راهنمای رایج، تیری است که در بالا و پایین مخزن ثابت شده است (شکل ۳-۸). تیر راهنما از روزنه ای بر روی عرشه می گذرد و غلتک های متصل به بالای شکاف عرشه روی سطح خارجی تیر راهنما حرکت می کنند تا از چرخش سقف شناور ممانعت نمایند. روزنه تیر راهنما دارای پوشش لغزانی است که حرکت شعاعی سقف را محدود می کند. این پوشش لغزان دارای واشری است که فضای بین تیر راهنما و پوشش را آب بندی می سازد تا اتلافات تبخیری را کاهش دهد. همچنین شکاف تیر راهنما می تواند مجهز به واشر درزگیری بین پوشش لغزان و بالای روزنه باشد تا اتلافات تبخیری به حداقل برسد. روزنه های موجود در بالا و پایین تیر راهنما امکان نمونه گیری و اندازه گیری سطح محصول را می دهد. شکاف موجود در تیر راهنمای شیاردار این امکان را به محصول می دهد تا آزادانه داخل شکاف حرکت کرده و سطح مایع داخل مخزن را نشان دهد. با اصلاح روزنه و تیر راهنما یا نصب شناوری داخل تیر می توان اتلافات تبخیری مخزن را کاهش داد. فاکتورهای اتصالات عرشه برای تیرهای راهنمای شیاردار بدون غلاف را می توان به کمک داده های آزمایشگاهی تعیین نمود. گسیل از این چنین سیستم هایی در فضای بین تیرهای راهنمای با و بدون شناور انتظار می رفت که البته به ارتفاع شناور نیز بستگی دارد. اگر از غلاف تیر استفاده گردد، میزان اتلافات تبخیری دیگر تحت تاثیر ارتفاع شناور نخواهد بود چون هدف

¹ Deck Legs

² Guide Pole

از نصب غلاف تیر محدود کردن جریان بخار از فضای بخار زیر عرشه به داخل تیر راهنمای شیاردار است.



شکل ۳-۱ - آبریزگاه روی عرشه مخازن سقف شناور [۲۵]

۳-۲- روابط استاندارد ای پی آی برای محاسبه اتلافات تبخیری

تبخیر پدیده ایست که همواره در سطح مایعات رخ می دهد این پدیده باعث تبدیل بخشی از مایع به بخار می شود. در مخازن ذخیره سازی نفت خام، بخار ایجاد شده در زیر سقف تجمع یافته و به مرور از روزنه های موجود در سقف خارج می گردد. اتلافات تبخیری نفت خام درون مخازن سقف شناور خارجی شامل سه بخش می باشند که عبارتند از [۳۱،۲۶،۱۱،۴].

۱ - اتلافات ناشی از آب بندها^۱

۲ - اتلافات ناشی از اتصالات سقف متحرک^۲

۳ - اتلافات هنگام تخلیه^۳

اتلافات کلی از مخازن سقف شناور خارجی را می توان از معادله زیر به دست آورد:

$$L_T = L_R + L_{WD} + L_F \quad (1-3)$$

که L_T اتلافات کلی، L_R اتلافات آب بند دیواره، L_{WD} اتلافات هنگام تخلیه، L_F اتلافات اتصالات عرشه می باشند. (بعد تمامی پارامترهای فوق Ib/yr است).

۳-۲-۱- اتلافات آب بندها

مقدار این اتلافات را می توان از معادله زیر به دست آورد [۳۱، ۲۶]:

$$L_R = (K_{Ra} + K_{Rb} V^n) D P^* M_V K_C \quad (2-3)$$

که K_{Ra} ضریب اتلافات از آب بند دیواره در سرعت صفر جریان باد، K_{Rb} ضریب اتلافات آب بند دیواره وابسته به سرعت باد، V متوسط سرعت باد محیط (mph)، P^* تابع فشار بخار، M_V متوسط وزن مولکولی بخار، D قطر مخزن (ft) و K_C ضریب محصول می باشند.

برای مواد نفتی $K_C = 0.4$ و برای مایعات آلی $K_C = 1$ در نظر گرفته می شود [۳۱].

ضرایب K_{Ra} ، K_{Rb} و n با توجه به نوع آب بند انتخاب می شوند. این ضرایب در جدول زیر آورده

شده اند.

¹ Rim Seal Loss

² Deck Fitting Loss

³ Withdrawal Loss

جدول ۳-۱- ثوابت اتلافات در آب بند ها، برای مخازن سقف شناور [۳۱]

Tanks Construction & Rim-seal system		Loss Factors		
		K_{Ra} (lb.mole/ft.yr)	K_{Rb} (lb.mole/(mph) ⁿ .ft.yr)	n
Welded Tanks				
Mechanical-shoe seal	Primary only	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	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

P^* تابع فشار بخار را نیز به کمک رابطه زیر می توان تعیین نمود،

$$P^* = \frac{\frac{P_{VA}}{P_A}}{\left[1 + \left(1 - \frac{P_{VA}}{P_A}\right)^{0.5}\right]^2} \quad (3-3)$$

که P_{VA} فشار بخار در دمای میانگین سطح مایع (Psia) و P_A فشار اتمسفر (Psia) است.

همچنین فشار بخار مواد نفتی را می توان به کمک دمای سطح مایع نیز تعیین کرد:

$$P_{VA} = \exp \left[A - \left(\frac{B}{T_{LA}} \right) \right] \quad (4-3)$$

ثابت های A و B مواد نفتی خام را نیز می توان به کمک روابط زیر بدست آورد.

$$\begin{cases} A = 12.82 - 0.9672 \cdot \ln(RVP) \\ B = 7261 - 1216 \cdot \ln(RVP) \end{cases} \quad (5-3)$$

اگر دمای میانگین سطح مایع مشخص نباشد می توان مقدار آنرا از معادله زیر به دست آورد:

$$T_{LA} = 0.44 T_{AA} + 0.56 T_B + 0.0079 \alpha I \quad (۶-۳)$$

$$T_B = T_{AA} + 6 \alpha - 1 \quad (۷-۳)$$

که T_{LA} دمای میانگین سطح مایع ($^{\circ}R$)، T_{AA} میانگین دمای محیط ($^{\circ}R$)، T_B دمای بالک مایع ($^{\circ}R$)، α ضریب جذب انرژی خورشید و I انرژی تابشی خورشید در طول یک روز (Btu/ft^2) می باشد.

۳-۲-۲- اتصالات از اتصالات عرشه

اتصالات عرشه شامل تمام اجزای نصب شده بر روی سقف شناور مخزن می باشد که بخار جمع شده در زیر سقف مخزن از آنها خارج می گردد. در شکل زیر نمایی از سقف مخزن به همراه اتصالات آن نشان داده شده است.



شکل ۳-۹- نمایی از سقف مخزن

در شکل زیر نمایی از یک خلا شکن نشان داده شده است، در این شکل می توان خارج شدن بخار را در سایه شکل مشاهده نمود.



شکل ۳-۱۰ - نمایی از یک خلا شکن

مقدار اتلافات از اتصالات عرشه را می توان از رابطه زیر تخمین زد [۳۱،۲۶].

$$L_F = F_F P^* M_V K_C \quad (۸-۳)$$

که L_F اتلافات از اتصالات عرشه، F_F ضریب اتلافات از اتصالات عرشه، P^* تابع فشار بخار، M_V متوسط وزن مولکولی بخار و K_C ضریب محصول می باشند.

برای بدست آوردن F_F از این رابطه استفاده می گردد.

$$F_F = [(N_{F1} K_{F1}) + (N_{F2} K_{F2}) + \dots + (N_{Fn} K_{Fn})] \quad (۹-۳)$$

که N_{Fi} تعداد اتصالات عرشه از نوع خاص ($i=0,1,2,3,\dots$) و K_{Fi} ضریب اتلافات از اتصالات عرشه برای نوع خاصی از اتصال ($i=0,1,2,3,\dots$) است.

ضریب اتلافات اتصال عرشه K_{Fi} هر نوع اتصال را می توان از معادله زیر به دست آورد:

$$K_{Fi} = K_{Fai} + K_{Fbi} (K_V V)^{m_i} \quad (۱۰-۳)$$

که K_{Fai} ضریب اتلافات در سرعت صفر جریان باد برای نوع خاصی از اتصال، K_{Fbi} ضریب اتلافات در سرعت مشخصی از جریان باد برای نوع خاصی از اتصال، m_i ضریب اتلافات برای نوع خاصی از اتصال عرشه، K_V ضریب تصحیح سرعت باد، V سرعت متوسط باد می باشد.

جدول ۳-۲ - ضرایب اتلاف برخی اتصالات عرشه مخازن سقف شناور [۳۱]

Fitting Type And Construction Details		Loss Factors			Typical Number Of Fittings, N_F
		K_{Fa} (lb-mole/yr)	K_{Fb} (lb-mole/(mph) ^m -yr)	m (dimensionless)	
Access hatch (24-inch diameter well)	Bolted cover, gasketed	1.6	0	0	1
	Unbolted cover, ungasketed	36	5.9	1.2	
	Unbolted cover, gasketed	31	5.2	1.3	
Fixed roof support column well	Round pipe, ungasketed sliding cover	31			N_C
	Round pipe, gasketed sliding cover	25			
	Round pipe, flexible fabric sleeve seal	10			
	Built-up column, ungasketed sliding cover	51			
	Built-up column, gasketed sliding cover	33			
Unslotted guide-pole and well (8-inch diameter unslotted pole, 21-inch diameter well)	Ungasketed sliding cover	31	150	1.4	1
	Ungasketed sliding cover w/pole	25	2.2	2.1	
	sleeveGasketed sliding cover	25	13	2.2	
	Gasketed sliding cover w/pole wiper	14	3.7	0.78	
	Gasketed sliding cover w/pole sleeve	8.6	12	0.81	
Slotted guide-pole/sample well (8-inch diameter slotted pole, 21-inch diameter well)	Ungasketed or gasketed sliding cover	43	270	1.4	F
	Ungasketed or gasketed sliding cover, with floatg	31	36	2.0	
	Gasketed sliding cover, with pole wiper	41	48	1.4	
	Gasketed sliding cover, with pole sleeve	11	46	1.4	
	Gasketed sliding cover, with pole sleeve and pole wiper	8.3	4.4	1.6	
	Gasketed sliding cover, with float and pole wiper	21	7.9	1.8	
	Gasketed sliding cover, with float, pole sleeve, and pole wiper	11	9.9	0.89	
Gauge-float well (automatic gauge)	Unbolted cover, ungasketed	14	5.4	1.1	1
	Unbolted cover, gasketed	4.3	17	0.338	
	Bolted cover, gasketed	2.8	0	0	

جدول ۳-۳ - ضرایب اتلاف برخی اتصالات عرشه مخازن سقف شناور [۳۱]

Fitting Type And Construction Details		Loss Factors			Typical Number Of Fittings, N_F
		K_{Fa} (lb-mole/yr)	K_{Fb} (lb-mole/(mph) ^m -yr)	m (dimensionless)	
Gauge-hatch/sample port	Weighted mechanical actuation, gasketed	0.47	0.02	0.97	1
	Slit fabric seal, 10% open area	12			
	Weighted mechanical actuation, ungasketed	2.3	0	0	
Vacuum breaker	Weighted mechanical actuation, ungasketed	7.8	0.01	4.0	N_{vb}
	Weighted mechanical actuation, gasketed	6.2	1.2	0.94	
Stub drain (1-inch diameter)		1.2			N_d
Deck leg (3-inch diameter)	Adjustable, internal floating deck	7.9			N_L
	Adjustable, pontoon area - ungasketed	2.0	0.37	0.91	
	Adjustable, pontoon area - gasketed	1.3	0.08	0.65	
	Adjustable, pontoon area - sock	1.2	0.14	0.65	
	Adjustable, center area - ungasketed	0.82	0.53	0.14	
	Adjustable, center area - gasketed	0.53	0.11	0.13	
	Adjustable, center area - sock	0.49	0.16	0.14	
	Adjustable, double-deck roofs	0.82	0.53	0.14	
	Fixed	0	0	0	
Rim vent	Weighted mechanical actuation, ungasketed	0.68	1.8	1.0	1
	Weighted mechanical actuation, gasketed	0.71	0.10	1.0	
Ladder well	Sliding cover, ungasketed	98			1
	Sliding cover, gasketed	56			

۳-۲-۳ - اتلافات در هنگام تخلیه

این بخش از اتلافات مربوط به زمانی است مخزن در حال تخلیه می باشد. با توجه به شناور بودن سقف مخزن، در هنگام تخلیه سقف مخزن پایین می آید در این لحظه مقداری از نفت خام به علت لزجت و نیروی چسبندگی بر روی جداره های مخزن باقی می ماند، که به این نوع خارج شدن نفت از

مخزن اتلافات در هنگام تخلیه گویند. لازم به ذکر است که نفت چسبیده به جداره در اثر تابش خورشیدی تبخیر می شود. در شکل زیر جداره مخزن که آغشته به نفت خام است نشان داده شده است.



شکل ۱۱-۳ - نمایی از جداره داخلی مخزن

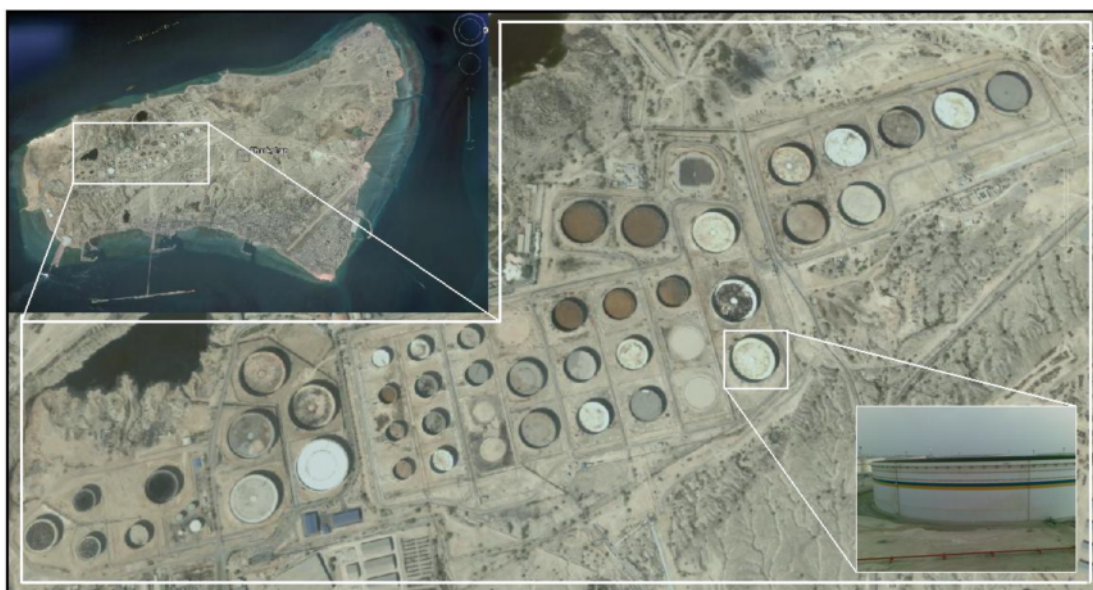
مقدار این اتلافات از رابطه زیر به دست می آید [۳۱،۲۶]

$$L_{WD} = \frac{0.943 Q C_S W_L}{D} \left[1 + \frac{N_C F_C}{D} \right] \quad (11-3)$$

که Q عملکرد سالیانه (ظرفیت مخزن ضرب در میزان تغییرات سالیانه)، C_S ضریب پوسته، W_L متوسط چگالی مایع آلی، N_C تعداد ستون های نگهدارنده سقف ثابت و F_C قطر موثر ستون ft می باشد.

۳-۳- مخزن مورد بررسی

مخزن مورد بررسی در این پروژه، مخزن شماره ۲۶ یکی از ۴۰ مخزن موجود در جزیره خارک می باشد. این مخزن دارای سقف شناور خارجی از نوع قایقی بوده که قطر آن ۱۱۴ متر و ارتفاع آن ۱۷ متر می باشد. در شکل زیر نمایی از این مخزن و موقعیت آن در جزیره خارک نشان داده شده است.



شکل ۳-۱۲ - نمایی از موقعیت مخزن مورد بررسی

این مخزن که قابلیت ذخیره یک میلیون بشکه نفت خام را دارد حاوی نفت سبک با درجه ای پی آی ۳۳/۳۶ است، نوع اتصالات موجود در سقف این مخزن و تعداد هر کدام در جدول زیر آورده شده است. اتصال بدنه این مخزن به صورت جوشی است.

جدول ۴-۳ - مشخصات اتصالات سقف مخزن شماره ۲۶

Fitting Type	Construction Details		Number
Access hatch	Bolted cover, gasketed		3
Vacuum breaker	Weighted mechanical actuation, gasketed		14
Roof drain	100% open		5
Unslotted Guide Pole	Ungasketed sliding cover		2
Deck leg	Adjustable, pontoon area - gasketed		301
Rim vent	Weighted mechanical actuation, gasketed		13
Rim-seal	Primary	Liquid-mounted seal	1
	Secondary	Weather shield	

فصل چهارم: روش های محاسبه دمای نفت

خام و اتلافات تبخیری



۴-۱- مقدمه

همان طور که در فصل قبل ذکر شد برای محاسبه اتلافات تبخیری از روابط استاندارد ای پی آی استفاده می شود، لازمه استفاده از این روابط تعیین دمای سطح نفت خام در مخازن ذخیره سازی می باشد. در این فصل به بررسی روش های محاسبه دمای سطح نفت خام پرداخته می شود، و سپس با توجه به دمای بدست آمده مقدار تبخیر از مخزن مورد نظر محاسبه می گردد. برای تعیین دمای سطح نفت خام از سه روش حل تحلیلی معادله بقاء انرژی، حل عددی نرم افزار و رابطه تجربی ای پی آی استفاده شده و برای معتبر سازی نتایج، نتایج با اندازه گیری های تجربی که انجام شده است مقایسه می شوند. اندازه گیری تجربی دمای نفت خام توسط دماسنج لیزری در چند روز از سال انجام شده است.

با توجه به اینکه در تمام مراحل انجام این پروژه خواص نفت خام مورد نیاز است لذا ابتدا نفت خام در نرم افزار هایسیس^۱ مدل سازی شده و خواص آن بدست آورده شده است که در ادامه این خواص به صورت تابعی از دما بر روی شکل نشان داده شده اند. لازم به ذکر است که ورودی های مورد نیاز نرم افزار کاملاً منطبق با نفت خام موجود در جزیره خارک می باشد و از داده های آزمایشگاهی آنجا برای مدل سازی نفت خام سبک استفاده شده است.

داده های آزمایشگاهی که برای تعیین مشخصه نفت خام در این شبیه سازی مورد استفاده قرار گرفته در جدول (۴-۱) آورده شده است.

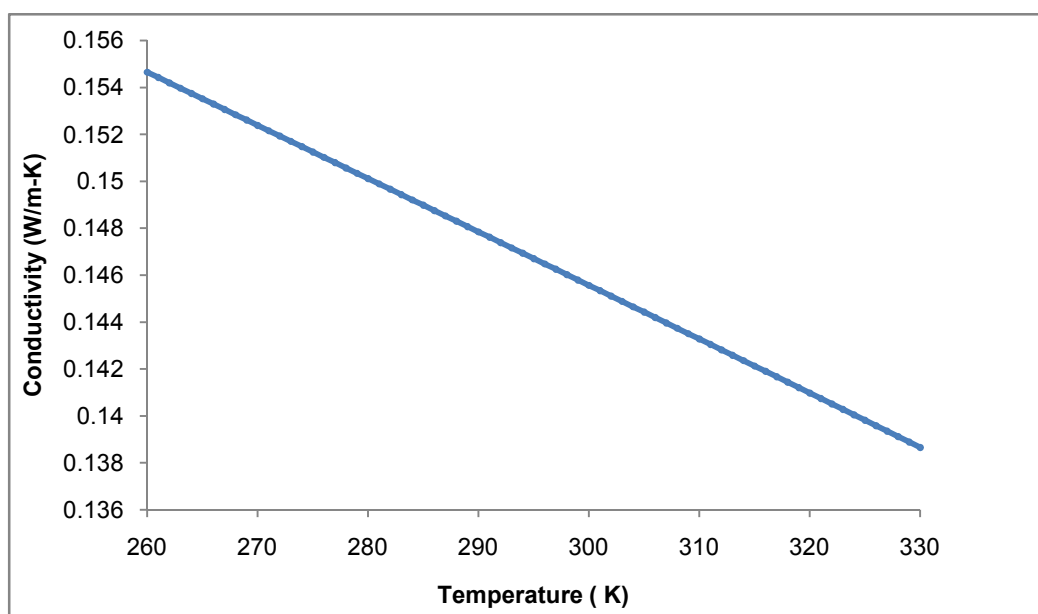
^۱ HYSYS

جدول ۱-۴ - اطلاعات آزمایشگاهی نفت خام سبک

Light Crude Oil			
Assay Liq Volume %	Boiling Temp (C)	Light Ends	Liq Mass %
2.08	15	Methane	0.00
7.51	65	Ethane	0.00
14.43	100	Propane	0.02
17.42	125	I-Butane	0.06
22.05	150	N-Butane	0.36
26.84	175	I-Pentane	0.80
31.36	200	N- Pentane	1.16
35.67	225	2,2DiMethyl Butane	0.02
40.56	250	2,3DiMethyl Butane	0.17
45.00	275	2Methyl Pentane	0.56
48.65	300	3Methyl Pentane	0.33
51.71	325	N-Hexane	0.36
55.48	350	Methyl Cyclo Pentane	0.06
		Benzene	0.04
		Cyclo Hexane	0.01
		H ₂ O	0.00
RVP	7.89		
API	33.36	TOTAL	3.95

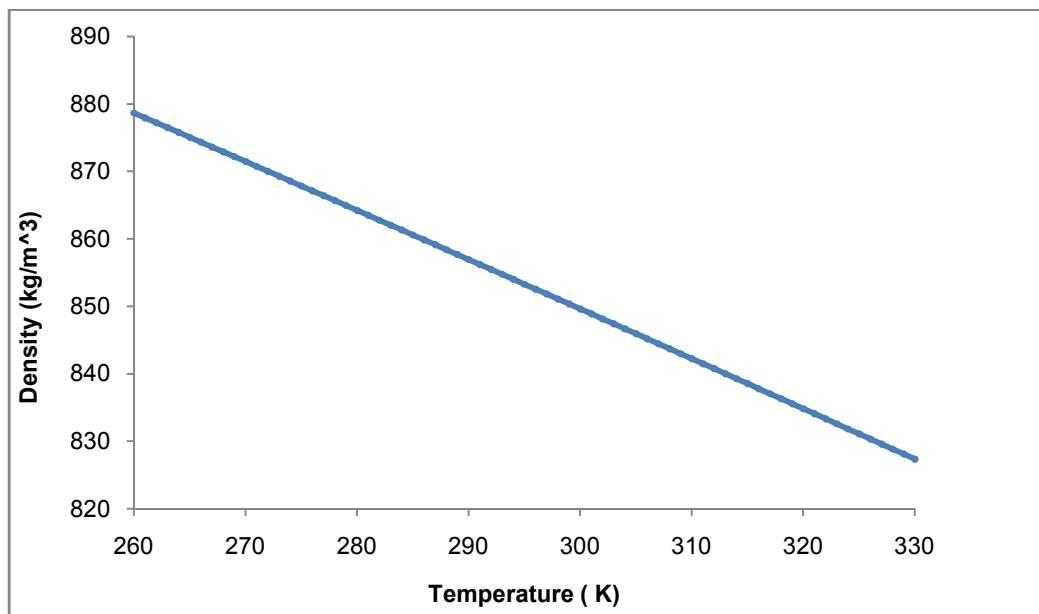
در شکل زیر تغییرات ضریب هدایتی نفت خام بر حسب دمای آن رسم شده است. با افزایش دما

ضریب هدایت حرارتی نفت خام کاهش می یابد که این کاهش به صورت خطی می باشد.



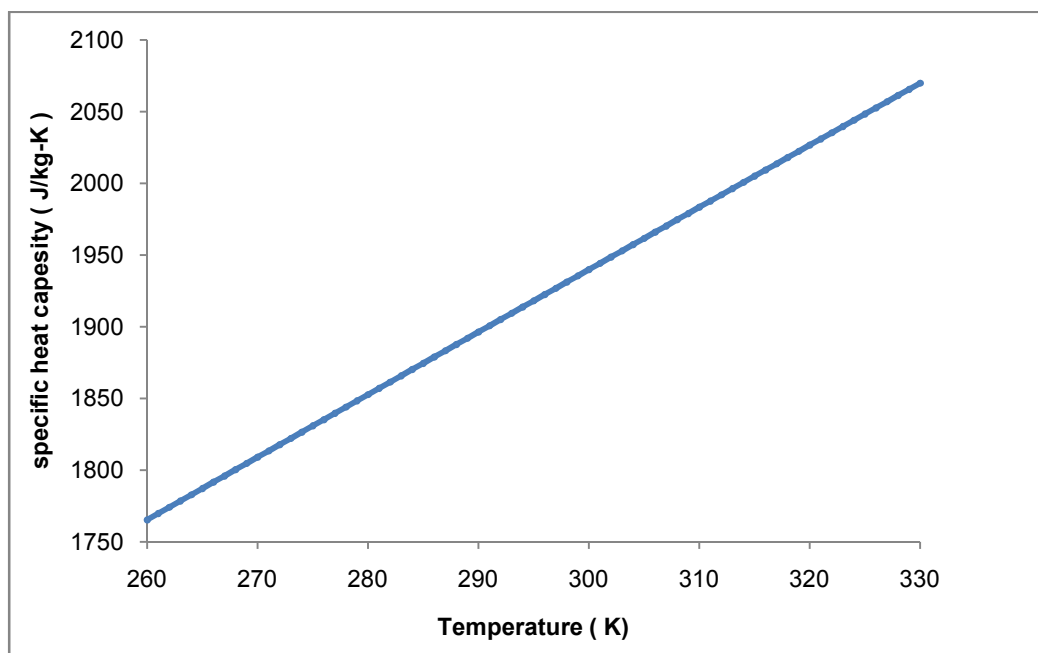
شکل ۱-۴ - تغییرات ضریب هدایت بر حسب دمای نفت خام

در شکل زیر تغییرات چگالی نفت خام بر حسب دمای آن رسم شده است. با افزایش دما، چگالی نفت خام به صورت خطی کاهش می یابد.



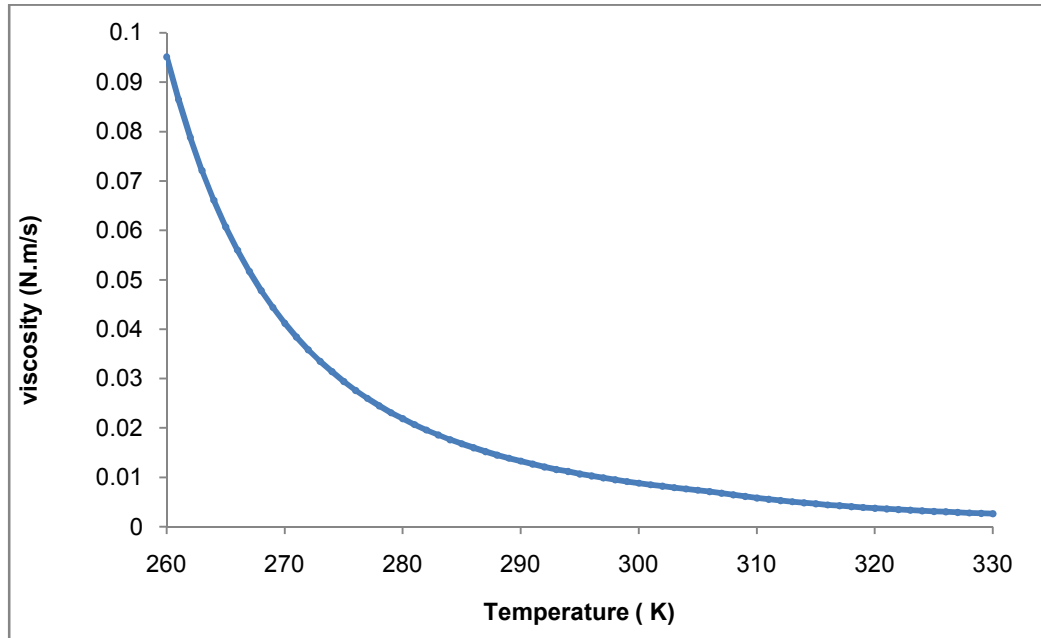
شکل ۲-۴ - تغییرات چگالی بر حسب دمای نفت سبک

در شکل زیر تغییرات ظرفیت گرمایی ویژه نفت خام بر حسب دمای آن رسم شده است. با افزایش دما ظرفیت گرمایی ویژه نفت خام افزایش می یابد و این افزایش به طور خطی می باشد.



شکل ۳-۴ - تغییرات ظرفیت گرمایی ویژه بر حسب دمای نفت سبک

در شکل زیر تغییرات لزجت نفت خام بر حسب دمای آن رسم شده است. با افزایش دما لزجت نفت خام کاهش می یابد.



شکل ۴-۴ - تغییرات لزجت با دمای نفت سبک

در جدول زیر سایر خواص نفت خام آورده شده است. برخی خواص نفت خام از جمله وزن مولکولی بخار و مایع نفت خام، چگالی نفت در دمای ۶۰ درجه فارنهایت و آر وی پی^۱ آن، از شبیه سازی نفت در نرم افزار هایسیس بدست آمده است، و پارامتر فشار بخار در دماهای مختلف از روابط ای پی آی محاسبه شده اند.

جدول ۲-۴ - خواص نفت خام سبک

Light Crude Oil							
T (°F)	40	50	60	70	80	90	100
Vapor pressure (Psia)	3.73	4.5	5.38	6.4	7.55	8.84	10.34
Vapor Molecular Weight M_V (Ib/Ib-mole)		Liq. Density W_L (Ib/gal @60°F)		Liq. Molecular Weight (Ib/Ib-mole)		RVP	
74		7.1		197		7.89	

¹ RVP (Reid Vapor Pressure)

پس از تعیین خواص نفت خام اکنون روش های محاسبه دمای سطح نفت خام مورد بررسی قرار می گیرد.

۴-۲- روش اول: حل تحلیلی معادله بقاء انرژی

در این روش با استفاده از معادله بقاء انرژی و روابط استاندارد ای پی آی (روابطی که در فصل قبل برای محاسبه اتلافات تبخیری معرفی شدند) دو معادله با دو مجهول دما و نرخ تبخیر بدست می آید که حل این دستگاه دو معادله ای منجر به محاسبه دما و نرخ تبخیر از مخزن ذخیره نفت خام خواهد شد.

برای محاسبه میزان تبخیر در مخازن نفت لازم است تا معادله بقاء انرژی برای شرایط مورد نظر حل شود. این معادله به صورت زیر می باشد [۳۳،۳۲]

$$q - \dot{W} = \frac{dU}{dt} \quad (1-4)$$

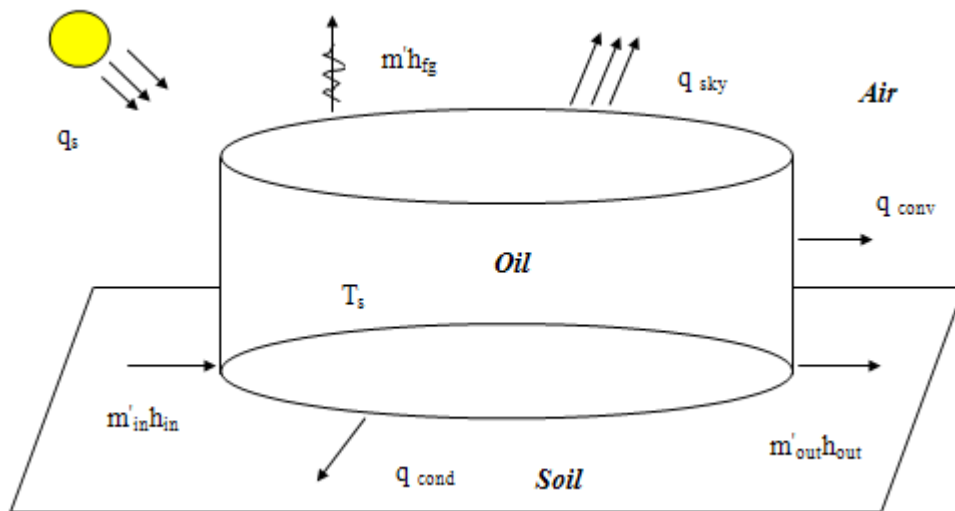
که در این رابطه q نشان دهنده انرژی های ورودی و خروجی مخزن، W کار انجام شده توسط مخزن و جمله سمت راست تغییرات انرژی داخلی مخزن می باشند.

q از رابطه زیر بدست می آید

$$q = q_s - q_{cond} - q_{conv} - q_{sky} + \dot{m}_{in}h_{in} - \dot{m}_{out}h_{out} - \dot{m}h_{fg} \quad (2-4)$$

در این رابطه q_s انرژی تابش خورشیدی جذبی، q_{cond} انرژی انتقالی بین زمین و مخزن، q_{conv} انرژی انتقالی توسط جریان باد، q_{sky} مقدار انرژی تابش شده به آسمان از سوی مخزن، \dot{m}_{in} جرم ورودی به مخزن، \dot{m}_{out} جرم خروجی از مخزن، $\dot{m}h_{fg}$ میزان تبخیر از مخزن و h آنتالپی سیال می باشند.

در شکل زیر مخزن مورد نظر و تمام انرژی های ورودی و خروجی از مخزن نشان داده شده است.



شکل ۴-۵- شماتیکی از مخزن و انرژی های وارد بر آن

حال پارامتر های موجود و نحوه محاسبه هر یک از آنها مورد بررسی قرار می گیرند.

انرژی تابشی خورشید

میزان انرژی تابشی خورشید که توسط سطح مخزن جذب می شود از رابطه زیر بدست می آید

$$q_s = \alpha \times A_s \times H \quad (۳-۴)$$

در اینجا α ضریب جذب سطح (با توجه به نوع رنگ بدنه و سقف مقدار آن متغییر است)، H میزان

انرژی تابشی خورشید و A_s مساحتی که در معرض تابش قرار دارد، می باشند.

انتقال حرارت هدایت

این انتقال حرارت که ناشی از اختلاف دمای مخزن و زمین می باشد به صورت زیر محاسبه می

شود [۳۲]

$$q_{cond} = -kA_d \frac{dT}{dx} = kA_d \frac{T_{soil} - T_s}{\Delta x} \quad (۴-۴)$$

در این رابطه k ضریب هدایت بتن زیر مخزن، A_d مساحت سطح تماس زمین و مخزن، x ضخامت بتن می باشد.

انتقال حرارت جابجایی

مقدار انرژی را که جریان باد موجود در اطراف مخزن از سطوح خارجی آن خارج می کند از رابطه زیر بدست می آید [۳۲]

$$q_{conv} = hA_s(T_s - T_\infty) \quad (۵-۴)$$

در اینجا h ضریب جابجایی، A_s سطح خارجی استوانه، T_s دمای سطح مخزن و T_∞ دمای محیط می باشد.

با توجه به بررسی های انجام شده و تعیین محدوده عدد رینولدر و پرانتل برای جریان باد در اطراف مخزن (ضمیمه ج)، مناسب ترین رابطه ای که می توان با آن ضریب جابجایی را محاسبه نمود، رابطه چرچیل - برونشتاین^۱ می باشد. این رابطه که به صورت زیر می باشد همواره برای استوانه های عمودی کوتاه که شرط $Re.Pr > 0.2$ در آن برقرار باشد مناسب است [۳۲، ۳۴، ۳۵].

$$\overline{Nu}_D = 0.3 + \frac{0.62 Re_D^{1/2} Pr^{1/3}}{\left[1 + \left(\frac{0.4}{Pr}\right)^{1/4}\right]^{1/4}} \cdot \left[1 + \left(\frac{Re_D}{282000}\right)^{5/8}\right]^{4/5} \quad (۶-۴)$$

$$\overline{Nu}_D = \frac{hD}{k} \quad (۷-۴)$$

^۱ Churchill & Bernstein

انتقال حرارت ناشی از تابش آسمان

مقدار حرارتی که از سطوح مخزن به علت اختلاف دمای سطح و آسمان خارج می شود از رابطه زیر محاسبه می شود [۳۲].

$$q_{sky} = \sigma \varepsilon A_s (T_s^4 - T_{sky}^4) \quad (۸-۴)$$

در این رابطه ε ضریب پخش، σ ثابت استفان-بولتزمن و مقدار آن برابر 5.67×10^{-8} می باشد. برای بدست آوردن دمای آسمان نیز می توان از رابطه زیر [۲۳،۲۴] استفاده نمود، که در این رابطه دماها به صورت کلوین می باشند.

$$T_{sky} = 0.0552 T_{\infty}^{1.5} \quad (۹-۴)$$

حال با فرض برابر بودن جرم ورودی و خروجی مخزن، و صرف نظر از کار انجام شده در اثر جابجایی سقف مخزن، رابطه زیر برقرار خواهد بود

$$\dot{W}=0 \text{ and } \dot{m}_{in} h_{in} = \dot{m}_{out} h_{out} \quad (۱۰-۴)$$

در اثر تغییرات انرژی های وارد شده بر مخزن، انرژی داخلی آن نیز دچار تغییراتی می شود که این تغییرات از رابطه زیر بدست می آیند.

$$\frac{dU}{dt} = \frac{d}{dt} (m c_p T_s) \quad (۱۱-۴)$$

در این رابطه T_s دمای نفت خام و c_p ظرفیت گرمایی ویژه نفت خام می باشند. همان طور که قبلا اشاره شد ظرفیت گرمایی ویژه تابعی از دمای نفت خام می باشد که این رابطه به صورت خطی و به شکل زیر می باشد.

$$c_p = a T_s + b \quad (۱۲-۴)$$

با قرار دادن رابطه (۱۱-۴) در رابطه (۱۲-۴)

$$\frac{d}{dt}(mc_p T_s) = \frac{d}{dt}(mT_s(aT_s + b)) = \dot{m}c_p T_s + m \left(a \frac{dT_s^2}{dt} + b \frac{dT_s}{dt} \right) \quad (13-4)$$

a و b ثوابتی هستند که در ادامه مقدار آنها جایگزین خواهد شد. حال برای ساده تر شدن معادله بقاء انرژی دو فرض زیر انجام گرفته است.

- سیستم به صورت لامپ^۱ فرض شده است.
- شرایط مسئله به صورت حالت یکنواخت^۲ در هر ساعت از روز فرض شده است. (حل معادله بقاء انرژی به صورت ساعتی در طی روز انجام می شود و فرض شده است که دمای مخزن در بازه هر ساعت ثابت است)

$$\frac{dT_s}{dt} = 0 \quad \rightarrow \quad \frac{d}{dt}(mcT_s) = \dot{m}c_p T_s \quad (14-4)$$

حال با توجه به روابط فوق، رابطه بقاء انرژی به صورت زیر خواهد شد

$$\alpha H A_s + k A_d \frac{T_{soil} - T_s}{\Delta x} - h A_s (T_s - T_\infty) - \sigma \epsilon A_s (T_s^4 - T_{sky}^4) - \dot{m} h_{fg} = \dot{m} c_p T_s \quad (15-4)$$

در این رابطه پارامترهای ظرفیت گرمایی نفت خام و آنتالپی تبخیر آن تابعی از دما می باشند

$$h_{fg} = 1910 T_s - 2773000 \quad (16-4)$$

$$c_p = 4.348 T_s + 635.2 \quad (17-4)$$

در این روابط دما بر حسب کلوین، آنتالپی تبخیر بر حسب ژول بر کیلوگرم و ظرفیت گرمایی ویژه بر حسب ژول بر کیلوگرم-درجه کلوین می باشد. با قرار دادن این دو رابطه در رابطه (۱۵-۴)، معادله بقاء انرژی به صورت زیر خواهد شد

¹ lumped

² steady state

$$\alpha H A_s + k A_d \frac{T_{soil} - T_s}{\Delta x} - h A_s (T_s - T_\infty) - \sigma \varepsilon A_s (T_s^4 - T_{sky}^4) - \dot{m} (1910 T_s - 2773000) = \dot{m} (4.348 T_s + 635.2) T_s \quad (18-4)$$

با فرض برابر بودن دمای زمین و دمای محیط و مرتب نمودن معادله بقاء انرژی، این رابطه به صورت زیر می باشد.

$$\sigma \varepsilon A_s T_s^4 + 4.348 \dot{m} T_s^2 + \left(1910 \dot{m} + h A_s + \frac{k A_d}{\Delta x} + 635.2 \dot{m} \right) T_s - \left(\alpha H A_s + k A_d \frac{T_\infty}{\Delta x} + h A_s T_\infty + \sigma \varepsilon A_s T_{sky}^4 + 2773000 \dot{m} \right) = 0 \quad (19-4)$$

در این رابطه دو پارامتر دمای و نرخ تبخیر نفت خام مجهول می باشند

در ادامه با توجه به روابط استاندارد ای پی آی برای محاسبه تبخیر از مخازن، رابطه دیگری بین دما و تبخیر نفت خام بدست می آید، این روابط در فصل قبل به طور کامل مورد بررسی قرار گرفتند و در اینجا فقط به طور مختصر به آنها اشاره می گردد (روابط اصلی به صورت سیستم انگلیسی می باشند که در اینجا در سیستم SI آورده شده اند)

اتلافات تبخیری کلی از مخزن سقف شناور خارجی شامل اتلافات از آب بند، اتلافات در هنگام عملکرد مخزن و اتلافات از اتصالات سقف مخزن می باشد

$$\dot{m} = \dot{m}_R + \dot{m}_{WD} + \dot{m}_F \quad (20-4)$$

اتلافات از آب بند توسط رابطه زیر محاسبه می گردد

$$\dot{m}_R = 2.5 \times 10^{-8} (K_{Ra} + K_{Rb} V^n) D P^* M_V K_C \quad (21-4)$$

اتلافات مربوط به عملکرد مخزن نیز از رابطه زیر بدست می آید

$$\dot{m}_{WD} = 2.829 \times 10^{-7} \times \frac{Q C_S W_L}{D} \left[1 + \frac{N_C F_C}{D} \right] \quad (22-4)$$

اتلافات از اتصالات سقف مخزن به کمک رابطه زیر محاسبه می شود

$$\dot{m}_F = 2.5 \times 10^{-8} F_F P^* M_V K_C \quad (23-4)$$

با توجه به توضیحات فصل قبل و این نکته که N_C برای مخازن سقف شناور خارجی برابر صفر می باشد رابطه نهایی محاسبه اتلافات تبخیری از این مخزن برابر خواهد شد با:

$$\dot{m} = 2.5 \times 10^{-8} [F_F + D(k_{Ra} + k_{Rb}V^n)]M_V K_C P^* + 2.829 \times 10^{-7} \frac{QC_S WL}{D} \quad (24-4)$$

نحوه محاسبه هر یک از پارامترها در فصل قبل توضیح داده شده است و در اینجا فقط به روابط محاسبه تابع فشار پرداخته می شود.

برای محاسبه تابع فشار رابطه زیر پیشنهاد شده است

$$P^* = \frac{\frac{P_{VA}}{P_A}}{\left[1 + \left(1 - \frac{P_{VA}}{P_A}\right)^{0.57}\right]^2} \quad (25-4)$$

که در این رابطه فشار بخار نفت خام از رابطه زیر بدست می آید

$$P_{VA} = 6.895 \times \exp\left[A - \left(\frac{B}{T_s}\right)\right] \quad (26-4)$$

که در نهایت با ادغام دو رابطه (۲۵-۴)، (۲۶-۴) و قرار دادن مقادیر ثوابت رابطه زیر برای تابع فشار بخار بر حسب دمای نفت خام حاصل می شود.

$$P^* = 4 \times 10^{-7} \times e^{0.043 T_s} \quad (27-4)$$

با جایگزینی این رابطه در رابطه (۲۴-۴)، رابطه اتلافات تبخیری کلی به صورت زیر خواهد شد.

$$\dot{m} = 2.829 \times 10^{-7} \frac{QC_S WL}{D} + [F_F + D(k_{Ra} + k_{Rb}V^n)]M_V K_C \times 10^{-14} \times e^{0.043 T_s} \quad (28-4)$$

در این رابطه تنها جرم تبخیری و دمای نفت خام مجهول می باشند که با حل هم زمان روابط (۴-۱۹) و (۴-۲۸) هر دو پارامتر مجهول بدست خواهد آمد.

۴-۳- روش دوم: حل عددی نرم افزار

در این روش مخزن ذخیره سازی نفت خام در نرم افزار وینترم مدل سازی شده و توسط نرم افزار تحلیل انجام می گیرد. نرم افزار وینترم یک نرم افزار قوی برای انجام تحلیل های حرارتی می باشد که توانایی تحلیل در طی روز با توجه به شرایط جوی تعریف شده در نرم افزار را دارد. برای انجام تحلیل لازم است تا علاوه بر تعریف نفت خام و جنس فلز بکار گرفته شده در بدنه مخزن، شرایط جوی در طی ساعات شبانه روز مورد نظر نیز توسط کاربر تعریف شود [۳۶].

همان طور که اشاره شد نرم افزار وینترم این قابلیت را دارد تا با دریافت اطلاعات جوی منطقه مورد نظر، تحلیل حرارتی را بر روی مدل در طی زمانی مشخص انجام دهد. این بازه زمانی می تواند یک ساعت، یک روز و یا چندین روز باشد. در شکل زیر یک نمونه از شرایط جوی تعریف شده در نرم افزار توسط کاربر مشاهده می شود. این فایل دمایی مطابق با شرایط جوی خارک در مرداد ۸۶ تهیه شده است.

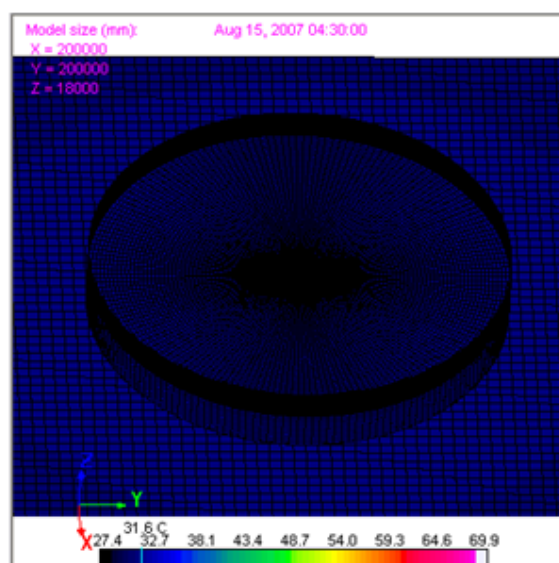
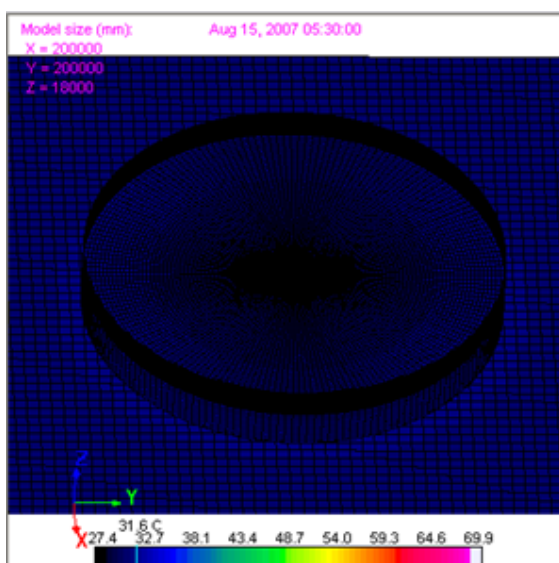
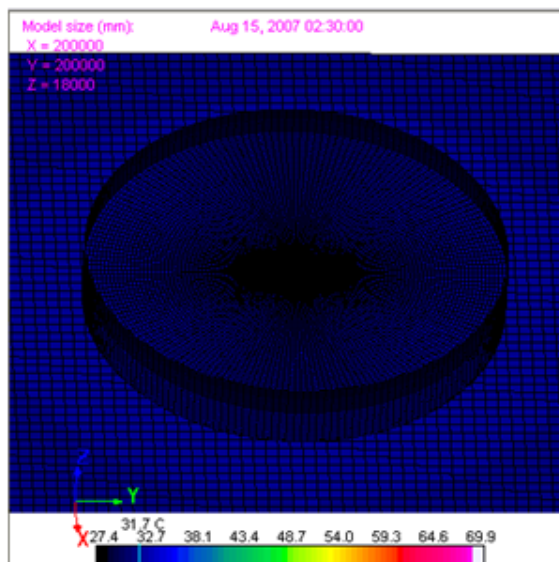
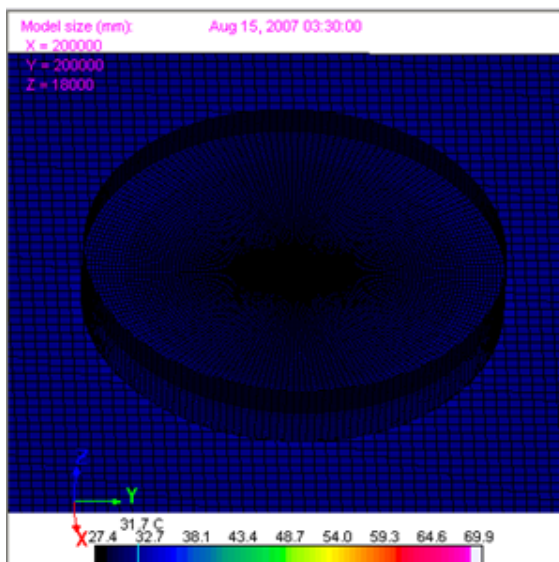
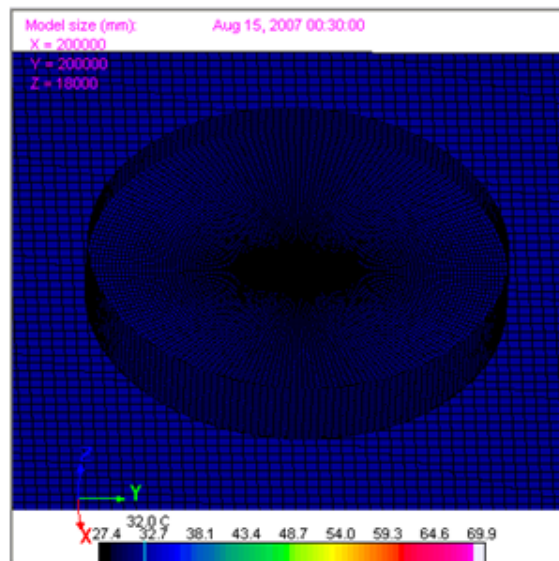
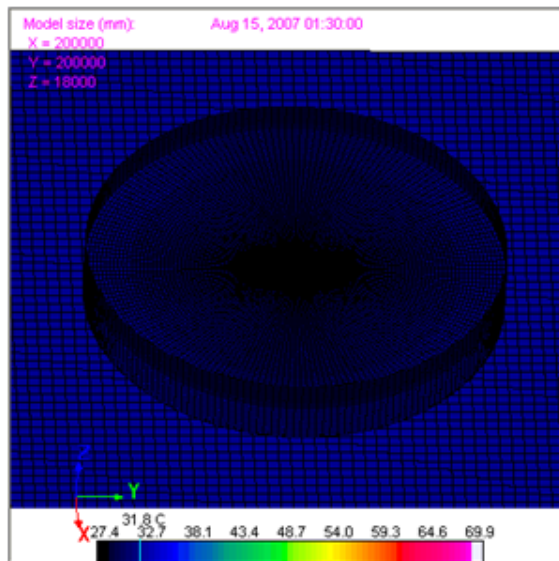
ستون اول این فایل نشان دهنده زمان (دو عدد اول ساعت و دو عدد دوم دقیقه) می باشد، ستون دوم دمای هوا در هر لحظه (درجه سانتیگراد)، ستون سوم میزان تابش کلی خورشید (وات بر متر مربع)، ستون چهارم سرعت باد (متر بر ثانیه)، ستون پنجم در صد رطوبت نسبی، ستون ششم میزان ابرناکی که عددی بین صفر تا ۱۰ (صفر کاملاً صاف و ۱۰ کاملاً ابری)، ستون هفتم میزان تابش در طول موج مادون قرمز، ستون هشتم جهت وزش باد (عدد صفر جهت شمال و عدد ۲۷۰ جهت شرق) و ستون نهم میزان بارندگی (میلیمتر) را نشان می دهند.

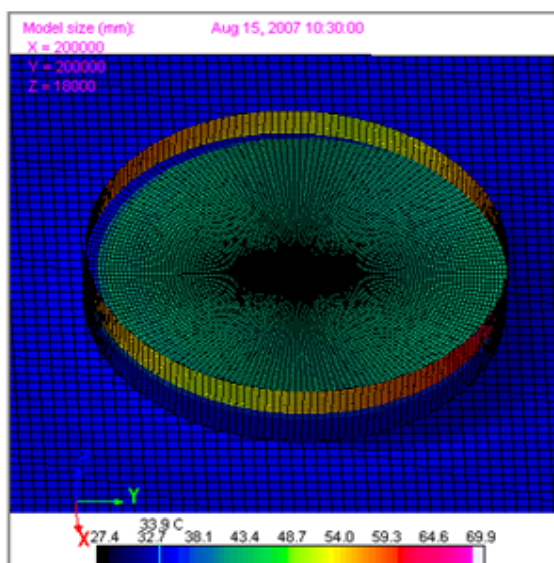
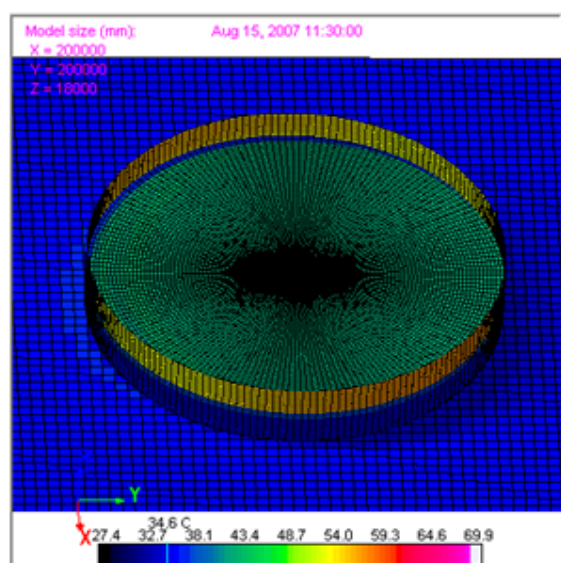
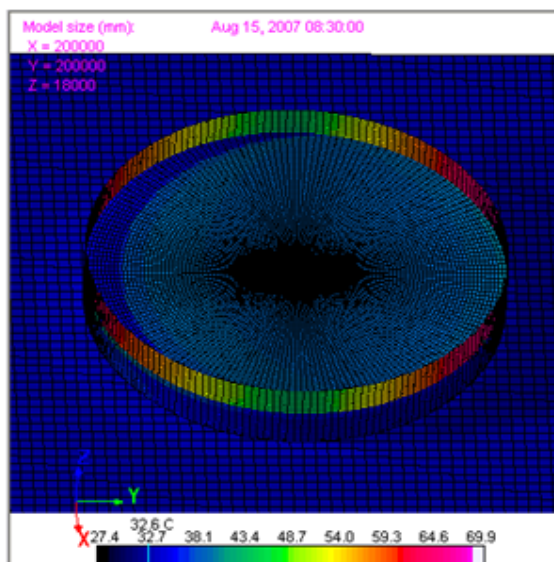
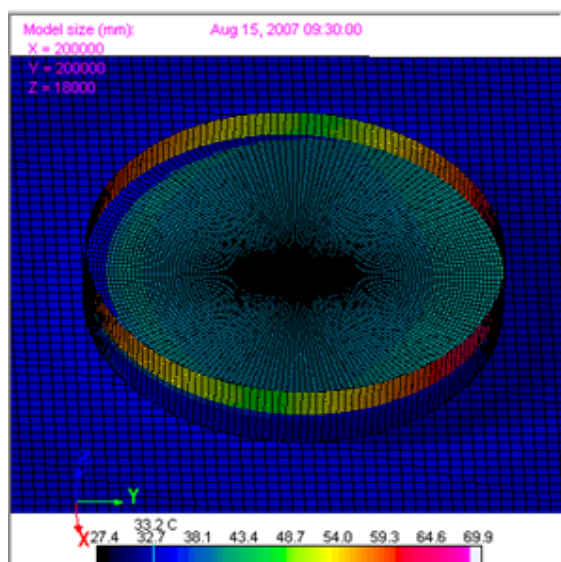
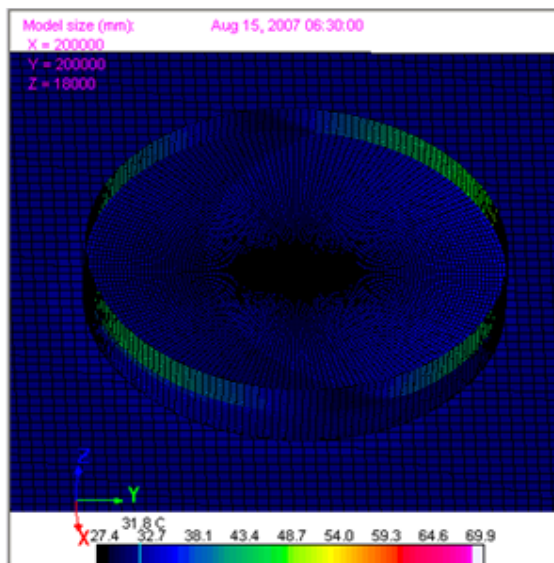
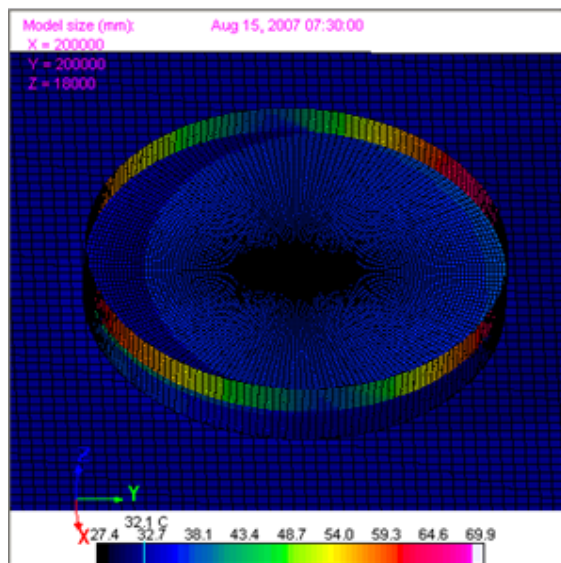
TIME	AIRT	SOLAR	WIND	HUMID	CLOUD	LWIR	WINDDIR	RAINRATE
0030	34	0	3	80	1	0	45	0
0130	34	0	3	80	1	0	45	0
0230	33	0	2.8	80	1	0	45	0
0330	33	0	2.8	80	1	0	45	0
0430	32	0	2.5	75	1	0	45	0
0530	32	110	2.8	75	1	0	0	0
0630	32	295	2.8	85	1	0	4	0
0730	33	470	3.3	85	1	0	45	0
0830	34	630	2.9	70	0	0	45	0
0930	35	740	3.2	60	0	0	0	0
1030	35	815	3.5	50	0	0	45	0
1130	36	840	4.3	40	0	0	45	0
1230	36	815	4.9	45	0	0	45	0
1330	37	740	4.4	50	0	0	45	0
1430	37	630	5	60	0	0	45	0
1530	37	480	4.5	65	0	0	45	0
1630	37	300	4.8	70	0	0	45	0
1730	38	120	3.7	65	0	0	45	0
1830	36	73	3.7	60	0	0	45	0
1930	36	0	3.7	75	0	0	45	0
2030	36	0	3.5	80	0	0	45	0
2130	36	0	3.5	80	0	0	45	0
2230	35	0	3.2	80	0	0	45	0
2330	35	0	3	80	0	0	45	0

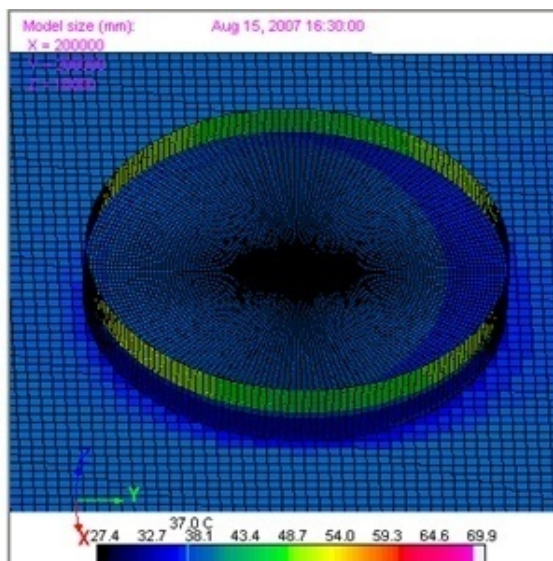
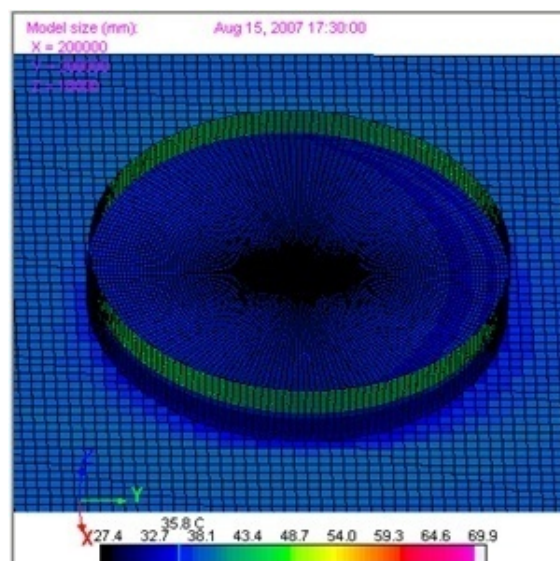
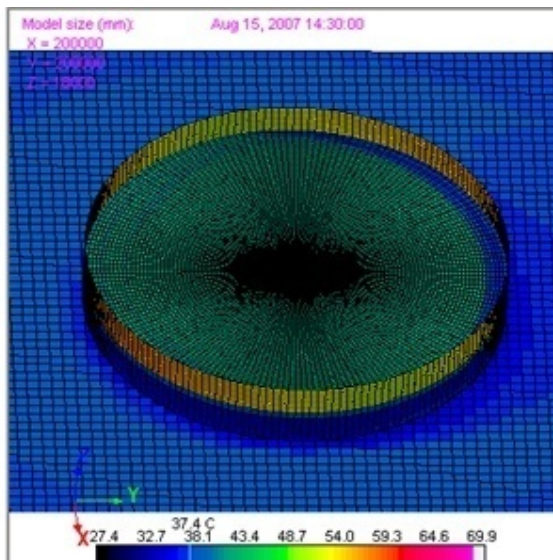
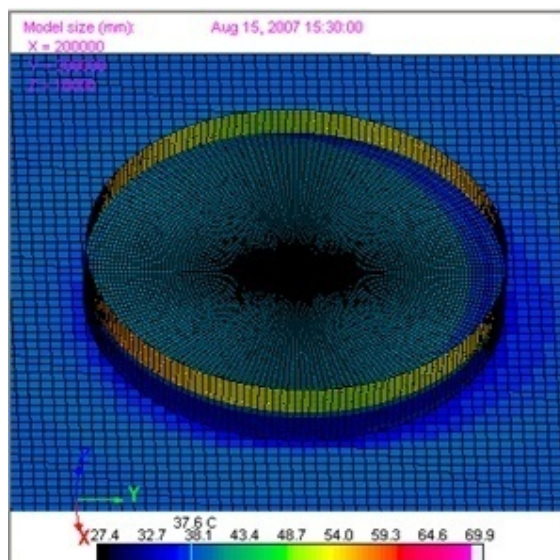
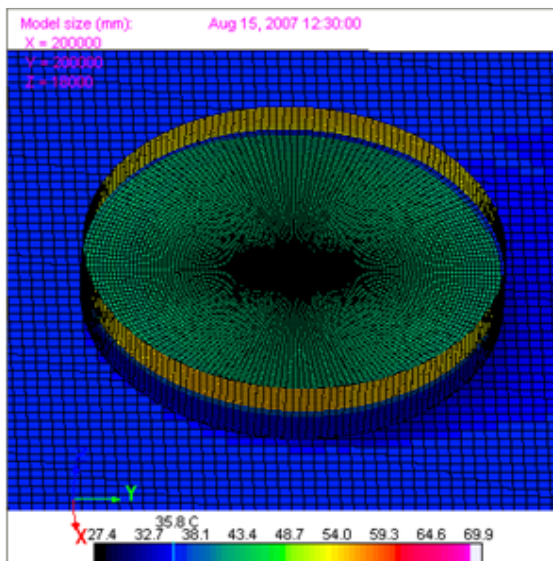
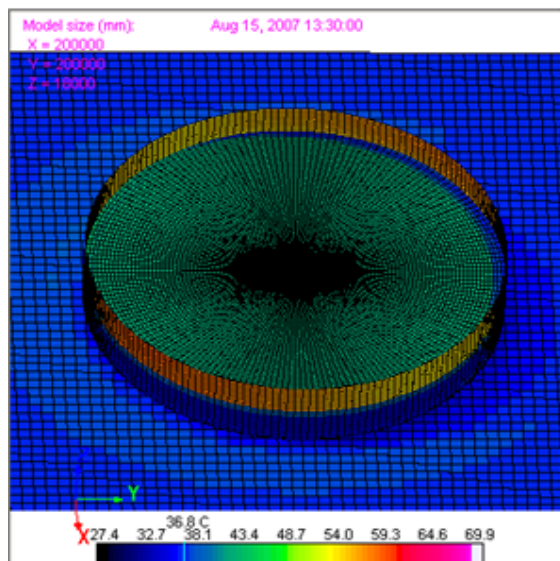
شکل ۴-۶ - فایل دمایی

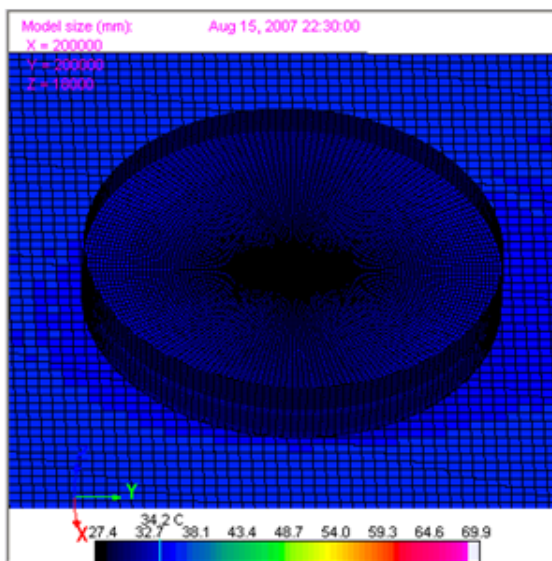
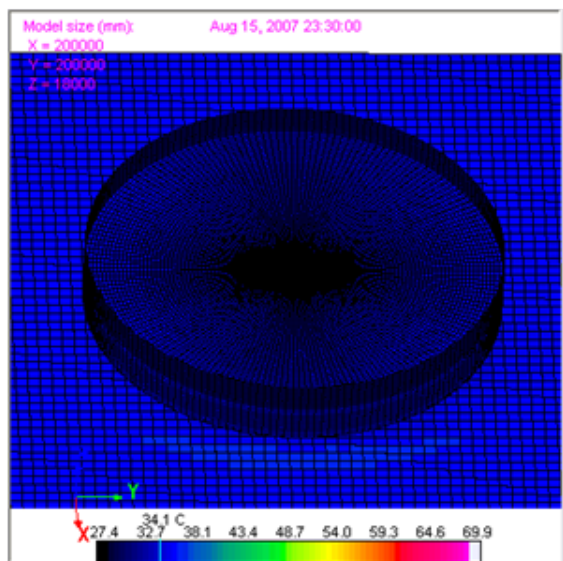
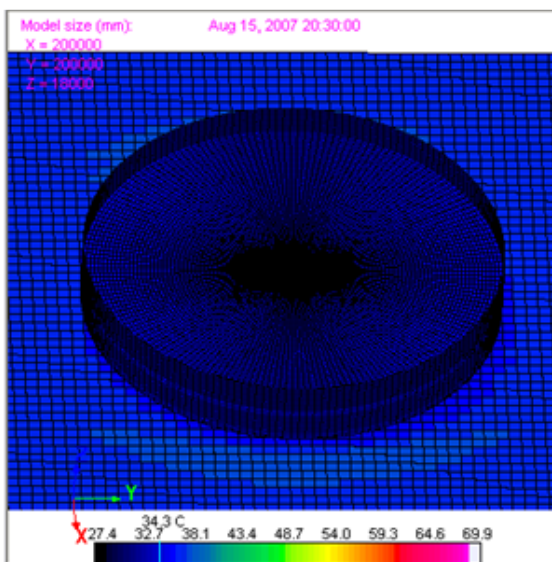
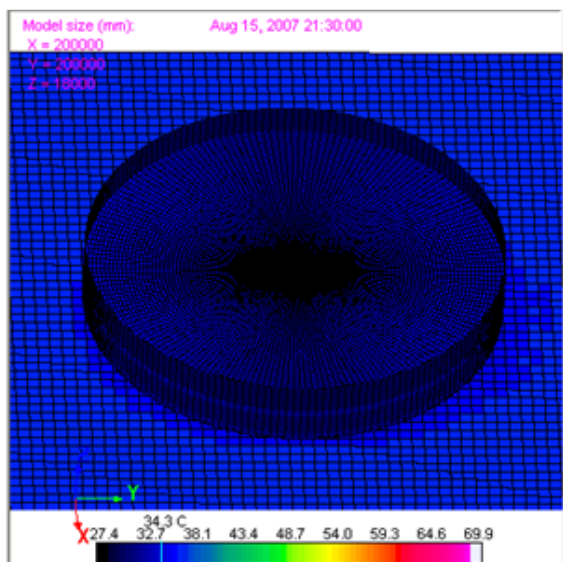
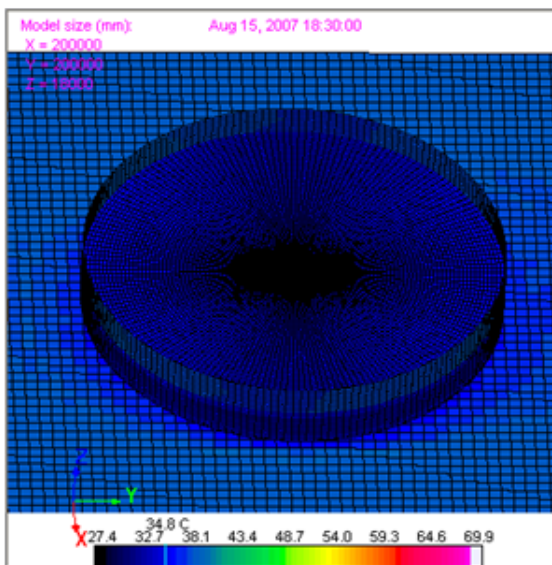
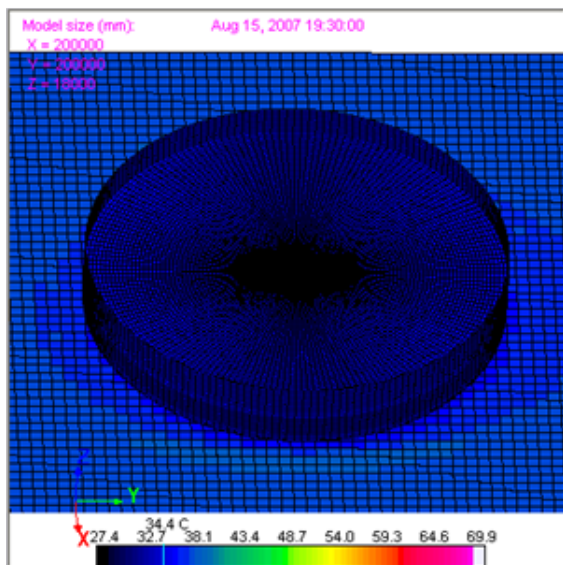
پس از تحلیل دمایی مخزن توسط نرم افزار می توان دمای سطح نفت خام را در طی ماه های مختلف سال و با توجه به رنگ انتخابی برای جداره مخزن، دریافت نمود و سپس با قرار دادن این دما ها در روابط استاندارد ای پی آی مقدار اتلافات تبخیری را محاسبه نمود.

در ادامه به عنوان نمونه، وضعیت دمایی مخزن در ماه مرداد به صورت گرافیکی نشان داده شده است، در این شکل ها دمای سطوح مختلف مخزن در ساعات مختلف روز مشخص می باشد. اولین شکل در این بخش (شکل سمت راست) متعلق به وضعیت دمایی مخزن در ساعت ۰۰:۳۰ نیمه شب بوده و سایر شکل ها به ترتیب متعلق به زمان های بعدی در بازه های زمانی یک ساعتی می باشد. محور X نشان دهنده جهت شمالی در شکل ها می باشد.









۴-۴- روش سوم: رابطه تجربی ای پی آی

در این روش با توجه به رابطه ارائه شده برای محاسبه دمای سطح نفت توسط ای پی آی، دمای نفت خام بدست می آید. این رابطه قبلا در فصل ۳ در سیستم واحد انگلیسی آورده شده است که در اینجا یک بار دیگر در سیستم SI بیان می گردد. همان طور که مشاهده می گردد در این رابطه دمای سطح مایع به صورت تابعی از دمای محیط، تابش روزانه و ضریب جذب تعریف شده است.

$$T_{LA} = T_{\infty} + 1.86 \alpha + 5 \times 10^{-5} \alpha I - 0.31 \quad (۲۹-۴)$$

فصل پنجم: نتایج



۵-۱- مقدمه

برای بررسی و اطمینان از صحت نتایج بدست آمده در این بخش ابتدا نتایج دمایی حاصل از هر سه روش حل تحلیلی معادله بقاء انرژی، حل عددی نرم افزار و رابطه تجربی ای پی آی با داده های تجربی مقایسه می شوند. این مقایسه بر اساس شرایط دمایی مخزن در روز های ۱۶ آذر ۸۷ و ۶ اسفند سال ۸۷ صورت گرفته است.

در شکل زیر نمایی از دماسنج لیزری که برای اندازه گیری دما استفاده شده است مشاهده می شود.



شکل ۵-۱- نمایی از دماسنج لیزری

در جدول زیر مقایسه بین نتایج حاصل از هر سه روش با نتایج تجربی صورت گرفته است

جدول ۵-۱- مقایسه نتایج دمایی

۱۳۸۷ اسفند ۶		۱۳۸۷ آذر ۱۶		روز
۱۴:۳۰	۸:۳۰	۱۳:۳۰	۱۰:۳۰	ساعت
دما (سانتی گراد)				
۲۲/۷	۱۹/۸	۲۵/۳	۲۵/۳	نتایج تجربی
۲۱/۵	۲۰/۵	۲۴/۶	۲۴/۵	نتایج حل تحلیلی
۲۳/۵	۲۰/۶	۲۵/۱	۲۵/۷	نتایج نرم افزار وینترم
۲۰/۵	۱۹/۴	۲۴/۳	۲۴/۱	نتایج رابطه ای پی آی

همان طور که مشاهده می شود نتایج حاصل از هر سه روش به نتایج تجربی اندازه گیری دمای مخزن نزدیک می باشند که این امر نشان دهنده درستی روش های بکار گرفته شده در این پروژه برای تخمین دمای مخزن ذخیره نفت خام می باشد.

مقایسه فوق برای دمای سطح نفت خام انجام شده است اکنون مقایسه ای بین نتایج نرم افزاری و نتایج تجربی متوسط دمای نفت خام در درون مخزن می گردد. این مقایسه برای دمای نفت خام در ارتفاعات مختلف درون مخزن انجام شده است. در جدول زیر نتایج بدست آمده از نرم افزار وینترم و نتایج تجربی در روز ۶ اسفند سال ۸۷ آورده شده است. نتایج تجربی با توجه به سنسور موجود در درون مخزن در ارتفاعات مختلف بدست آمده است. همان طور که در جدول مشخص است ثبت دما در ساعات مختلف روز انجام شده است. ارتفاع بیان شده در این جداول از کف مخزن می باشد.

جدول ۲-۵ - دمای نفت خام درون مخزن در ارتفاعات مختلف برای ۶ اسفند ۸۷

ارتفاع سنسور (متر)	نتایج تجربی			نتایج بدست آمده از نرم افزار وینترم		
	۱/۲۵	۳/۸۵	۶/۴۵	۱/۲۵	۳/۸۵	۶/۴۵
زمان						
۸:۳۰	۲۱/۳۹	۲۲/۱۱		۲۱/۳۶	۲۱/۳۹	۲۱/۳۱
۹:۳۰	۲۱/۳۹	۲۲/۱۱		۲۱/۴۴	۲۱/۳۹	۲۱/۳۵
۱۰:۳۰	۲۱/۳۹	۲۲/۱۱		۲۱/۵۱	۲۱/۴۰	۲۱/۳۷
۱۱:۳۰	۲۱/۳۹	۲۲/۱۱		۲۱/۶۴	۲۱/۴۱	۲۱/۴۶
۱۲:۳۰	۲۱/۳۹	۲۲/۲۲		۲۱/۷۹	۲۱/۴۲	۲۱/۵۴
۱۳:۳۰	۲۱/۳۹	۲۲/۲۲	۲۲/۳۹	۲۱/۹۳	۲۱/۴۲	۲۱/۶۱
۱۴:۳۰	۲۱/۳۹	۲۲/۲۲	۲۲/۳۹	۲۲/۰۱	۲۱/۴۳	۲۱/۶۴
۱۵:۳۰	۲۱/۳۹	۲۲/۳۹	۲۲/۳۹	۲۲/۰۸	۲۱/۴۴	۲۱/۶۶
۱۶:۳۰	۲۱/۳۹	۲۲/۳۹	۲۲/۳۹	۲۲/۱۱	۲۱/۴۴	۲۱/۶۶

در جدول زیر دمای نفت خام در ارتفاعات مختلف مخزن در روز ۱۶ آذر ۸۷ آورده شده است.

جدول ۳-۵ - دمای نفت درون مخزن در چند ارتفاع مختلف برای ۱۶ آذر ۸۷

		نتایج تجربی				نتایج بدست آمده از نرم افزار وینترم			
ارتفاع سنسور (متر)	زمان	۱/۲۵	۳/۸۵	۶/۴۵	۹/۰۵	۱/۲۵	۳/۸۵	۶/۴۵	۹/۰۵
		۱۱:۳۰	۲۵/۶۱	۲۵/۶۱	۲۵/۷۲	۲۵/۷۸	۲۵/۶۲	۲۵/۵۹	۲۵/۵۹
۱۲:۳۰	۲۵/۶۱	۲۵/۶۱	۲۵/۷۲	۲۵/۷۸	۲۵/۷۰	۲۵/۵۹	۲۵/۵۹	۲۵/۵۱	
۱۳:۳۰	۲۵/۷۲	۲۵/۶۱	۲۵/۷۲	۲۵/۷۸	۲۵/۷۶	۲۵/۶۰	۲۵/۶۰	۲۵/۵۲	
۱۴:۳۰	۲۵/۷۲	۲۵/۶۱	۲۵/۷۲	۲۵/۷۸	۲۵/۸۴	۲۵/۶۰	۲۵/۶۰	۲۵/۵۶	
۱۵:۳۰	۲۵/۷۲	۲۵/۶۱	۲۵/۷۲	۲۵/۷۸	۲۵/۸۷	۲۵/۶۰	۲۵/۶۰	۲۵/۵۶	
۱۶:۳۰	۲۵/۷۲	۲۵/۶۱	۲۵/۷۲	۲۵/۷۸	۲۵/۸۷	۲۵/۶۰	۲۵/۶۰	۲۵/۵۴	

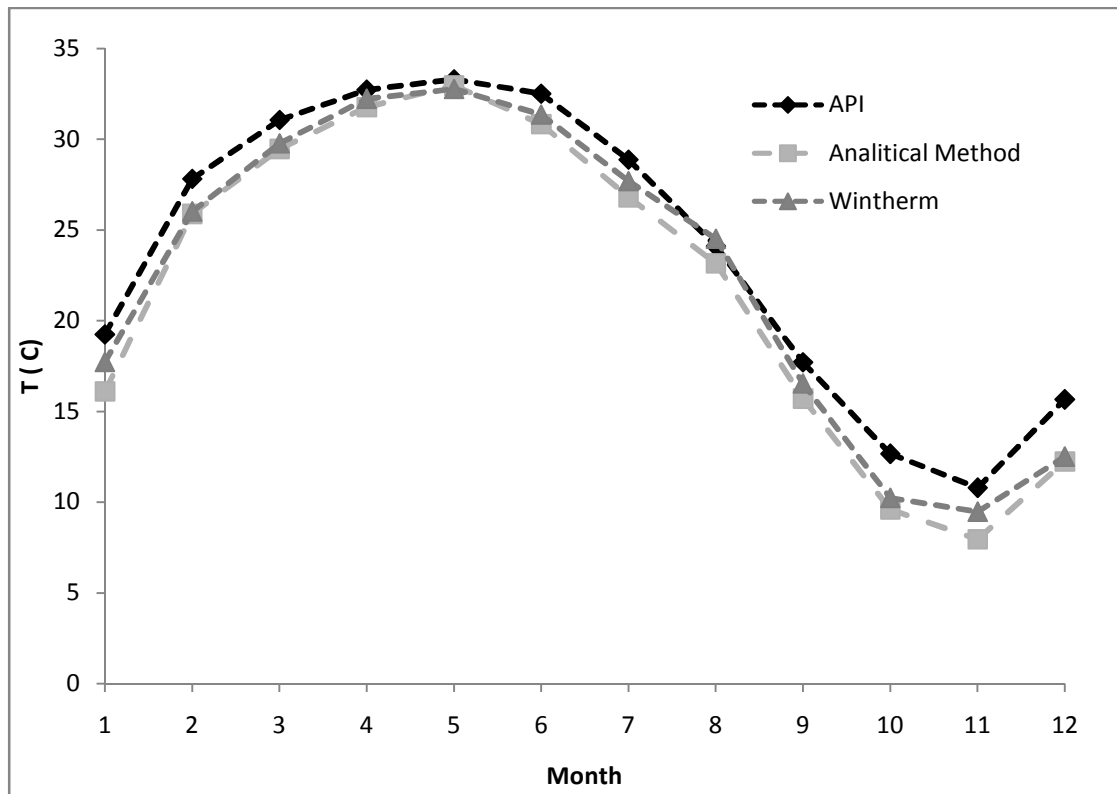
نتایج آورده شده در این جداول بیانگر صحت و دقت حل نرم افزاری برای تعیین دمای مخزن می

باشد.

۵-۲- نتایج

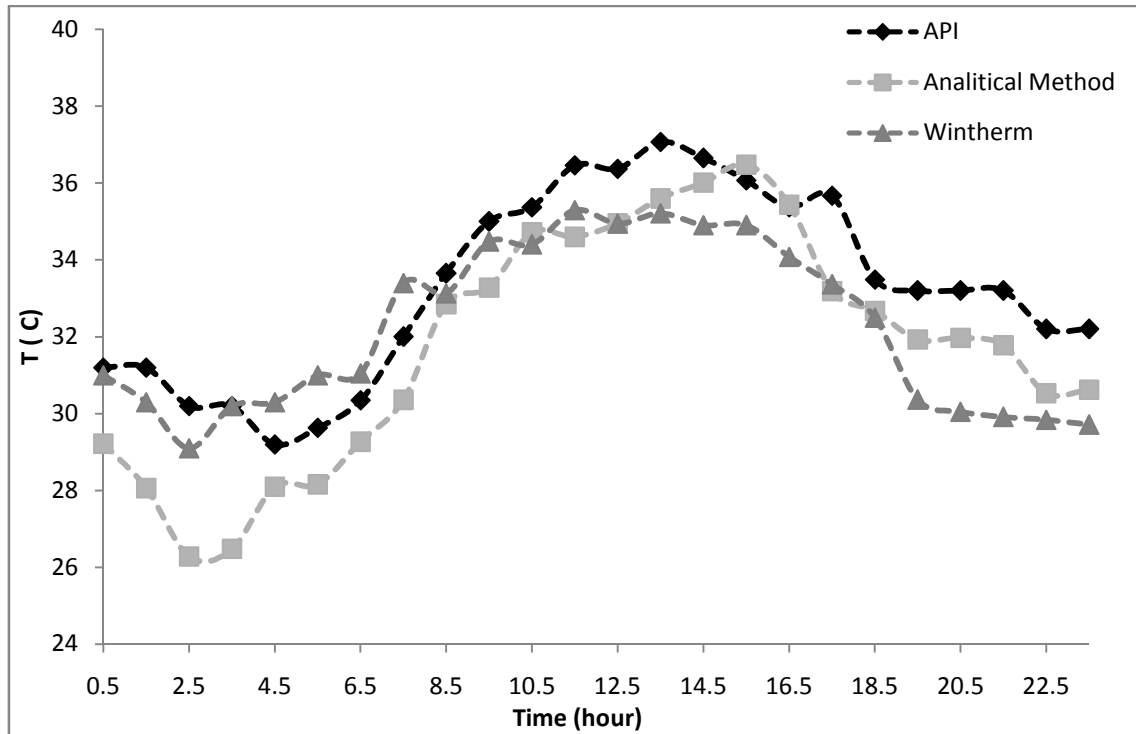
پس از معتبر سازی نتایج با نتایج تجربی، حال با هر سه روش ذکر شده دمای سطح نفت خام در طی ماه های مختلف محاسبه نموده و به کمک روابط ای پی آی میزان تبخیر از مخزن تخمین زده می شود.

در شکل (۲-۵) متوسط دمای نفت خام که از هر سه روش برای هر ماه بدست آمده است نشان داده شده است. همان طور که مشاهده می شود متوسط دمای ماهانه که از دو روش حل تحلیلی نرم افزار و حل تحلیلی معادله بقاء انرژی حاصل شده است اختلاف کمتری نسبت به یکدیگر در مقایسه با دمای حاصل از رابطه تجربی ای پی آی دارند. هر چند نتایج رابطه ای پی آی با نتایج دیگر روش ها دارای اختلاف می باشد (به خصوص در ماه های سرد سال) اما مشاهده می شود که هر سه روش روند مشابهی را در طی سال نشان می دهند.



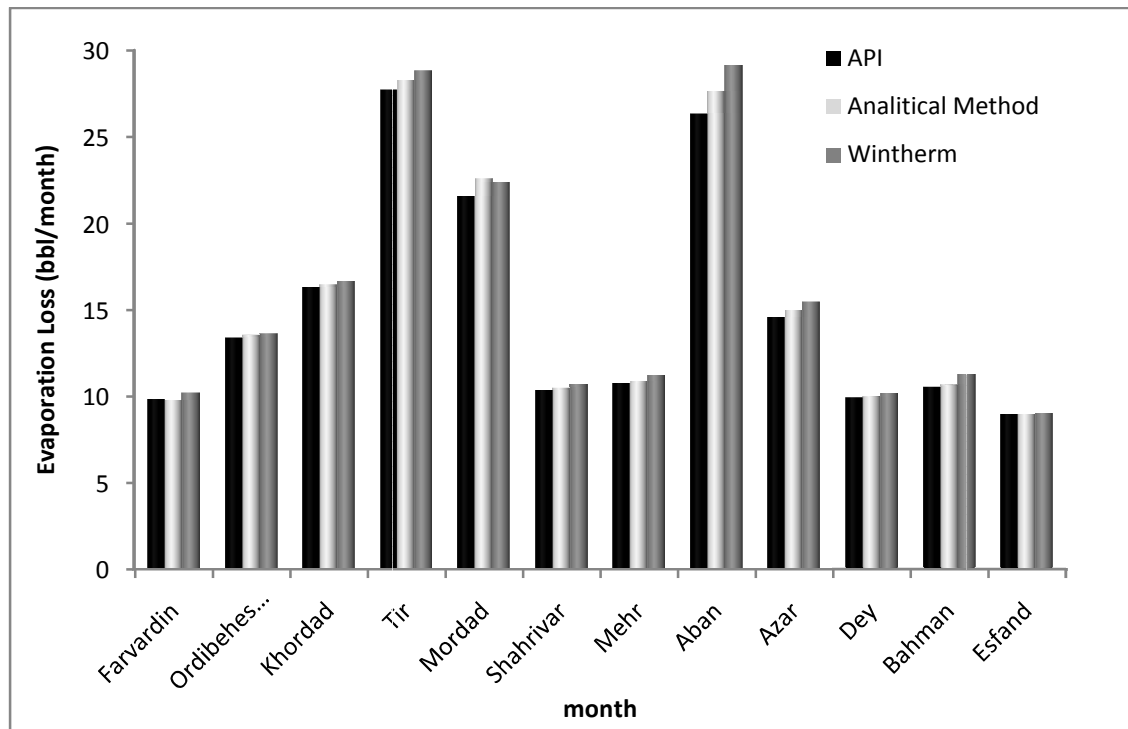
شکل ۵-۲ - متوسط دمای ماهانه

در شکل (۳-۵) دما در هر ساعت از شبانه روز نشان داده شده است، این شکل مربوط به شرایط جوی در ماه مرداد می باشد. در اکثر ساعات روز نتایج رابطه ای پی ای بیشتر از نتایج دو روش دیگر است. اما به جزء در ساعات ابتدایی روز، در بقیه ساعات نتایج هر سه روش نزدیک به یکدیگر می باشند.



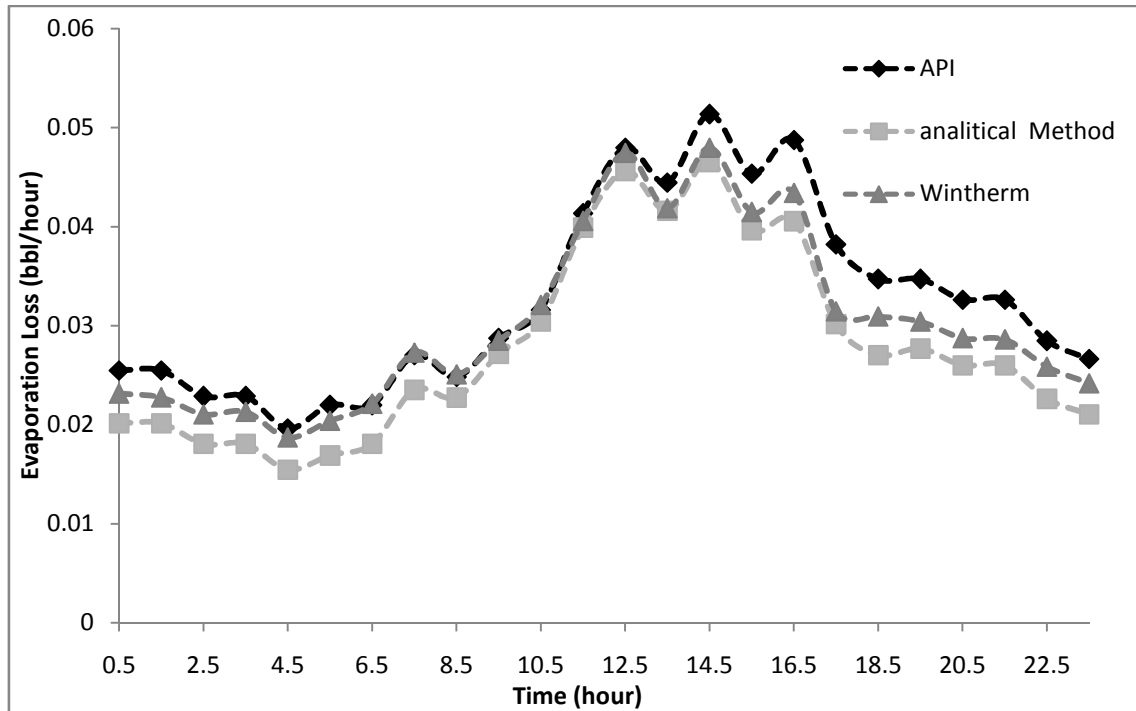
شکل ۳-۵ - دمای در هر ساعت از شبانه روز در ماه مرداد

پس از تعیین دمای سطح نفت خام در ماه های مختلف، حال با استفاده از روابط ای پی آی مقدار اتلافات تبخیری از مخزن مورد نظر محاسبه می گردد. در شکل (۴-۵) مقدار اتلافات در هر ماه از سال نشان داده شده است، همان طور که در شکل مشخص است بیشترین اتلافات مربوط به دو ماه مرداد و آبان می باشد زیرا در این دو ماه به ترتیب بیشترین تابش خورشیدی و سرعت باد اتفاق می افتد که این نشان دهنده اثر این دو پارامتر بر میزان تبخیر از مخازن ذخیره سازی نفت خام است. نتایج هر سه روش نشان می دهند که در سال به طور تقریبی ۱۷۰ بشکه نفت خام از این مخزن تبخیر می شود که با در نظر گرفتن تعداد ۴۰ مخزن ذخیره سازی در منطقه خارک، در سال ۶۸۰۰ بشکه نفت خام به صورت بخار وارد محیط زیست می گردد.



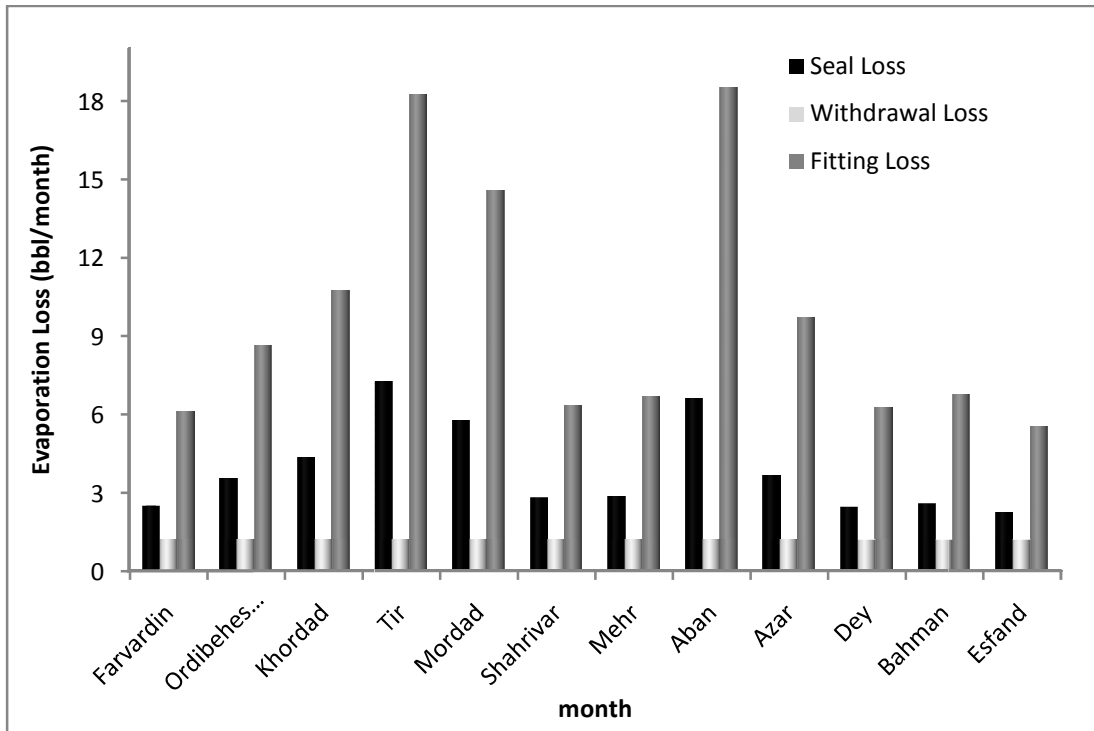
شکل ۴-۵ - اتلافات تبخیری ماهیانه

در شکل (۵-۵) نرخ اتلافات تبخیری در ساعات روز نشان داده شده است این شکل مربوط به شرایط جوی در ماه مرداد می باشد. نتایج نشان می دهد که بیشترین نرخ اتلافات در طی روز انجام می گیرد و این به خاطر تابش خورشیدی و افزایش دمای نفت در طی روز است. نوسانات ایجاد شده در اتلافات تبخیری مربوط به نوسان در سرعت باد در منطقه می باشد.

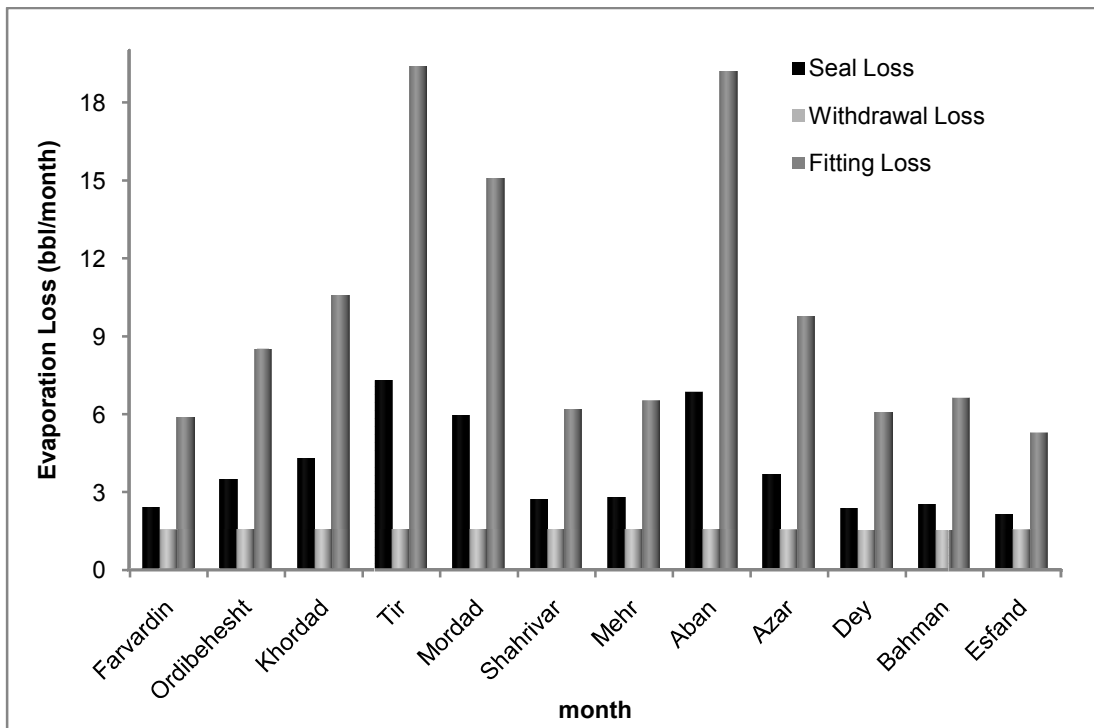


شکل ۵-۵ - نرخ اتلافات تبخیری در ماه مرداد

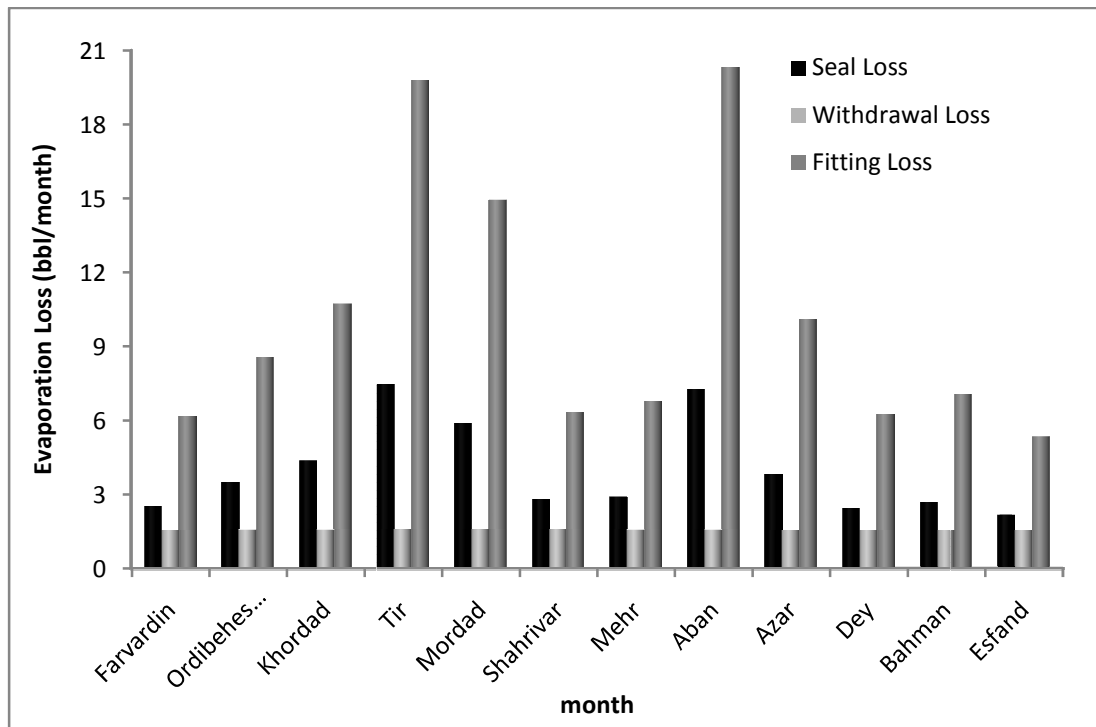
همان طور که قبلا اشاره شد اتلافات از مخازن ذخیره سازی شامل سه بخش اتلافات از آب بند، اتصالات سقف و اتلافات در هنگام عملکرد مخزن می باشد. در شکل های زیر مقدار اتلافات از هر یک از این بخش ها در تمام ماه های سال نشان داده شده است. در شکل (۶-۵) مبنای محاسبات نتایج دمایی حاصل از رابطه ای پی آی می باشد، همچنین در شکل (۷-۵) محاسبه اتلافات با توجه به دماهای حاصل از حل تحلیلی معادله بقاء انرژی و در شکل (۸-۵) محاسبات با توجه به دماهای حاصل از حل عددی نرم افزار وینترم انجام شده است. مشاهده می شود که تقریبا نتایج هر سه روش در تمام ماه ها روند مشابهی را نشان می دهند.



شکل ۵-۶- اتلافات تبخیری ماهانه (نتایج رابطه ای پی آی)



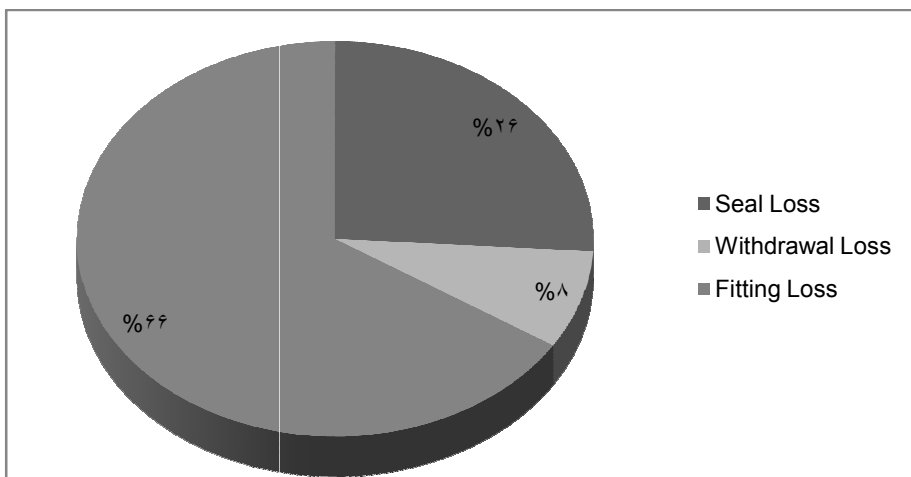
شکل ۵-۷- اتلافات تبخیری ماهانه (نتایج حل تحلیلی)



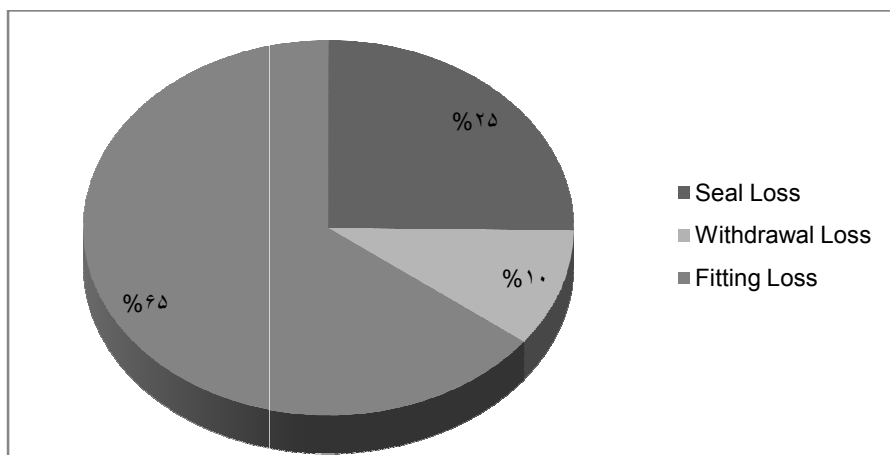
شکل ۵-۱ - اتلافات تبخیری ماهانه (نتایج حل عددی نرم افزار)

در هر سه شکل فوق میزان اتلافات در هنگام عملکرد مخزن در تمام ماه ها ثابت است که این نشان دهنده عدم وابستگی این اتلافات به شرایط جوی می باشد. همچنین این نتایج حاکی از این مطلب دارند که بیشترین سهم اتلافات مربوط به اتصالات سقف مخزن می باشد، برای درک بهتر این موضوع، سهم هر کدام از بخش های اتلافی در طی سال در گرافهای زیر نشان داده شده است.

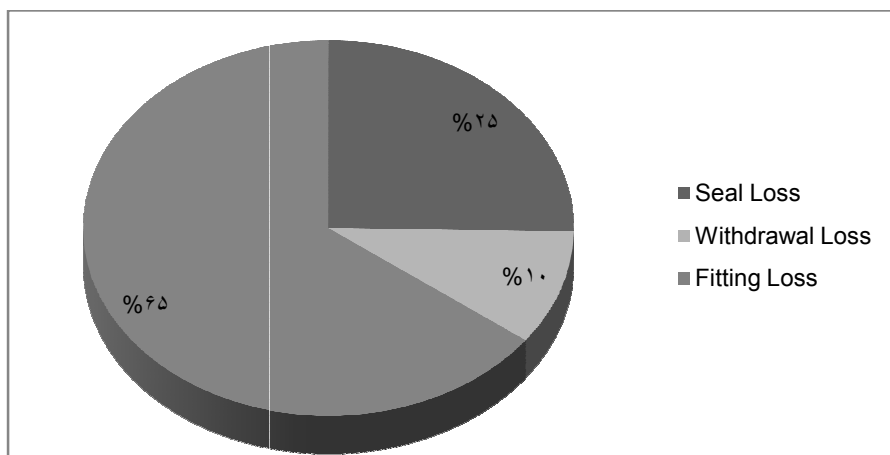
در شکل (۵-۹) مبنای محاسبات نتایج دمایی حاصل از رابطه ای پی آی می باشد، همچنین در شکل (۵-۱۰) محاسبه اتلافات با توجه به دماهای حاصل از حل تحلیلی معادله بقاء انرژی و در شکل (۵-۱۱) محاسبات با توجه به دماهای حاصل از حل عددی نرم افزار وینترم انجام شده است.



شکل ۹-۵ - سهم هر بخش از اتلافات تبخیری در سال (نتایج دمایی ای پی آی)



شکل ۱۰-۵ - سهم هر بخش از اتلافات تبخیری در سال (نتایج دمایی حل تحلیلی)



شکل ۱۱-۵ - سهم هر بخش از اتلافات تبخیری در سال (نتایج دمایی حل عددی نرم افزار)

۵-۳- بررسی اثر پارامترهای مختلف بر میزان تبخیر از مخازن

در ادامه به بررسی اثر پارامترهای مختلف بر میزان تبخیر از مخازن پرداخته می شود. این پارامترها شامل نوع آب بند، سرعت باد، نوع نفت خام و رنگ جداره بیرونی مخزن می باشند که در بررسی اثر نوع رنگ جداره مخزن نتایج حاصل از هر سه روش و در بررسی اثر سایر پارامترها تنها به نتایج روش ای پی آی اشاره می گردد.

۵-۳-۱- بررسی اثر آب بند بر اتلافات تبخیری از مخزن

در اینجا به بررسی اثر آب بند های مختلف بر میزان تبخیر نفت خام درون مخازن ذخیره پرداخته می شود، این بررسی بر روی یک نوع مخزن ذخیره صورت گرفته است و برای آن ۹ حالت مختلف استفاده از آب بند مورد مطالعه قرار گرفته است.

آب بندها مورد استفاده

به طور کلی از سه نوع آب بند برای کاهش اتلافات تبخیری در مخازن سقف شناور خارجی استفاده می کنند که عبارتند از:

(۱) آب بند های کفشک مکانیک

(۲) آب بند های قرار گرفته بر سطح مایع

(۳) آب بند های قرار گرفته بر سطح بخار

به این آب بندها، آب بند های اولیه گویند که ممکن است خود به تنهایی استفاده شوند و یا توسط یک آب بند دیگر تحت حمایت قرار گیرند که به آنها آب بندهای ثانویه گویند.

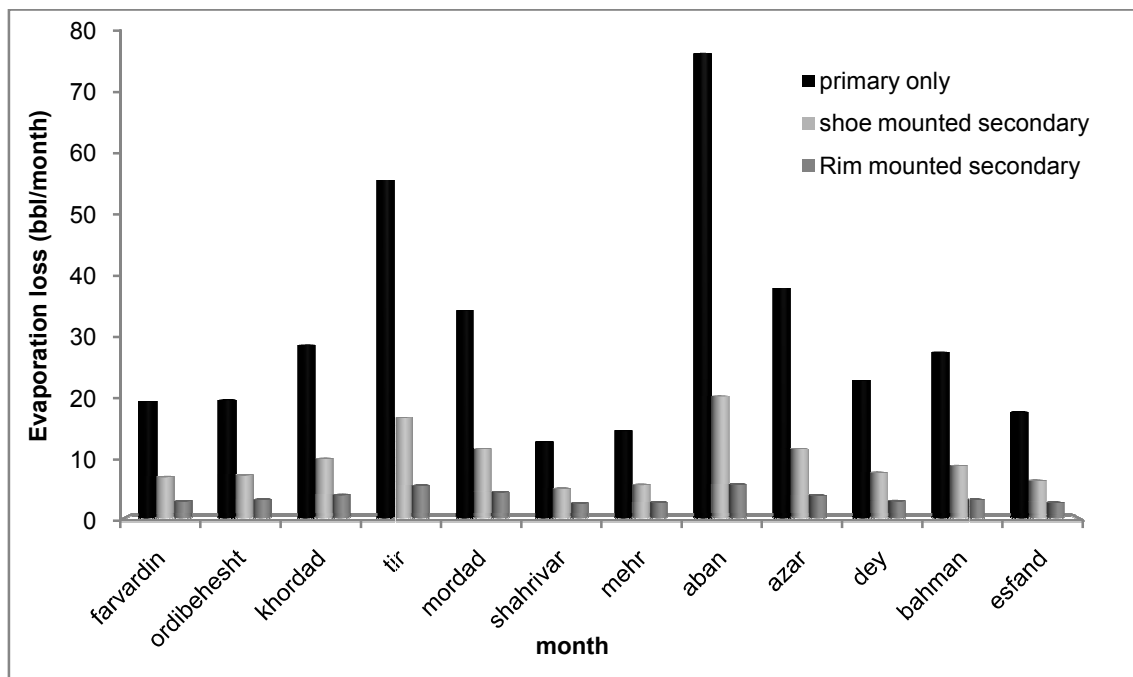
نتایج

حالت اول: استفاده از آب بند کفشک مکانیکی

الف: ابتدا فرض شده است که آب بند مورد استفاده از نوع کفشک مکانیکی بوده و به تنهایی به کار گرفته شود، یعنی مخزن فقط شامل آب بند اولیه باشد. نتایج این بررسی در شکل (۵-۱۲) آورده شده است.

ب: حال فرض می شود آب بند اولیه کفشک مکانیکی بوده و یک آب بند ثانویه نیز در کنار آن استفاده شود، در واقع آب بند ثانویه بر روی آب بند اولیه قرار می گیرد تا به عنوان یک مکمل برای آب بند اولیه باشد. در این حالت آب بند ثانویه از نوع کفشکی در نظر گرفته شده است. نتایج حاصل از این نوع ترکیب آب بند در شکل (۵-۱۲) نشان داده شده است.

ج: این بار نیز از یک آب بند ثانویه در کنار آب بند اولیه استفاده شده است، اما آب بند ثانویه از نوع آب بند محیطی می باشد. میزان اتلافات تبخیری حاصل از استفاده از این نوع آب بند در شکل (۵-۱۲) آورده شده است.



شکل ۵-۱۲ - میزان تبخیر ناشی از استفاده آب بند کفشک مکانیکی در حالت های مختلف

حالت دوم: استفاده از آب بند قرار گرفته بر سطح مایع

برای این نوع آب بند نیز سه حالت مختلف مورد بررسی قرار گرفته است.

الف : یکی از حالت های استفاده از این نوع آب بند این است که این نوع آب بند به تنهایی

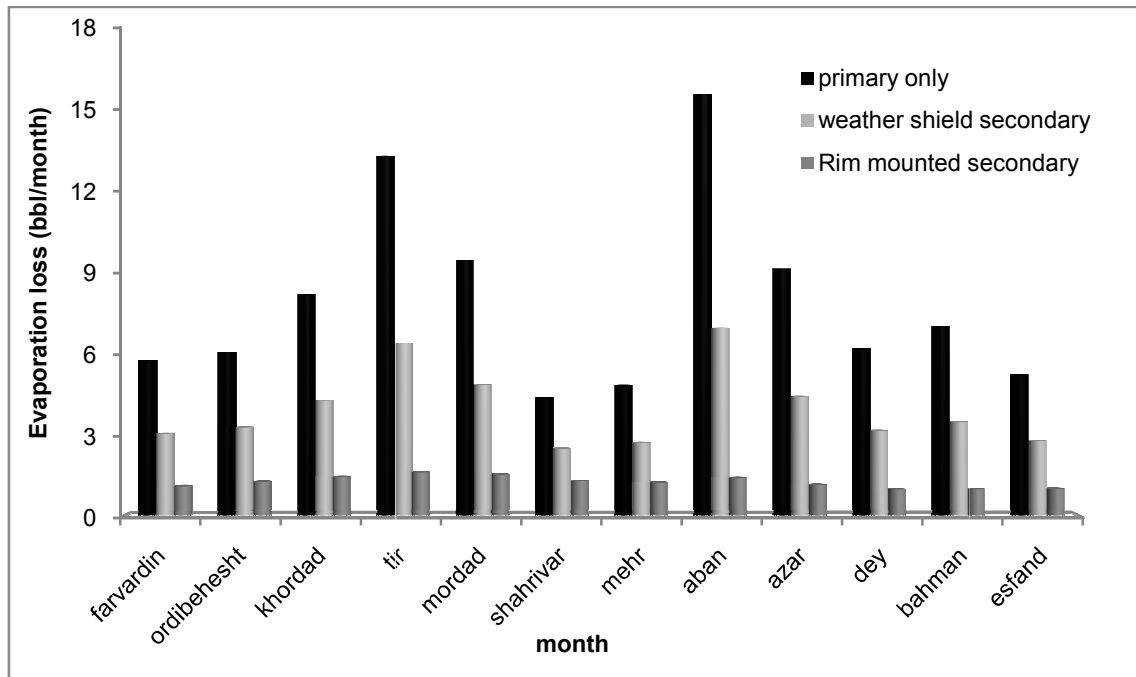
استفاده شود.

ب : در حالت دوم از یک آب بند محافظ آب وهوایی به عنوان آب بند ثانویه در کنار آب بند قرار

گرفته بر سطح مایع استفاده شده است.

ج : در این حالت نوع آب بند ثانویه تغییر کرده و از نوع آب بند محیطی می باشد.

نتایج استفاده از این سه نوع ترکیب آب بند ها در شکل زیر نشان داده شده است.



شکل ۵-۱۳ - میزان تبخیر ناشی از استفاده از آب بند قرار گرفته بر سطح مایع در حالت های مختلف

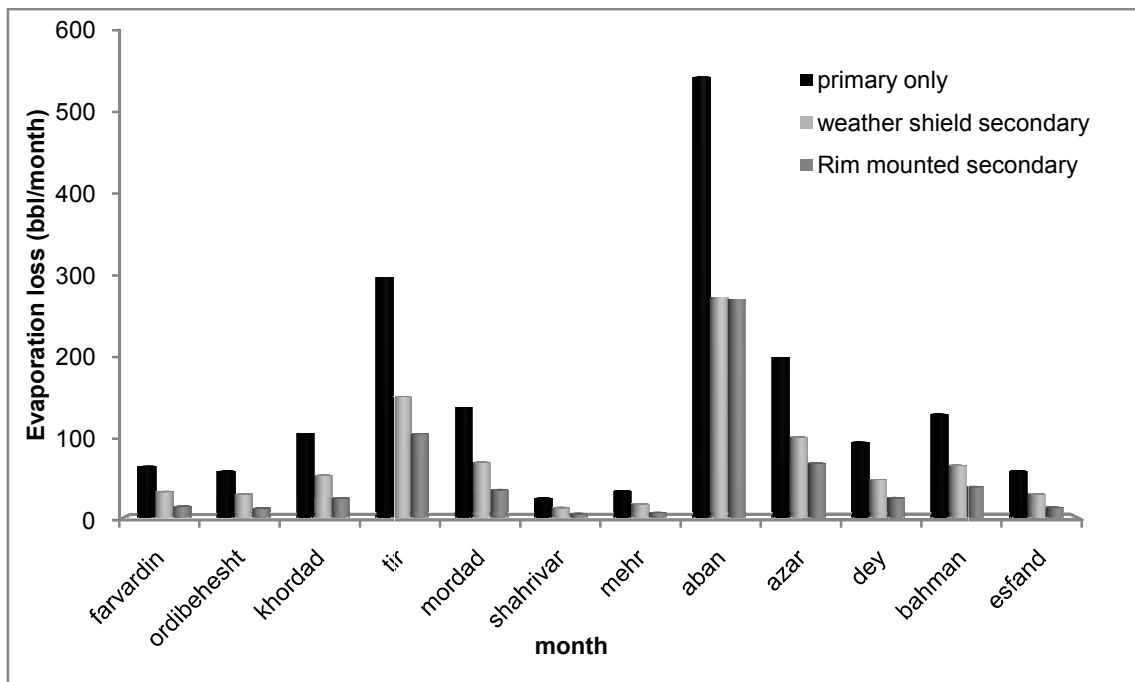
حالت سوم: استفاده از آب بند قرار گرفته بر سطح بخار

برای این نوع آب بند نیز مشابه آب بند قرار گرفته بر سطح مایع سه حالت زیر مورد بررسی قرار گرفته است.

الف: از هیچ آب بند ثانویه استفاده نشود و فقط آب بند اولیه از نوع قرار گرفته بر سطح بخار به کار گرفته شود.

ب: از یک آب بند محافظ آب وهوایی به عنوان آب بند ثانویه در کنار آب بند قرار گرفته بر سطح بخار استفاده شود.

ج: از یک آب بند محیطی به عنوان آب بند ثانویه در کنار آب بند اولیه استفاده شود.



شکل ۵-۱۴ - میزان تبخیر ناشی از استفاده از آب بند قرار گرفته بر سطح بخار در حالت های مختلف

همان طور که نتایج نشان می دهد هنگامی که از یک آب بند ثانویه در کنار آب بند اولیه استفاده شود میزان اتلافات تبخیری کمتر از حالتی است که آب بند اولیه به تنهایی استفاده گردد.

استفاده از آب بند ثانویه محیطی در مقایسه با آب بند ثانویه محافظ آب وهوایی موجب کاهش اتلافات تبخیری نفت خام می شود.

آب بند اولیه از نوع قرار گرفته بر سطح مایع دارای اتلافات کمتری نسبت به سایر آب بند های اولیه است که در اینجا مورد بررسی قرار گرفته است، آب بند کفشک مکانیکی از این نظر در رتبه بعدی می باشد و بیشترین اتلافات تبخیری زمانی رخ می دهد که از آب بند اولیه قرار گرفته بر سطح بخار استفاده شود.

برای مقایسه بهتر، در جدول زیر میزان اتلافات تبخیری آب بندها به صورت سالانه در هر یک از حالات ذکر شده آورده شده است.

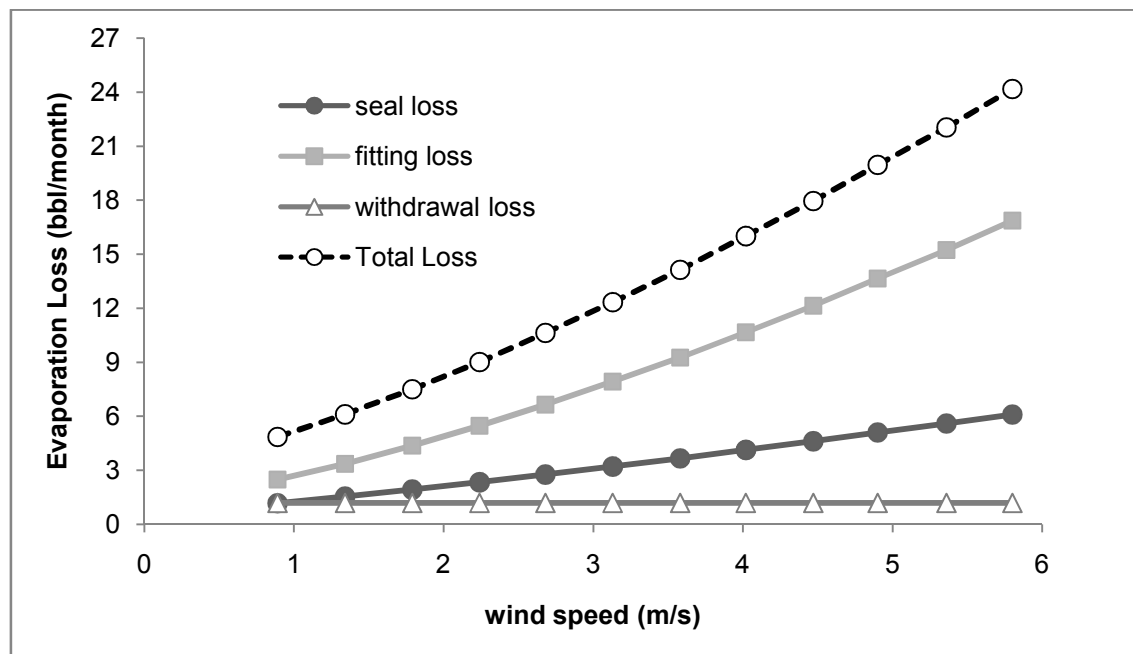
جدول ۴-۵- اثر نوع آب بند استفاده شده بر میزان تبخیر سالانه

Primary seal	Secondary seal	Annual Loss (bbl)
Mechanical-shoe seal	Primary only	365.18
	Shoe-mounted secondary	114.75
	Rim-mounted secondary	40.92
Liquid-mounted seal	Primary only	95.06
	Weather shield	47.60
	Rim-mounted secondary	14.72
Vapor-mounted seal	Primary only	1728.75
	Weather shield	863.86
	Rim-mounted secondary	600.77

۵-۳-۲- بررسی اثر سرعت باد بر اتلافات تبخیری از مخزن

در این بخش به بررسی اثر سرعت باد بر مقدار اتلافات تبخیری نفت خام پرداخته شده است. برای این منظور اتلافات مخزن شماره ۲۶ (حاوی نفت سبک) در شرایطی که دمای محیط و تابش خورشیدی ثابت است محاسبه شده است. دمای محیط و مقدار تابش خورشیدی مطابق با دمای متوسط سالانه و تابش خورشیدی نیز متناسب با متوسط تابش سالانه در جزیره خارک در نظر گرفته شده است، در این بررسی سرعت باد در بازه ۱ تا ۶ متر بر ثانیه (معمولا سرعت باد در منطقه خارک

در همین بازه می باشد) تغییر داده و میزان تلفات تبخیری ماهانه محاسبه شده است. نتایج این بررسی در شکل زیر آورده شده است.



شکل ۵-۱۵ - میزان اتلافات تبخیری به ازاء سرعت باد متفاوت

۱ - اتلافات تبخیری مربوط به هنگام تخلیه در تمام حالات ثابت مانده است و این نشان دهنده عدم وابستگی آن به پارامتر سرعت باد می باشد که البته این عدم وابستگی را می توان از روابط محاسبه اتلافات در هنگام تخلیه، نیز دریافت.

۲ - با افزایش سرعت باد اتلافات مربوط به اتصالات سقف و آب بند افزایش می یابد این افزایش آنقدر است که باعث می شود تا مقدار اختلاف اتلافات کلی در حالت سرعت باد کم و سرعت باد بیشینه حدود ۲۰ بشکده در ماه باشد.

۳-۳-۳ - بررسی اثر نوع نفت خام بر اتلافات تبخیری از مخزن

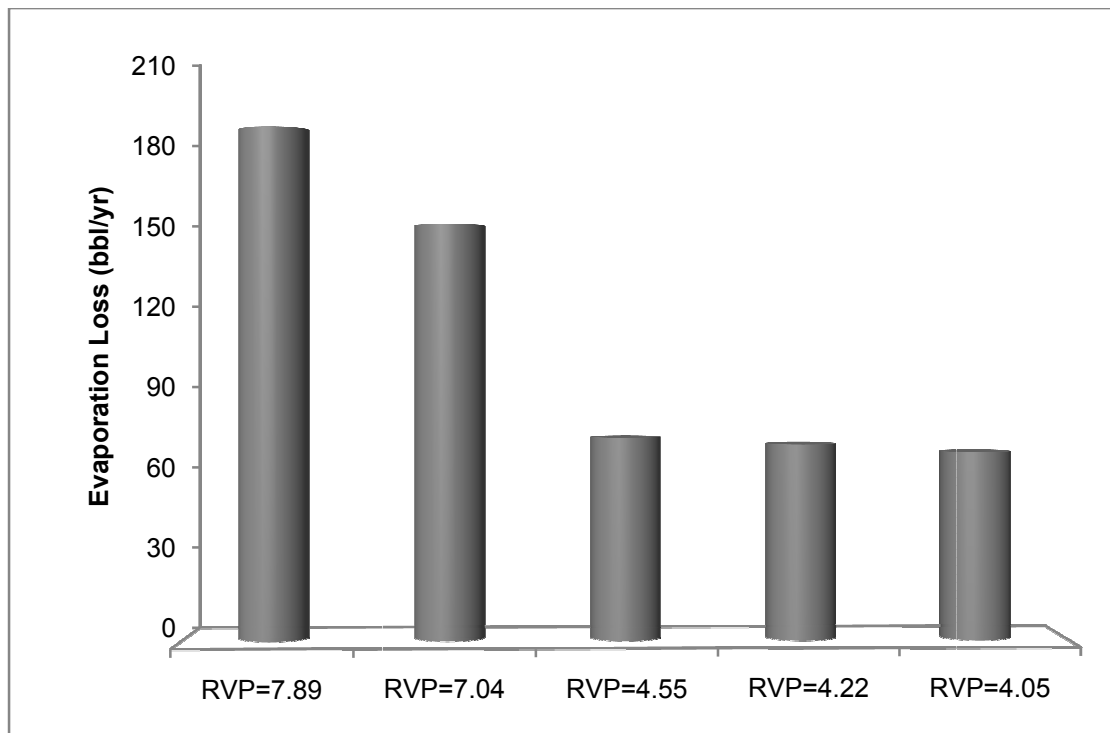
با محاسبات انجام شده مقدار تلفات تبخیری از مخزن ۲۶ که حاوی نفت خام با آر وی پی برابر ۷/۸۹ بود مشخص گردید. حال به بررسی اثر آر وی پی نفت خام بر میزان تلفات تبخیری از مخزن مورد نظر پرداخته می شود، برای این کار مقدار تلفات تبخیری از این مخزن به ازاء چند نوع نفت خام

موجود در جزیره خارک محاسبه شده است. در این بررسی تنها نوع سیال متغییر فرض شده و شرایط مخزن و محیط در تمامی حالات مشابه می باشد. مشخصات این نفت خام ها در جدول زیر آورده شده است.

جدول ۵-۵ - مشخصات نفت خام های مورد بررسی

نفت خام	سبک	سنگین	نوروز	فروزان	سروش
آر وی پی (Psia)	۷/۸۹	۷/۰۴	۴/۵۵	۴/۲۲	۴/۰۵
ای پی آی (درجه)	۳۳/۳۶	۲۹/۴۴	۲۰	۲۹/۲۶	۱۸/۲
دانسیته (کیلوگرم بر متر مکعب)	۸۵۸/۳	۸۷۹/۲	۹۳۳/۹	۸۸۰/۲	۹۴۵/۱

نتایج این بررسی در شکل زیر نشان داده شده است، این بررسی نشان می دهد که با افزایش آر وی پی نفت خام مقدار تلفات تبخیری افزایش می یابد، که نشان دهنده اثر نوع سیال بر میزان تلفات می باشد.



شکل ۵-۱۶ - اتلافات سالیانه از مخزن به ازاء نفت های مختلف

۵-۳-۴- بررسی اثر رنگ جداره بر اتلافات تبخیری از مخزن

در اینجا مقدار اتلافات تبخیری از مخزن ۲۶ برای رنگ های مختلف با ضرایب جذب متفاوت محاسبه شده است، در این بررسی تنها پارامتر ضریب جذب رنگ مخزن تغییر کرده و سایر شرایط (شرایط محیطی، سیال درون مخزن) در تمامی حالات ثابت در نظر گرفته شده است.

همان طور که در رابطه (۳-۱۱) مشاهده می شود اتلافات در هنگام تخلیه هیچ رابطه ای با میزان تابش خورشید و ضریب جذب رنگ ندارد لذا در تمام مراحل این اتلافات ثابت می باشد.

روابط ارائه شده برای محاسبه میزان اتلافات آب بندها و اتصالات سقف نشان دهنده وابستگی آنها به تابع فشار بخار می باشد، از طرفی تابع فشار بخار نیز تابع دمای میانگین سطح مایع و در نتیجه تابع تابش خورشیدی و ضریب جذب رنگ بدنه است، که با تغییر رنگ بدنه مخزن میزان اتلافات آب بندها و اتصالات سقف نیز تغییر می نماید.

در جدول زیر ضرایب جذب و نشر رنگ های مورد بررسی آورده شده است.

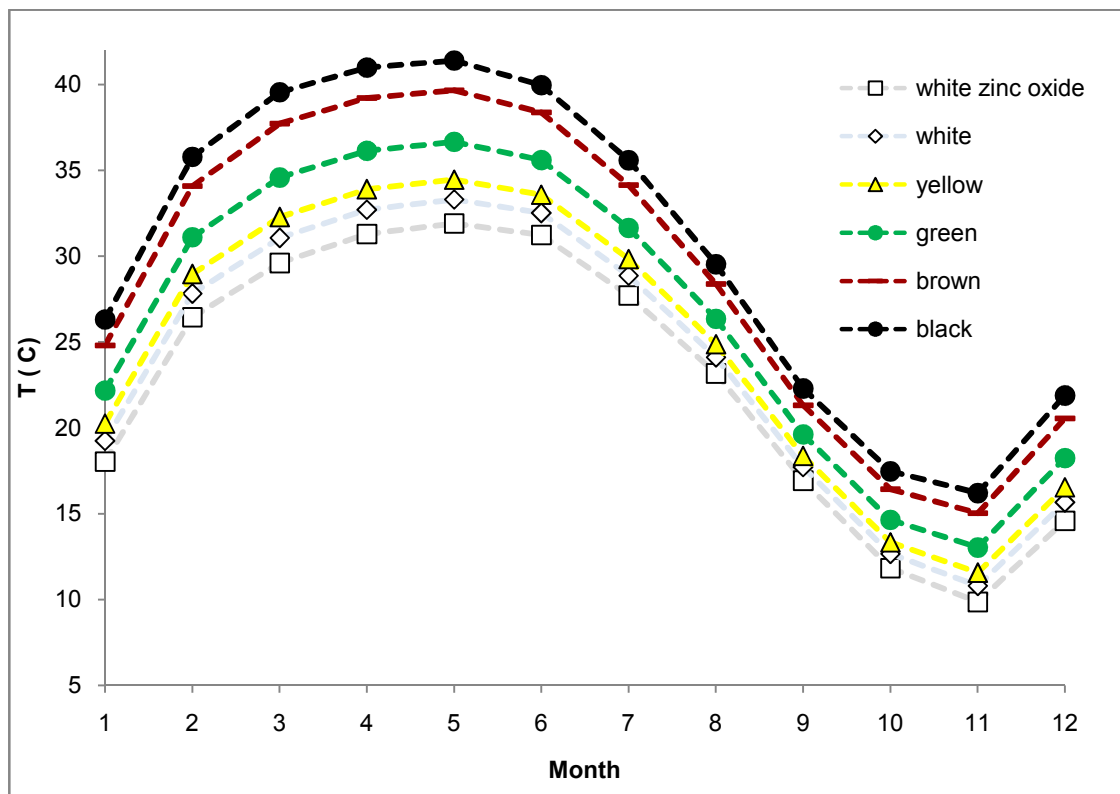
جدول ۵-۶- ضریب جذب و ضریب پخش رنگ های مورد بررسی

رنگ	سفید - اکسید روی	سفید	زرد	سبز	قهوه ای	سیاه
ضریب جذب	۰/۱۶	۰/۲۸	۰/۳۸	۰/۵۷	۰/۸۳	۰/۹۸
ضریب نشر	۰/۹۳	۰/۸۷	۰/۹	۰/۸۹	۰/۸۵	۰/۹۱

در شکل های زیر نتایج حاصل از تغییر رنگ جداره مخزن آورده شده است، همان طور که قبلا اشاره شد در این بخش نتایج حاصل از هر سه روش حل عددی نرم افزاری، حل تحلیلی معادله بقاء انرژی و رابطه تجربی ای پی آی ارائه می گردد تا مقایسه ای بین نتایج این سه روش برای رنگ های مختلف انجام شود.

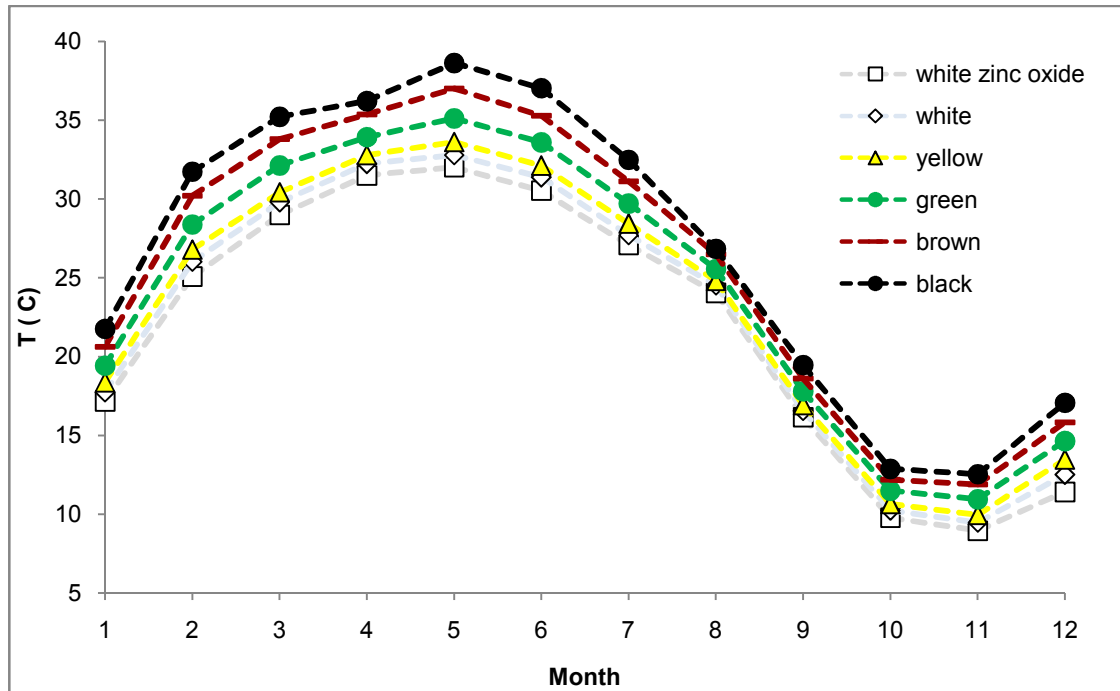
در شکل زیر متوسط دمای مخزن در تمام ماه های سال نشان داده شده است، این نتایج حاصل از رابطه تجربی ای پی آی برای محاسبه دمای متوسط روزانه می باشد. نتایج این شکل نشان می دهد

که با افزایش ضریب جذب رنگ جداره مخزن دمای آن افزایش می یابد، این افزایش دما در ماه های گرم سال بیشتر از ماه های سرد سال می باشد زیرا در ماه های گرم سال مقدار تابش خورشیدی در طی روز بیشتر است و در رابطه تجربی ای پی آی ضریب جذب در تابش روزانه ضرب شده است، لذا در ماه های گرم سال ضریب جذب در عدد بیشتری ضرب می شود و این باعث ایجاد تغییرات بیشتر به ازاء تغییر رنگ جداره می گردد.



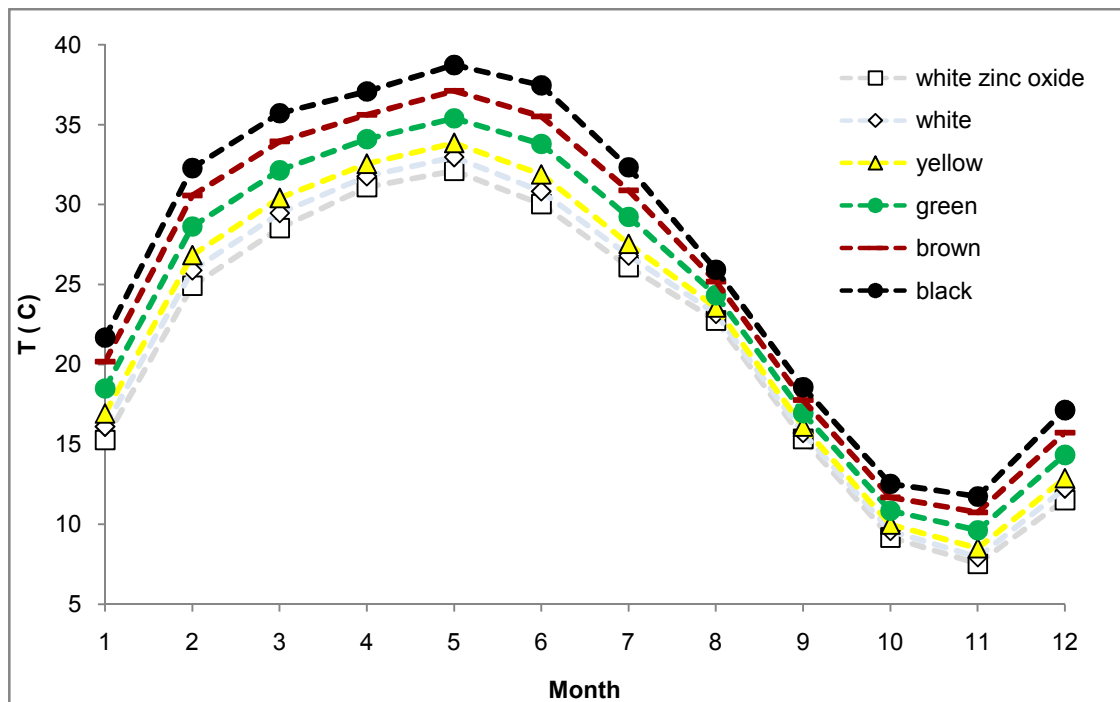
شکل ۵-۱۷ - متوسط دمای روزانه حاصل از رابطه تجربی ای پی آی

در شکل زیر متوسط دمای روزانه مخزن در هر ماه از سال آورده شده است، این نتایج حاصل از حل عددی مخزن توسط نرم افزار وینترم در هر ماه می باشد. در اینجا نیز مشابه حالت قبل در ماه های گرم سال تغییرات دمایی به ازاء تغییر رنگ بیشتر از ماه های سرد سال است.



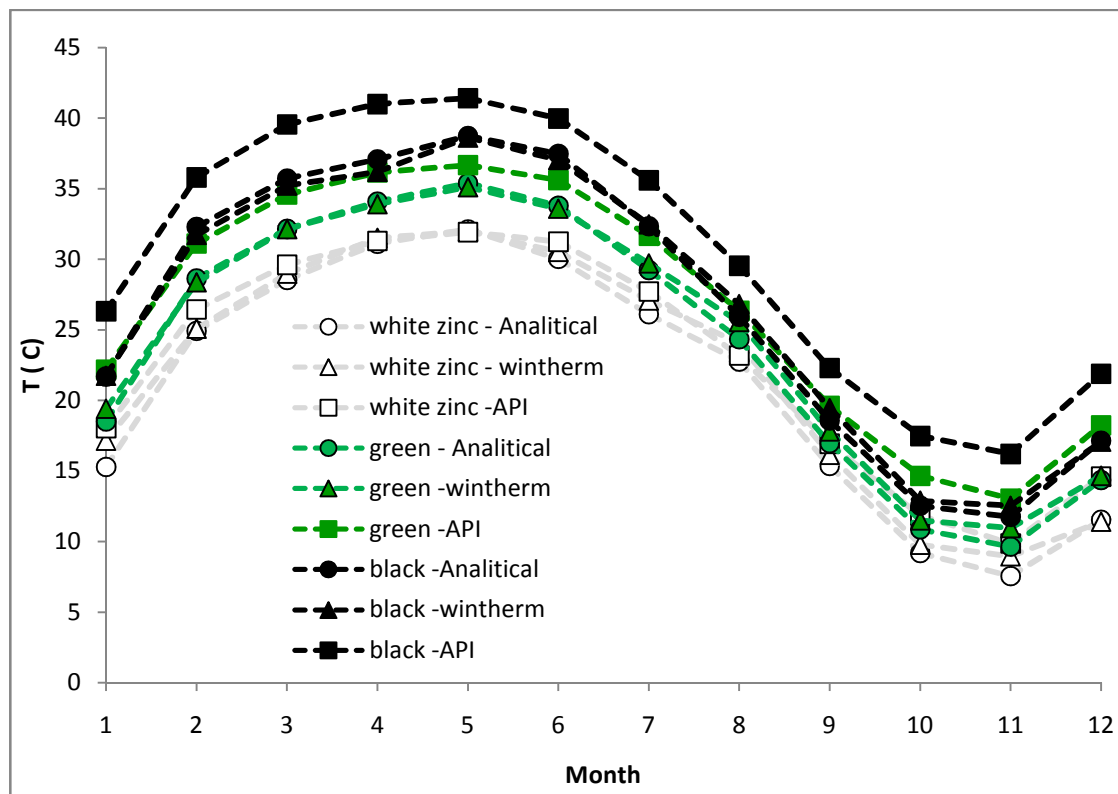
شکل ۵-۱۸ - متوسط دمای روزانه حاصل از حل عددی مخزن توسط نرم افزار وینترم

در شکل زیر متوسط دمای روزانه مخزن در هر ماه از سال آورده شده است، این نتایج حاصل از حل معادله بقاء انرژی برای مخزن می باشد.



شکل ۵-۱۹ - متوسط دمای روزانه حاصل از حل معادله بقاء انرژی

در شکل زیر مقایسه ای بین نتایج حاصل از هر سه روش برای تخمین دمای نفت صورت گرفته است، با توجه به اینکه نمایش نتایج به ازاء تمام رنگ ها باعث شلوغی شکل می گردد، این مقایسه به ازاء سه رنگ سفید، سبز و سیاه انجام شده است.



شکل ۵-۲۰ - مقایسه دمای ماهیانه بدست آمده از هر سه روش به ازاء رنگهای مختلف

همان طور که مشاهده می شود نتایج حاصل از هر سه روش در حالتی که رنگ جداره سفید باشد تقریباً یکسان است، ولی با افزایش ضریب جذب هرچند نتایج دو روش حل عددی نرم افزار و حل معادله بقاء انرژی (حل تحلیلی) تقریباً منطبق بر یکدیگر می باشند اما این نتایج با نتایج حاصل از رابطه تجربی ای پی آی اختلاف زیادی دارد. دلیل این امر این است که در بررسی تجربی اثر رنگ جداره بر دما و تبخیر نفت خام که توسط ای پی آی صورت گرفته است همواره مخازن با ظرفیت تقریبی ۱۴۰۰۰۰ بشکه مورد مطالعه قرار گرفته است، در حالی که بررسی در این پروژه بر روی مخزنی با ظرفیت یک میلیون بشکه می باشد. بدیهی است که در صورت کوچکتر بودن مخزن، چون حجم نفت کمتری در تبادل انرژی با محیط است، لذا تغییرات دمایی آن بیشتر است. بنابراین در

رابطه ارائه شده توسط ای پی آی وابستگی دمای نفت به ضریب جذب جداره بیشتر است که این باعث می شود تا با تغییر رنگ (افزایش ضریب جذب) تغییرات دمایی بیشتری حاصل شود. (توضیح بیشتر در رابطه با تاثیر حجم مخزن بر تغییرات دمای آن در ضمیمه (د) آورده شده است)

رابطه پیشنهادی زیر برای تعیین دمای سطح نفت خام می باشد، این رابطه با توجه به نتایج حل تحلیلی معادله بقاء انرژی بدست آورده شده است.

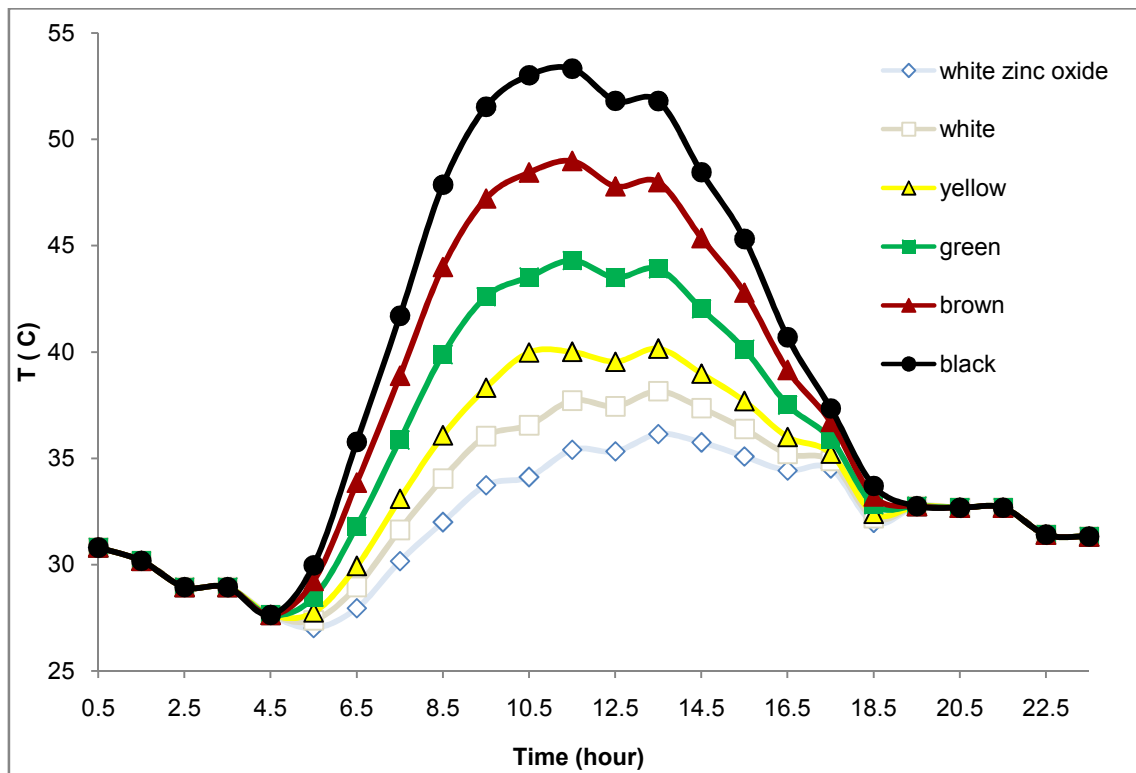
$$T_{LA} = T_{\infty} + 0.3292 \alpha I - 5.83 \quad (1-5)$$

برای تهیه این رابطه، نتایج حل تحلیلی در تمام ماه های سال و به ازاء رنگ های مختلف بر روی شکل ترسیم شده است سپس با عبور دادن منحنی از نتایج هر ماه، رابطه ای برای هر ماه حاصل شد. با بررسی رابطه هر ماه، مقدار تابش خورشیدی روزانه و متوسط دمای روزانه رابطه فوق بدست آمد. در جدول زیر اختلاف نتایج این رابطه با نتایج حل تحلیلی معادله بقاء انرژی آورده شده است.

جدول ۷-۵ - اختلاف نتایج حل تحلیلی و رابطه (۱-۵)

۰/۹۸	۰/۸۳	۰/۵۷	۰/۳۸	۰/۲۸	۰/۱۶	ضریب جذب
۱/۰۹	۱/۰۵	۰/۸۹	۱/۱	۱/۲۱	۱/۲	فروردین
-۰/۶۱	-۰/۱۲	-۰/۳۲	-۰/۰۹	۰/۰۴	۰/۰۲	اردیبهشت
-۰/۳۴	۰/۰۹	-۰/۳۹	-۰/۳۳	-۰/۲۹	-۰/۴۱	خرداد
-۰/۲۱	-۰/۰۳	-۰/۷۴	-۰/۸۲	-۰/۹۱	-۱/۲۷	تیر
-۱/۴	-۱/۰۴	-۱/۵	-۱/۵۴	-۱/۴۹	-۱/۶۵	مرداد
-۱/۴۷	-۰/۶۶	-۰/۹	-۰/۴۴	-۰/۱۳	-۰/۲۴	شهریور
-۰/۵۹	-۰/۱۵	-۰/۲۳	۰/۱۹	۰/۲۷	۰/۱۷	مهر
-۰/۰۴	-۰/۰۴	-۰/۵۲	-۰/۷۲	-۰/۸۲	-۱/۰۳	آبان
۰/۱۹	۰/۳۹	۰/۱۵	۰/۲۱	۰/۲۲	۰/۱	آذر
۱/۲۹	۱/۴۹	۱/۲	۱/۲۴	۱/۲۱	۱/۱	دی
۰/۶۸	۰/۹۲	۰/۷۱	۰/۸۸	۰/۹۳	۰/۷۴	بهمن
۰/۸۶	۱/۳۵	۱/۱۶	۱/۴۶	۱/۵	۱/۴۹	اسفند

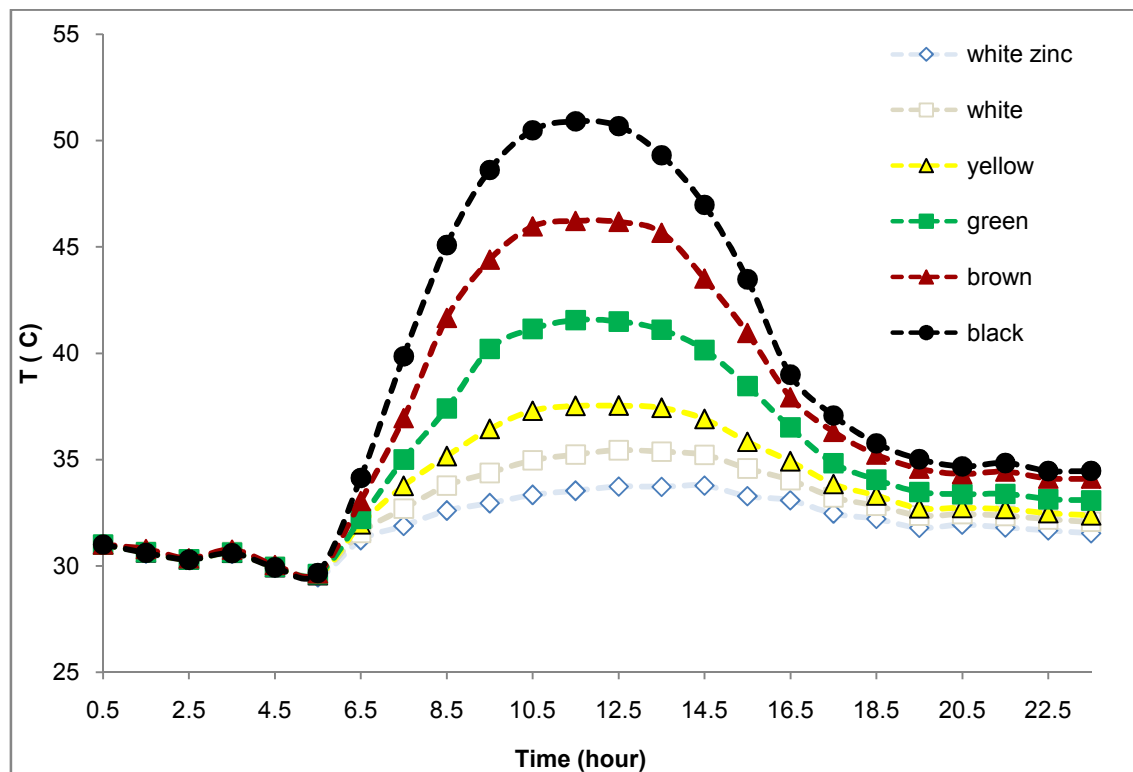
مشاهده می گردد که در اکثر موارد اختلاف نتایج این رابطه و نتایج حل تحلیلی کمتر از یک درجه سانتیگراد می باشد، لذا از این رابطه می توان برای تخمین دمای سطح نفت خام استفاده نمود. در شکل زیر تغییرات دمایی سطح نفت خام در طی یک روز نشان داده شده است، این نتایج از حل تحلیلی معادله بقاء انرژی برای شرایط جوی در مرداد ماه بدست آمده است. همان طور که مشاهده می گردد با تغییر رنگ جداره دمای سطح نفت خام نیز در طی روز دستخوش تغییرات می شود این تغییرات به این صورت است که با تیره تر شدن رنگ (افزایش ضریب جذب) دمای نفت نیز افزایش می یابد.



شکل ۵-۲۱ - تغییرات ساعتی دما سطح نفت خام در مرداد (نتایج حل تحلیلی)

در شکل زیر تغییرات دمای سطح نفت خام در روز نشان داده شده است. این نتایج از حل عددی توسط نرم افزار وینترم برای شرایط جوی در مرداد ماه بدست آمده است. با وجود اینکه این نتایج با نتایج شکل فوق کمی متفاوت است (این تفاوت بیشتر در رنگهای سبز، قهوه ای و سیاه مشخص است)

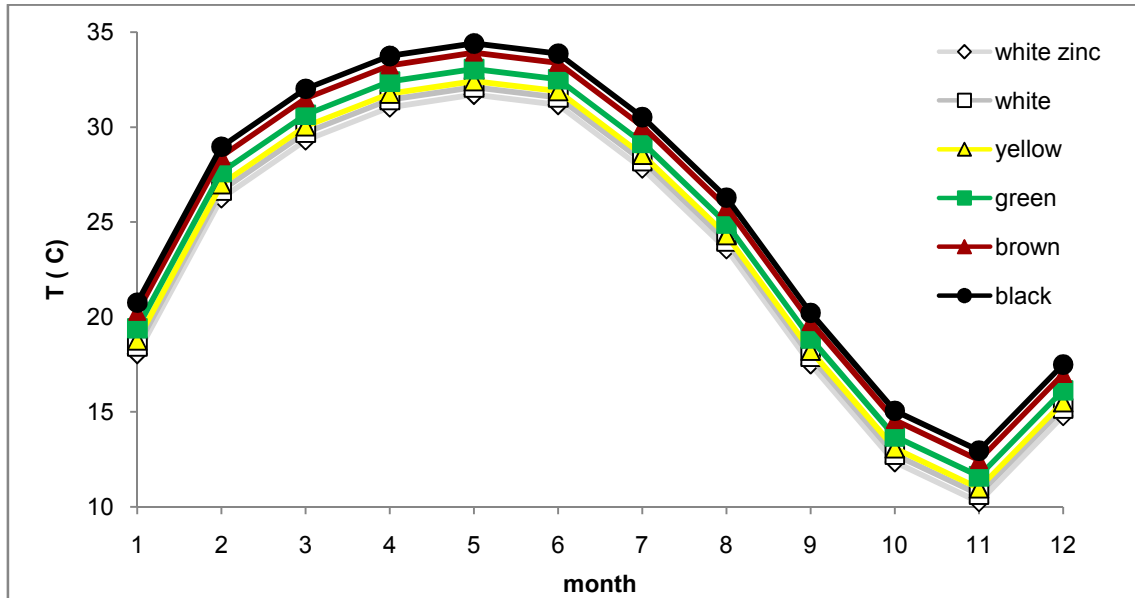
اما همان طور که در شکل های قبلی نشان داده شد، متوسط دمای روزانه حاصل از دو روش حل عددی نرم افزار و حل تحلیلی معادله بقاء انرژی تقریبا برابر است.



شکل ۵-۲۲ - تغییرات ساعتی دما سطح نفت خام در مرداد (نتایج حل عددی نرم افزار)

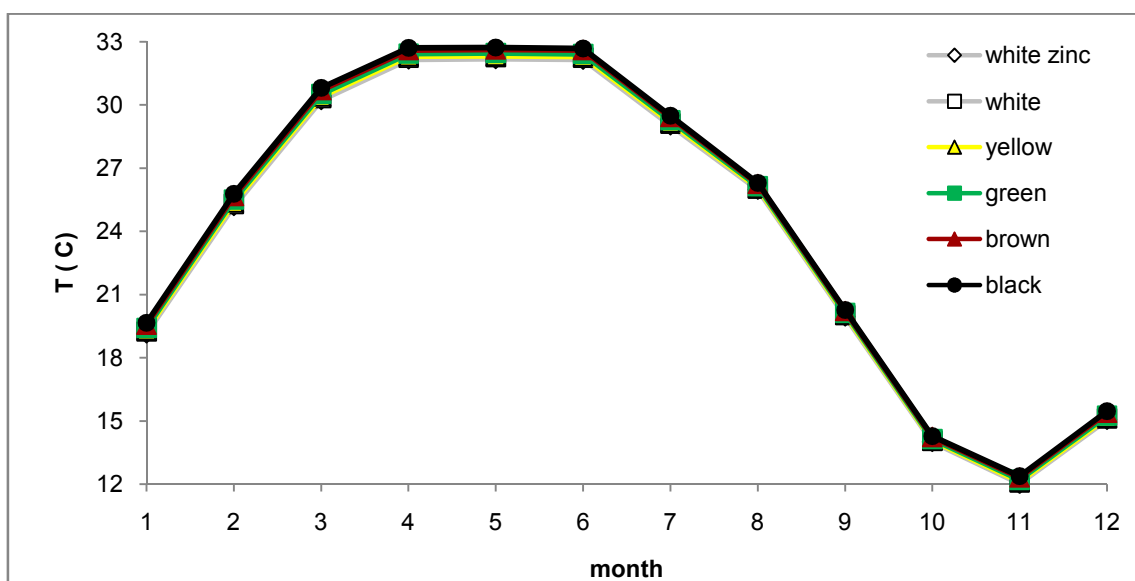
در این شکل مشاهده می شود که به ازاء رنگ های مختلف در ساعات پایانی روز دما متفاوت است (بر خلاف شکل قبلی که دما یکسان بود) که این به علت ذخیره انرژی از ساعات میانی روز در نفت خام می باشد، یعنی در ساعاتی از روز که تابش خورشیدی وجود دارد کمی از انرژی تابشی در نفت خام ذخیره می شود که با توجه به نوع رنگ مقدار این انرژی متفاوت است بنابراین در ساعات پایانی روز دمای نفت به ازاء رنگ های متفاوت کمی تغییر می نماید، اما در روش حل معادله بقاء انرژی از ترم ذخیره انرژی در نفت خام صرف نظر شده است (این موضوع در فصل ۴ کاملا توضیح داده شده است).

در شکل زیر متوسط دمای نفت خام در تمام ماه های سال آورده شده است. این نتایج با توجه به رابطه تجربی ای پی ای بدست آمده اند.



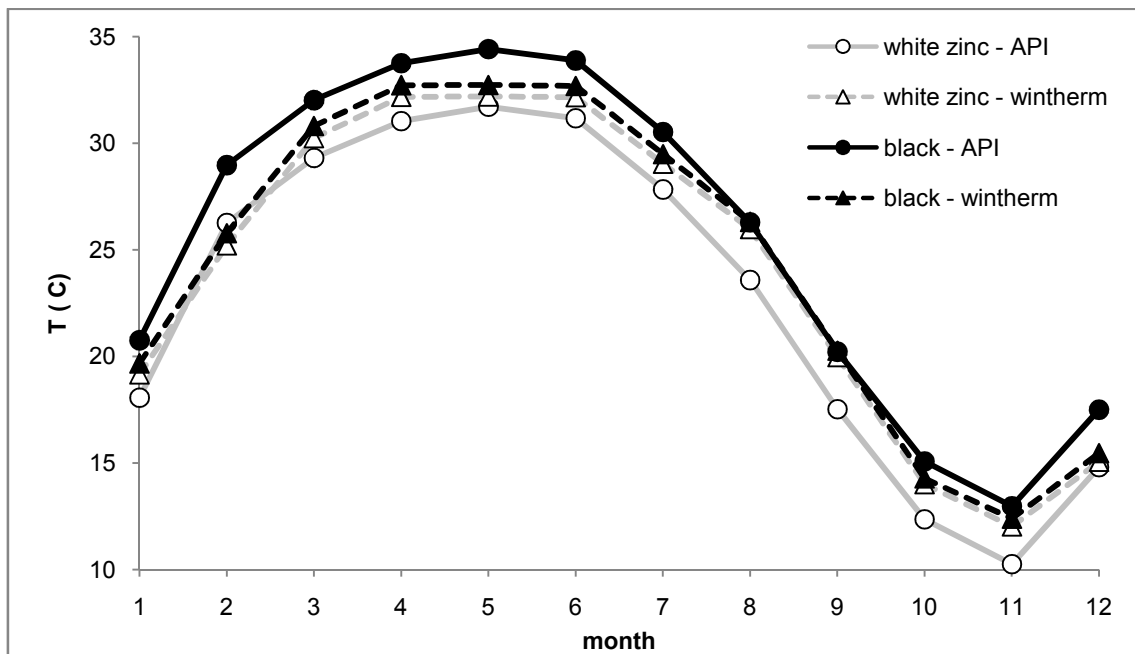
شکل ۵-۲۳ - متوسط دمای نفت خام به ازاء رنگهای مختلف (نتایج رابطه تجربی ای پی ای)

در شکل زیر متوسط دمای نفت خام در تمام ماه های سال آورده شده است. این نتایج با توجه به تحلیل مخزن در نرم افزار وینترم بدست آمده اند. در این شکل مشاهده می گردد که تاثیر نوع رنگ بر متوسط دمای کلی مخزن کم می باشد (بر خلاف نتایج شکل قبلی).



شکل ۵-۲۴ - متوسط دمای نفت خام به ازاء رنگهای مختلف (نتایج حل عددی نرم افزار)

در شکل زیر مقایسه ای بین نتایج حاصل از رابطه ای پی آی و حل عددی نرم افزار برای متوسط دمای نفت خام انجام گرفته است. همان طور که قبلا اشاره شد در حل عددی نرم افزار تفاوت کمی بین نتایج به ازاء تغییر رنگ ایجاد شده است در حالی که نتایج رابطه ای پی آی تفاوت دمایی بیشتری را در اثر تغییر نشان می دهد، زیرا ای پی آی برای تهیه این رابطه مخازن با حجم تقریبی ۱۴۰۰۰۰ بشکه را مورد بررسی قرار داده است در حالی که در این پروژه مخازن با حجم یک میلیون بشکه مورد تحلیل قرار گرفته است. (توضیح بیشتر در رابطه با تاثیر حجم مخزن بر تغییرات دمای آن در ضمیمه (د) آورده شده است)

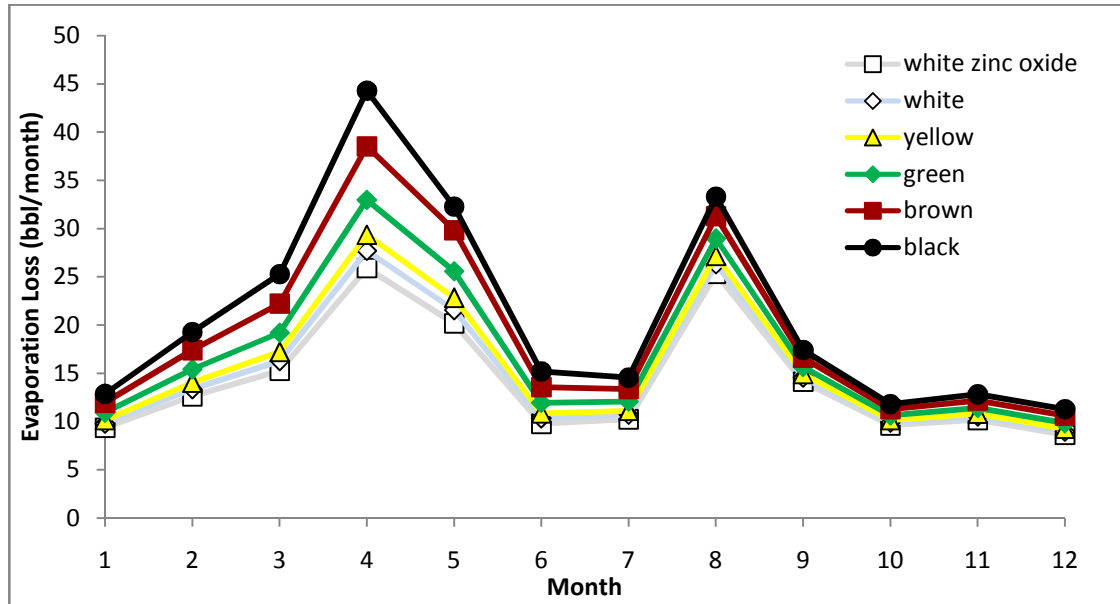


شکل ۵-۲۵ - مقایسه متوسط دمای نفت خام حاصل از حل عددی و رابطه ای پی آی

در ادامه مقدار اتلافات تبخیری حاصل از هر سه روش به ازاء رنگهای مختلف آورده شده است، همان طور که قبلا اشاره شده روش محاسبه اتلافات تبخیری کاملا در هر سه روش یکسان و با توجه به روابط استاندارد ای پی آی می باشد، اما نحوه محاسبه دمای سطح نفت خام و قرار دادن آن در روابط ای پی آی در هر یک از روش ها متفاوت است که این موضوع به تفصیل در فصل ۴ توضیح داده شده است.

در شکل زیر مقدار اتلافات تبخیری به ازاء رنگ های مختلف جداره مخزن نشان داده شده است.

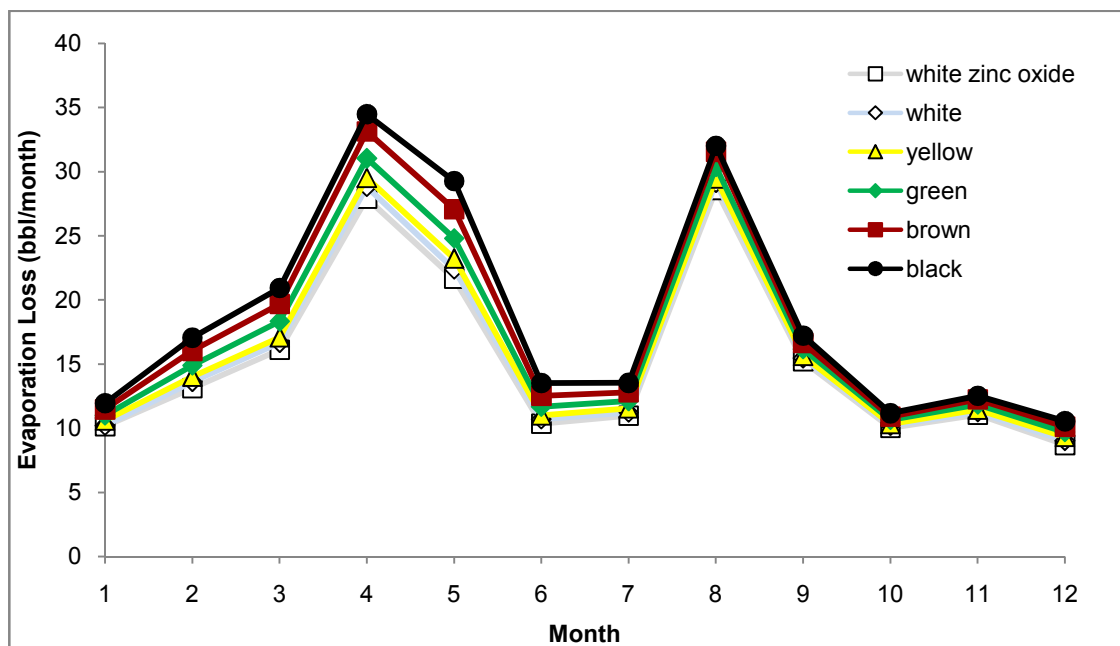
این نتایج مربوط به محاسبه دما سطح نفت خام توسط رابطه تجربی ای پی آی می باشد



شکل ۵-۲۶ - اتلافات تبخیری ماهیانه به ازاء رنگ های مختلف (نتایج رابطه تجربی ای پی آی)

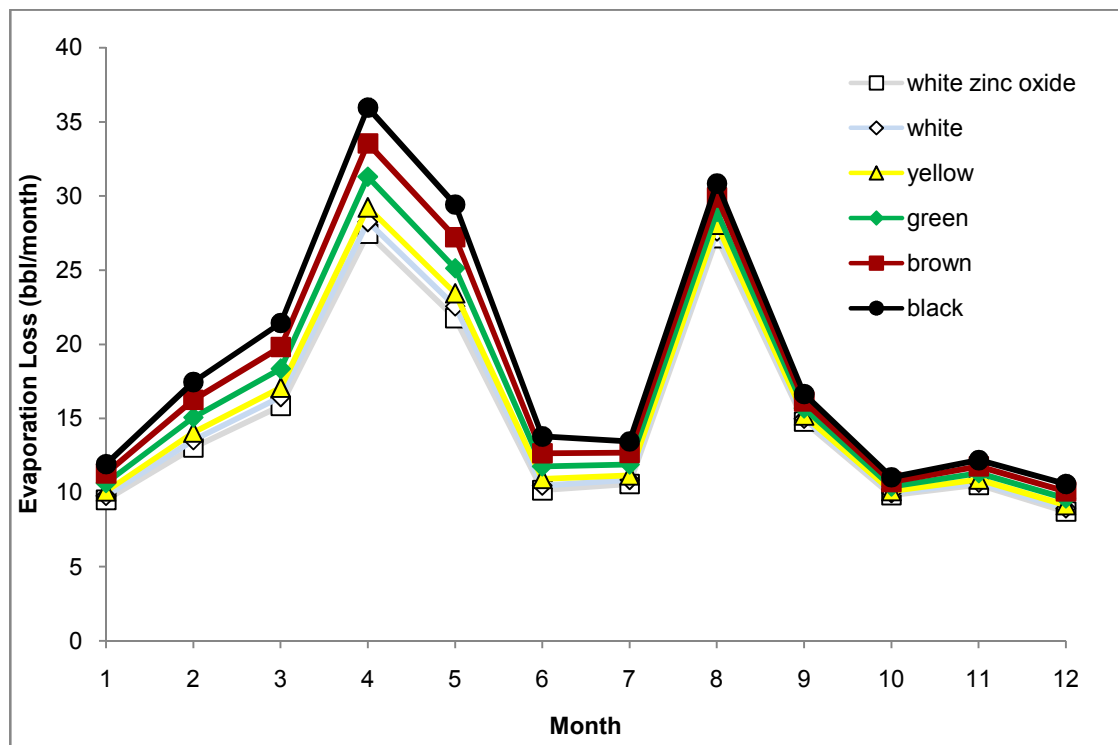
در شکل زیر مقدار اتلافات تبخیری به ازاء رنگ های مختلف جداره مخزن نشان داده شده است.

نتایج مربوط به محاسبه دما سطح نفت خام توسط نرم افزار وینترم می باشند.



شکل ۵-۲۷ - اتلافات تبخیری ماهیانه به ازاء رنگ های مختلف (نتایج حل عددی نرم افزار)

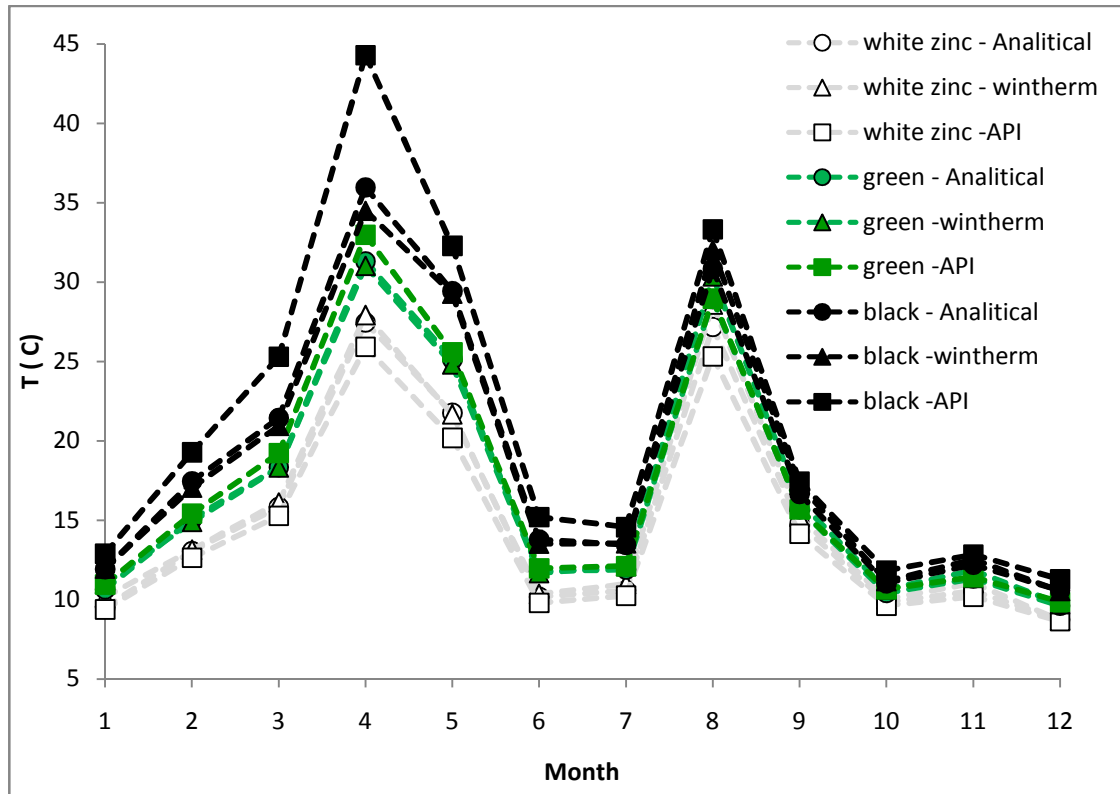
در شکل زیر مقدار اتلافات تبخیری به ازاء رنگ های مختلف جداره نشان داده شده است. این نتایج مربوط به محاسبه دما سطح نفت خام توسط حل تحلیلی معادله بقاء انرژی می باشند.



شکل ۵-۲۸ - اتلافات تبخیری ماهیانه به ازاء رنگ های مختلف (نتایج حل تحلیلی)

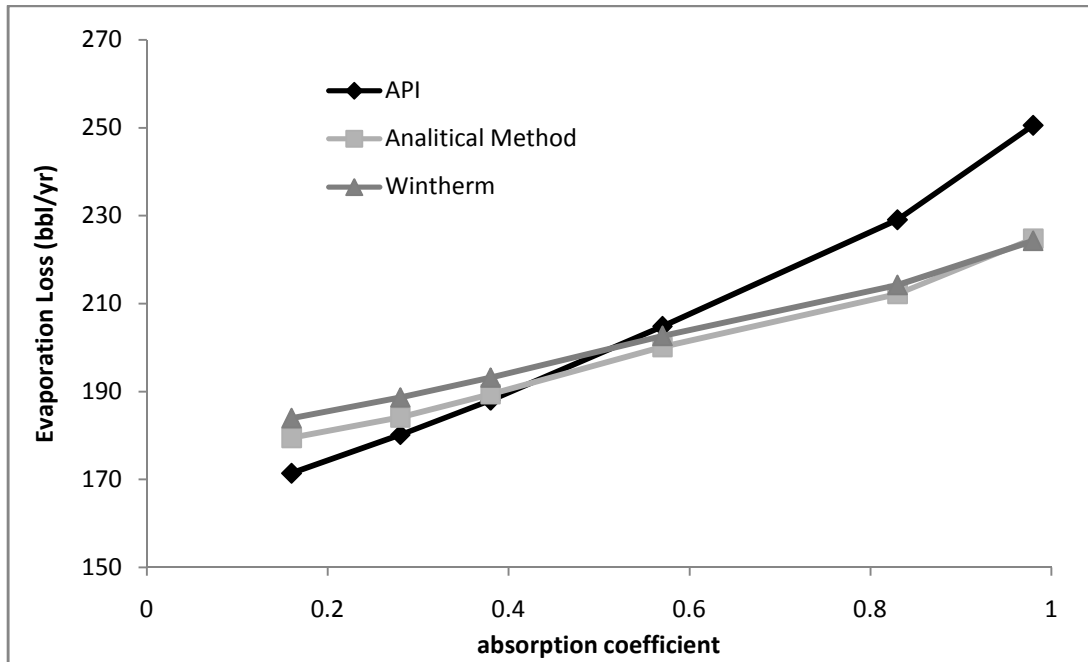
همان طور که در هر سه شکل مشاهده می گردد در دو ماه مرداد و آبان بیشتری اتلافات تبخیری از مخزن خارج می شود زیرا این دو ماه به ترتیب بیشترین تابش خورشیدی و سرعت باد را دارند. در هر سه شکل تغییرات اتلافات که به ازاء رنگ های مختلف حاصل شده است در ماه های گرم سال بیشتر از ماه های سرد سال است زیرا در ماه های گرم سال تغییرات دمایی به ازاء رنگ های مختلف بیشتر از ماههای سرد است (علت این موضوع قبلا توضیح داده شده است).

در شکل زیر مقایسه ای بین نتایج حاصل از هر سه روش صورت گرفته است. همان طور که مشاهده می شود در اینجا نیز نتایج هر سه روش در رنگهای با ضریب جذب پایین تقریبا بر یکدیگر منطبق است اما نتایج رابطه ای پی آی به ازاء رنگ جداره سیاه با نتایج دو روش دیگر کمی متفاوت است.



شکل ۵-۲۹ - مقایسه اتلافات ماهیانه بدست آمده از هر سه روش به ازاء رنگهای مختلف

در شکل زیر اتلافات تبخیری سالیانه از مخزن شماره ۲۶ (یکی از ۴۰ مخزن موجود در جزیره خارک) به ازاء ضرایب جذب مختلف آورده شده است، همان طور که مشاهده می گردد در این شکل نتایج حاصل از هر سه روش رابطه تجربی ای پی ای، حل تحلیلی معادله بقاء انرژی و حل عددی نرم افزار وینترم نشان داده شده است. این شکل نشان می دهد که نتایج دو روش حل تحلیلی و حل عددی تقریباً بر یکدیگر منطبق می باشند اما نرخ تغییرات نتایج رابطه ای پی ای با تغییر ضریب جذب بیشتر از دو روش دیگر است.



شکل ۵-۳۰ - مقدار اتلافات تبخیری سالانه به ازاء ضرایب جذب متفاوت

با توجه به نتایج شکل فوق می توان گفت که نتایج هر سه روش در ضرایب جذب کمتر از ۰/۷ مشابه می باشند اما به ازاء ضرایب جذب بیشتر از ۰/۷ نتایج تفاوت قابل ملاحظه ای دارند.

با افزایش ضریب جذب جداره بیرونی مخزن مقدار اتلافات تبخیری از مخزن افزایش می یابد زیرا با افزایش ضریب جذب، مقدار تابش خورشیدی بیشتری جذب مخزن می شود و این باعث افزایش دمای مخزن و در نتیجه افزایش اتلافات تبخیری می گردد.

۵-۴- بحث و نتیجه گیری

بیشترین اتلافات تبخیری مربوط به دو ماه تیر و آبان می باشد زیرا در این دو ماه به ترتیب بیشترین تابش خورشیدی و سرعت باد اتفاق می افتد که این نشان دهنده اثر این دو پارامتر بر میزان تبخیر از مخازن ذخیره سازی نفت خام است.

نتایج هر سه روش نشان می دهند که در سال به طور تقریبی ۱۸۰ بشکه نفت خام از این مخزن تبخیر می شود که با در نظر گرفتن تعداد ۴۰ مخزن ذخیره سازی در منطقه خارک، در سال بیش از ۷۰۰۰ بشکه نفت خام به صورت بخار وارد محیط زیست می گردد.

میزان اتلافات در هنگام عملکرد مخزن در تمام ماه ها ثابت است که این نشان دهنده عدم وابستگی این اتلافات به شرایط جوی می باشد. همچنین نتایج حاکی از این مطلب دارند که بیشترین سهم اتلافات مربوط به اتصالات سقف مخزن می باشد.

همان طور که نتایج نشان می دهد هنگامی که از یک آب بند ثانویه در کنار آب بند اولیه استفاده شود میزان اتلافات تبخیری کمتر از حالتی است که آب بند اولیه به تنهایی استفاده گردد.

آب بند اولیه از نوع قرار گرفته بر سطح مایع دارای اتلافات کمتری نسبت به سایر آب بند های اولیه است که در اینجا مورد بررسی قرار گرفته است، آب بند کفشک مکانیکی از این نظر در رتبه بعدی می باشد و بیشترین اتلافات تبخیری زمانی رخ می دهد که از آب بند اولیه قرار گرفته بر سطح بخار استفاده شود.

با افزایش سرعت باد اتلافات مربوط به اتصالات سقف و آب بند افزایش می یابد این افزایش آنقدر است که باعث می شود تا مقدار اختلاف اتلافات کلی در حالت سرعت باد کم (۱ متر بر ثانیه) و سرعت باد بیشینه (۶ متر بر ثانیه) حدود ۲۰ بشکه در ماه باشد.

با افزایش آروی پی نفت خام مقدار تلفات تبخیری افزایش می‌یابد، که نشان دهنده اثر نوع سیال بر میزان تلفات می‌باشد.

با افزایش ضریب جذب جداره بیرونی مخزن مقدار اتلافات تبخیری از مخزن افزایش می‌یابد زیرا با افزایش ضریب جذب، مقدار تابش خورشیدی بیشتری جذب مخزن می‌شود و این باعث افزایش دمای مخزن و در نتیجه افزایش اتلافات تبخیری می‌گردد. لذا انتخاب رنگی با ضریب جذب کم یک راهکار کاملاً مناسب و عملی می‌باشد که می‌تواند موجب کاهش تلفات تبخیری گردد به طوری که اختلاف ایجاد شده در تلفات سالانه از مخازن جزیره خارک، بین دو رنگ سفید با ضریب جذب ۰/۱۶ و رنگ سیاه با ضریب جذب ۰/۹۸ بیش از ۳ هزار بشکه در سال خواهد بود.

لازم به ذکر است که در انتخاب رنگ جداره بیرونی مخازن، پارامترهای دیگری نیز وجود دارد که باید مورد بررسی قرار گیرند، تا در نهایت رنگ مناسبی برای مخازن انتخاب شود. برخی از این پارامترها عبارتند از: میزان رسوب در کف مخازن، استتار هوایی، آلودگی‌های زیست محیطی، مسایل اقتصادی خرید رنگ و

ضمیمه الف (روش های آماری)

روش های آماری مقایسه نتایج مدل های تابش خورشیدی

برای مقایسه مدل ها از سنجه های آماری شامل جذر میانگین مربعات خطا^۱، درصد انحراف جذر میانگین مربعات خطا از میانگین داده های اندازه گیری شده^۲، میانگین خطای اریبی^۳، درصد انحراف خطای اریبی از میانگین داده های اندازه گیری شده^۴ استفاده می شود. این سنجه ها را به صورت زیر می توان بیان کرد.

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{\sum(C_i - M_i)^2}{n}} \quad (\text{الف} - ۱)$$

$$\% \text{RMSE} = \frac{\text{RMSE}}{\bar{M}} \times 100 \quad (\text{الف} - ۲)$$

$$\text{MBE} = \frac{\sum(C_i - M_i)}{n} \quad (\text{الف} - ۳)$$

$$\% \text{MBE} = \frac{\text{MBE}}{\bar{M}} \times 100 \quad (\text{الف} - ۴)$$

در این روابط C_i مقدار محاسبه شده به وسیله مدل، M_i مقدار اندازه گیری شده، M میانگین حسابی داده های اندازه گیری شده و n تعداد داده ها می باشد. مقدار جذر میانگین مربعات خطا نشان دهنده درستی و اعتبار مدل ها می باشد و هر چه مقدار آن کمتر باشد، دقت مدل بیشتر است. مقادیر مثبت میانگین خطای اریبی نشان دهنده بیش برآورد کردن مقادیر توسط مدل و مقادیر منفی آن نشان دهنده کم برآورد کردن مقادیر توسط مدل می باشند. برای بررسی صحت مدل ها نمی توان به میانگین خطای اریبی تکیه کرد، بلکه این متغیر فقط نشان دهنده میزان خطای ناشی از برآورد مقادیر توسط مدل در بلند مدت می باشد.

^۱ RMSE

^۲ %RMSE

^۳ MBE

^۴ %MBE

ضمیمه ب (جداول تابش خورشیدی)

جدول ب- ۱ - مقایسه مدل های محاسبه تابش در ایستگاه های مختلف [۲۰]

ایستگاه	مدل	a	b	r	RMSE	MBE	%RMSE	%MBE
بجنورد	انگستروم	۴/۲۱	۰/۸۲	۰/۸۲	۳/۱۸	۰/۵	۱۵	۲/۳۷
	بریستو	۶/۴۴	۰/۷۳	۰/۷۴	۳/۱۸	۰/۸	۱۷/۹۳	۳/۷۸
	هارگریوز	۸/۵۸	۰/۶۲	۰/۷۱	۳/۷۳	۰/۵	۱۷/۵۸	۲/۳۳
	ردی	۲۱/۷۲	-۰/۳۴	-۰/۳۹	۱۰/۴۹	-۶/۷۲	۴۹/۴۳	-۳۱/۶۸
بوشهر	انگستروم	۵/۵۵	۰/۷۵	۰/۹۱	۲/۳۴	۰/۱۲	۱۰/۷۹	۰/۵۵
	بریستو	۵/۱۸	۰/۷۲	۰/۷۶	۳/۹۱	-۰/۸۱	۱۸/۰۲	-۳/۷۴
	هارگریوز	۹/۸	۰/۵۴	۰/۷۵	۳/۷۵	-۰/۰۸	۱۷/۲۶	-۰/۳۶
	ردی	۲۴/۴۹	-۰/۲۳	-۰/۳۳	۸/۰۹	-۲/۱۳	۳۷/۲۶	-۹/۸۱
اصفهان	انگستروم	۵/۵۴	۰/۷۹	۰/۹۲	۱۲/۲	۰/۷۴	۹/۱۲	۳/۱۷
	بریستو	۶/۲۹	۰/۷۴	۰/۸۵	۲/۶۴	۰/۲۶	۱۱/۳۵	۱/۱۱
	هارگریوز	۸/۶۹	۰/۶۵	۰/۸۳	۲/۸۵	۰/۵۷	۱۲/۲۶	۲/۴۴
	ردی	۳۷/۳۴	-۰/۴۲	-۰/۵۲	۹/۷۷	-۵/۸	۴۱/۹۷	-۲۴/۹۲
همدان	انگستروم	۸/۰۲	۰/۶۲	۰/۸۲	۴/۲۷	-۰/۷۵	۱۸/۲۹	-۳/۱۹
	بریستو	۸/۲۳	۰/۶۱	۰/۷۷	۴/۷۳	-۰/۸۵	۲۰/۲۷	-۳/۶۵
	هارگریوز	۱۰/۴۵	۰/۵	۰/۷۳	۵/۱۳	-۱/۲۵	۲۱/۹۶	-۵/۳۶
	ردی	۲۱/۳۱	-۰/۲۳	-۰/۴	۲/۱۲	-۷/۳۵	۵۲/۲۴	-۳۱/۴۷
جاسک	انگستروم	۴/۶۵	۰/۸	۰/۸۳	۲/۲۴	۰/۴۹	۱۰/۸۲	۲/۳۹
	بریستو	۶/۵	۰/۱۸	۰/۰۹	۱۳/۱	-۱۰/۴۷	۶۳/۳۶	-۵۰/۶۷
	هارگریوز	۸/۱۱	۰/۳۵	۰/۳۸	۶/۶۹	۵/۳۳	۳۲/۳۷	-۲۵/۷۷
	ردی	۲۸/۱۳	-۰/۳۴	-۰/۴	۵/۹۲	۰/۳۵	۲۳/۶۳	۱/۶۹
کرج	انگستروم	۵/۰۹	۰/۷۸	۰/۸۸	۲/۶۸	۰/۴۲	۱۲/۷۳	۱/۹۹
	بریستو	۶/۰۴	۰/۷۳	۰/۷۹	۳/۴۸	۰/۲۷	۱۶/۵۳	۱/۲۶
	هارگریوز	۸/۳۸	۰/۶۱	۰/۸	۳/۳۶	۰/۰۸	۱۵/۹۴	۰/۳۸
	ردی	۲۳/۹۲	-۰/۳۹	-۰/۴۷	۱۰/۲۷	-۵/۳	۴۸/۷۱	-۲۵/۱۳
کرمان	انگستروم	۳/۶۲	۰/۸۶	۰/۹۲	۲/۲۲	۰/۴۶	۹/۲۸	۱/۵۳
	بریستو	۸/۱۱	۰/۷۴	۰/۸۵	۳/۵۵	۱/۹۴	۸۳/۱۴	۸/۱۱
	هارگریوز	۷/۹۱	۰/۷۲	۰/۸۳	۳/۳۶	۱/۱۲	۱۴/۰۳	۴/۶۸
	ردی	۲۶/۷۳	-۰/۳۳	-۰/۴۸	۹/۷۳	-۵/۱۳	۴۰/۶۷	-۲۱/۴۴
کرمانشاه	انگستروم	۳/۵۸	۰/۸۶	۰/۹۳	۲/۴	۰/۴۸	۱۰/۸۶	۲/۱۷
	بریستو	۴/۸۸	۰/۸۲	۰/۸۸	۳/۰۹	۰/۸۱	۱۳/۹۷	۳/۶۵
	هارگریوز	۷/۲۲	۰/۶۹	۰/۸۶	۳/۲۳	۰/۳۹	۱۴/۶	۱/۷۸
	ردی	۲۱/۷۶	-۰/۲۵	-۰/۳۸	۱۰/۴۷	-۵/۸۵	۴۷/۳	-۲۶/۴۱

ادامه جدول ب- ۱ - مقایسه مدل های محاسبه تابش در ایستگاه های مختلف [۲۰]

ایستگاه	مدل	a	b	r	RMSE	MBE	%RMSE	%MBE
خوربیابانک	انگستروم	۴/۱۳	۰/۸۲	۰/۹۵	۱/۷۲	-۰/۱۸	۷/۲۳	-۰/۷۶
	بریستو	۴/۳۸	۰/۸۱	۰/۸۸	۲/۵۱	-۰/۲۱	۱۰/۵۶	-۰/۸۹
	هارگریوز	۶/۸۳	۰/۷۳	۰/۸۴	۲/۹۱	۰/۳۷	۱۲/۲۱	۱/۵۴
	ردی	۲۹/۵	-۰/۵	-۰/۵۷	۱۰/۷۵	-۶/۲۷	۴۵/۱۶	-۲۶/۳۲
مشهد	انگستروم	۴/۵۵	۰/۸۱	۰/۸۹	۲/۸۷	۰/۶۸	۱۳/۹۲	۳/۳
	بریستو	۴/۹۸	۰/۸۱	۰/۸۵	۳/۴۳	۱/۱۲	۱۶/۶۴	۵/۴۵
	هارگریوز	۵/۹۱	۰/۷۷	۰/۸۴	۳/۵	۱/۱	۱۷	۵/۳۵
	ردی	۲۲/۴۷	-۰/۳۵	-۰/۵	۱۰/۴۶	-۵/۳۲	۵۰/۷۸	-۲۵/۸۳
مهرآباد	انگستروم	۴/۴۱	۰/۸	۰/۸۹	۲/۷۶	۰	۱۲/۶۷	۰/۰۱
	بریستو	۶/۹۱	۰/۶۹	۰/۷۵	۴/۰۱	۰/۰۶	۱۸/۳۸	۰/۲۸
	هارگریوز	۸/۷۱	۰/۶	۰/۷۶	۳/۸۹	-۰/۱۱	۱۷/۸۲	-۰/۴۹
	ردی	۲۱/۸۷	-۰/۲۹	-۰/۴۰	۱۰/۶۴	-۶/۲۷	۴۸/۷۷	-۲۸/۷۳
ارومیه	انگستروم	۵/۲۳	۰/۸۱	۰/۹۲	۲/۹۴	۰/۶۸	۱۲/۲۳	۲/۸۲
	بریستو	۷/۲۲	۰/۶۹	۰/۸۲	۴/۰۸	-۰/۲	۱۶/۹۶	-۰/۸۴
	هارگریوز	۹/۴۵	۰/۶۲	۰/۸۱	۴/۲۲	۰/۳۳	۱۷/۵۵	۱/۳۶
	ردی	۲۰/۴۹	-۰/۲۵	-۰/۳۹	۱۳/۸	-۹/۶۲	۵۷/۳۴	۳۹/۹۸
رامسر	انگستروم	۴/۲۲	۰/۶۶	۰/۷۵	۴/۳۲	-۰/۹۵	۲۸/۳۸	-۶/۲۵
	بریستو	۲/۲۴	۰/۵۴	۰/۵۵	۷/۵۲	-۴/۷۲	۴۹/۳۹	-۳۱/۰۲
	هارگریوز	۵/۸۵	۰/۴۲	۰/۵۹	۵/۹۱	-۳/۰۴	۳۸/۷۹	-۱۹/۹۴
	ردی	۱۴/۹۶	-۰/۰۸	-۰/۱۱	۸/۱۹	-۱/۴۶	۵۳/۷۷	-۹/۶۱
شیراز	انگستروم	۶/۳۶	۰/۷۵	۰/۸۸	۲/۵۱	۰/۶	۱۰/۹۳	۲/۶۳
	بریستو	۵/۲	۰/۷۹	۰/۸۵	۲/۷۷	۰/۳۹	۱۲/۰۹	۱/۷۲
	هارگریوز	۸/۶۱	۰/۶۲	۰/۸۳	۲/۹۲	-۰/۰۳	۱۲/۷۵	-۰/۱۳
	ردی	۲۵/۰۴	-۰/۲۵	-۰/۳۴	۸/۳۴	-۳/۷۳	۳۶/۳۸	-۱۶/۲۶
شمال تهران	انگستروم	۳/۴۴	۰/۷۸	۰/۹۲	۲/۹۹	-۱/۳۸	۱۳/۶	-۶/۲۷
	بریستو	۳/۰۴	۰/۷۹	۰/۸۶	۳/۷۷	-۱/۴۸	۱۷/۱۴	-۶/۷۴
	هارگریوز	۵/۵۹	۰/۶۶	۰/۸۶	۴/۰۳	-۱/۹۸	۱۸/۲۹	-۹/۰۱
	ردی	۲۰/۲۷	-۰/۲۲	-۰/۳۷	۱۱/۳۲	-۶/۶۸	۵۱/۴۳	-۳۰/۳۶
طبس	انگستروم	۳/۹	۰/۸۶	۰/۹۲	۲/۱۸	۰/۶۴	۹/۱۱	۲/۶۹
	بریستو	۲/۴۳	۰/۹۲	۰/۸۵	۳/۰۶	۰/۵۳	۱۲/۷۵	۲/۲۲
	هارگریوز	۷/۴۸	۰/۷۴	۰/۸۲	۳/۲۵	۱/۱۷	۱۳/۵۸	۸۸/۴
	ردی	۲۷/۵۱	-۰/۴۳	-۰/۵۴	۱۰/۸۴	-۶/۸۵	۴۵/۲۵	-۲۸/۵۷
تبریز	انگستروم	۵/۵۷	۰/۶۴	۰/۸۸	۴/۵۶	-۳/۰۵	۱۸/۹۵	-۱۲/۶۶
	بریستو	۸/۱۸	۰/۵۴	۰/۷۹	۵/۲۱	-۲/۹۹	۲۱/۶۴	-۱۲/۴
	هارگریوز	۸/۲	۰/۵۱	۰/۷۸	۵/۷۲	-۳/۶۸	۲۳/۷۵	-۱۵/۲۷
	ردی	۴/۵۵	۰/۸۱	۰/۸۹	۲/۸۷	۰/۶۸	۱۳/۹۲	۳/۳

ادامه جدول ب- ۱ - مقایسه مدل های محاسبه تابش در ایستگاه های مختلف [۲۰]

ایستگاه	مدل	a	b	r	RMSE	MBE	%RMSE	%MBE
یزد	انگستروم	۴/۸۹	۰/۸	۰/۸۸	۲/۶۳	-۰/۰۳	۱۰/۵	-۰/۱۱
	بریستو	۸/۸۷	۰/۶۵	۰/۷۹	۳/۴۳	۰/۱	۱۳/۶۹	۰/۴۱
	هارگریوز	۹/۴۶	۰/۶۱	۰/۷۹	۳/۴	-۰/۳۴	۱۳/۵۶	-۱/۳۶
	ردی	۲۹/۵۹	-۰/۴۵	-۰/۶	۱۱/۱۱	-۶/۸۵	۴۴/۳۴	-۲۷/۳۴
زاهدان	انگستروم	۷/۶۶	۰/۶۸	۰/۸۲	۳/۱	۰/۶۵	۱۴/۱۳	۲/۹۷
	بریستو	۹/۳۶	۰/۵۸	۰/۷۳	۳/۶۵	۰/۰۶	۱۶/۶	۰/۲۶
	هارگریوز	۸/۷۵	۰/۵۸	۰/۷۲	۳/۷۶	-۰/۵۲	۱۷/۱۲	-۲/۳۵
	ردی	۲۷/۶	-۰/۳۶	-۰/۴۸	۸/۴۴	-۲/۳۷	۳۸/۴۱	-۱۰/۷۹
زنجان	انگستروم	۳/۷۴	۰/۸۷	۰/۹۲	۲/۶۳	۰/۷۹	۱۱/۷۵	۳/۵۵
	بریستو	۳/۵۱	۰/۸۸	۰/۸۴	۳/۷۲	۰/۷۶	۱۶/۵۸	۳/۴
	هارگریوز	۷/۲۹	۰/۷۲	۰/۸۲	۳/۷۲	۰/۹۹	۱۶/۶	۴/۴۳
	ردی	۲۱/۳۱	-۰/۲۸	-۰/۳۹	۱۱/۶۶	-۷/۳۸	۵۲/۰۵	-۳۲/۹۶

جدول ب- ۲ - رتبه بندی مدل ها در ایستگاه ها [۲۰]

ایستگاه	رتبه ۱	رتبه ۲	رتبه ۳	رتبه ۴	*	ایستگاه	رتبه ۱	رتبه ۲	رتبه ۳	رتبه ۴
بجنورد	آنگستروم	هارگریوز	بریستو	ردی	*	مهرآباد	آنگستروم	هارگریوز	بریستو	ردی
بوشهر	آنگستروم	هارگریوز	بریستو	ردی	*	ارومیه	آنگستروم	هارگریوز	بریستو	ردی
اصفهان	آنگستروم	بریستو	هارگریوز	ردی	*	رامسر	آنگستروم	هارگریوز	بریستو	ردی
همدان	آنگستروم	بریستو	هارگریوز	ردی	*	شیراز	آنگستروم	هارگریوز	بریستو	ردی
کرج	آنگستروم	هارگریوز	بریستو	ردی	*	تهران	آنگستروم	هارگریوز	بریستو	ردی
جاسک	آنگستروم	بریستو	هارگریوز	ردی	*	طبس	آنگستروم	هارگریوز	بریستو	ردی
کرمان	آنگستروم	هارگریوز	بریستو	ردی	*	تبریز	آنگستروم	هارگریوز	بریستو	ردی
کرمانشاه	آنگستروم	بریستو	هارگریوز	ردی	*	یزد	آنگستروم	هارگریوز	بریستو	ردی
خوربیبانک	آنگستروم	بریستو	هارگریوز	ردی	*	زاهدان	آنگستروم	هارگریوز	بریستو	ردی
مشهد	آنگستروم	بریستو	هارگریوز	ردی	*	زنجان	آنگستروم	هارگریوز	بریستو	ردی

ضمیمه ج (انتقال حرارت اجبایی)

در این بخش روابط محاسبه ضریب انتقال حرارت اجبایی در خارج مخزن مورد بررسی قرار می گیرد

انتقال حرارت اجبایی اجباری در خارج استوانه

یکی از پرکاربردترین روابط برای محاسبه انتقال حرارت اجبایی اجباری در خارج استوانه رابطه

تجربی هیلپرت^۱ می باشد این رابطه به صورت زیر است [۳۲]

$$\overline{Nu}_D \equiv \frac{h \cdot D}{k} = C \cdot Re_D^m \cdot Pr^{1/3} \quad (\text{ج} - ۱)$$

ثابت ها C و m در رابطه بالا در جدول (۳) فهرست شده اند. همچنین از رابطه فوق می توان برای جریان گاز روی استوانه ها با سطح مقطع عرضی غیر دایره ای نیز استفاده کرد که برای هر شکل ثابت ها مقدار مشخص خود را دارند. باید توجه داشت که در معادله ذکر شده تمام خواص در دمای فیلم محاسبه می شوند.

$$T_f = (T_s + T_\infty)/2 \quad (\text{ج} - ۲)$$

T_s دمای سطح جسم و T_∞ دمای سیال می باشد.

جدول ج-۳ - ثوابت مورد استفاده در رابطه هیلپرت [۳۲]

Re_D	C	m
0.4 - 4	0.989	0.330
4 - 40	0.911	0.385
40 - 4000	0.683	0.466
4000 - 40000	0.193	0.618
40000 - 400000	0.027	0.805

^۱ Hilpert

برای استوانه ها در جریان عرضی روابط دیگری ارائه شده اند. رابطه زوکاسکاس^۱ رابطه دیگری

است که به صورت زیر می باشد [۳۲]

$$\overline{Nu}_D = C \cdot Re_D^m \cdot Pr^n \cdot (Pr/Pr_s)^{1/4} \quad (\text{ج} - ۳)$$

$$0.7 < Pr < 500 \quad , \quad 1 < Re < 10^6 \quad (\text{ج} - ۴)$$

که در آن تمام خواص در T_∞ می شوند به غیر از Pr_s که در T_s ارزیابی می شود. مقادیر C و m در

جدول زیر فهرست شده اند. اگر $Pr \leq 10$ باشد $n = 0.37$ ؛ و اگر $Pr > 10$ باشد $n = 0.36$.

جدول ج-۴ - ثوابت مورد استفاده در رابطه زوکاسکاس [۳۲]

Re_D	C	m
1 - 40	0.75	0.4
40 - 1000	0.51	0.5
$10^3 - 2 \times 10^5$	0.26	0.6
$2 \times 10^5 - 10^6$	0.076	0.7

چرچیل و برنشتاین^۲ معادله جامعی دادند که تمام گستره Re متناظر با داده های موجود و گستره

وسیعتری از Pr را شامل می شود. این معادله برای $Re \cdot Pr > 0.2$ به صورت زیر است [۳۵،۳۴،۳۲].

$$\overline{Nu}_D = 0.3 + \frac{0.62 Re_D^{1/2} \cdot Pr^{1/3}}{\left[1 + \left(\frac{0.4}{Pr}\right)^{1/4}\right]^{1/4}} \cdot \left[1 + \left(\frac{Re_D}{282000}\right)^{5/8}\right]^{4/5} \quad (\text{ج} - ۵)$$

که در آن تمام خواص در دمای فیلم محاسبه می شوند.

انتقال حرارت جابجایی آزاد در صفحات تخت عمودی

^۱ Zhukauskas

^۲ Churchill & Bernstein

در این قسمت رابطه های تجربی را که برای شکل های هندسی معمولی (جریان های خارجی) بدست آمده اند را بیان می کنیم. این روابط برای اغلب محاسبات مهندسی مفیدند و معمولاً به صورت زیر هستند [۳۲]

$$\overline{Nu}_L = \frac{\bar{h}L}{k} = C Ra_L^n \quad (\text{ج - ۶})$$

معمولاً برای جریان های لایه ای $n = 1/4$ و برای جریان های متلاطم $n = 1/3$. لذا نتیجه می شود که h_L در جریان های متلاطم مستقل از L است. باید توجه داشت که تمام خواص در دمای فیلم ارزیابی می شوند.

در این رابطه عدد ریلی به صورت زیر محاسبه می شود

$$Ra_L = Gr_L Pr = \frac{g\beta(T_S - T_\infty)L^3}{\alpha\nu} \quad (\text{ج - ۷})$$

Gr عدد گرافش، g شتاب جاذبه زمین، β ضریب انبساط سیال و L طول مشخصه شکل می باشد. ضریب انبساط سیال را می توان از رابطه زیر که در آن دمای مطلق (کلوین) مورد نظر است بدست آورد.

$$\beta = \frac{1}{T} \quad (\text{ج - ۸})$$

مک آدامز^۱ رابطه ای برای جابجایی آزاد در صفحات عمودی ارائه کرد [۳۹، ۴۰] که این رابطه بعدها توسط وارنر و آرپاچی^۲ نیز تایید شد، این رابطه به صورت زیر است [۳۹]

$$\overline{Nu} = \begin{cases} 0.59 Ra^{1/4} & \text{for } 10^4 < Ra < 10^9 \text{ (Laminar)} \\ 0.10 Ra^{1/3} & \text{for } 10^9 < Ra < 10^{13} \text{ (Turbulent)} \end{cases} \quad (\text{ج - ۹})$$

رابطه فوق برای Pr های نزدیک ۱ صادق است.

^۱ Mc.Adams

^۲ Warner & Arpaci

در رابطه با جابجایی آزاد در صفحات عمودی لغور^۱ نیز به بیان رابطه ای پرداخت [۴۱،۳۸] این رابطه عبارت است از:

$$\overline{Nu} = \left[\frac{Pr}{2.435 + 4.884 Pr^{0.5} + 4.953 Pr} \right]^{1/4} \cdot (Ra)^{1/4} \quad (ج - ۱۰)$$

این رابطه برای جریان لایه ای و در حالتی که صفحه در دمای ثابت است استفاده می شود و تمام خواص در دمای فیلم محاسبه می شود.

چرچیل و چو^۲ رابطه ای دادند که در تمام گستره عدد ریلی قابل استفاده است [۳۸،۳۷،۳۲] این رابطه عبارتست از

$$\overline{Nu} = \left\{ 0.825 + \frac{0.387 Ra^{1/6}}{[1 + (0.492/Pr)^{9/16}]^{8/27}} \right\}^2 \quad (ج - ۱۱)$$

گرچه رابطه فوق برای اغلب محاسبات مهندسی مفید است ولی رابطه زیر برای جریان لایه ای دقت بهتری دارد [۳۷،۳۲]

$$\overline{Nu} = 0.68 + \frac{0.67 Ra^{1/4}}{[1 + (0.492/Pr)^{9/16}]^{4/9}} \quad \text{for } 0 < Ra < 10^9 \quad (ج - ۱۲)$$

باید توجه داشت که نتایج بالا برای صفحات تک دما (دما ثابت) هستند. اما اگر به جای حالت تک دما، شار گرمای یکنواخت (q) در سطح برقرار باشد، اختلاف دمای (T_s-T_∞) بر حسب x تغییر و از مقدار صفر در لبه ابتدایی شروع به افزایش می کند. در این حالت نیز روابط تجربی ارائه گردیده است، از جمله آن می توان به رابطه ولیت و لیو^۳ اشاره کرد [۳۹،۳۸]، این رابطه برای جریان لایه ای عبارتست از:

$$Nu_{x,q} = 0.6 (Gr_x^* \cdot Pr)^{1/5} \quad \text{for } 10^5 < Gr_x^* \cdot Pr < 10^{13} \quad (ج - ۱۳)$$

^۱ Lefevre

^۲ Churchill & Chu

^۳ Vliet & Liu

$$\overline{Nu}_q = 1.25 Nu_{L,q} \quad \text{for } 10^5 < Gr_L^* \cdot Pr < 10^{11} \quad (\text{ج} - ۱۴)$$

و در جریان های توربولانس (متلاطم) این رابطه به شکل زیر است

$$Nu_{x,q} = 0.568 (Gr_x^* \cdot Pr)^{0.22} \quad \text{for } 10^{13} < Gr_x^* \cdot Pr < 10^{16} \quad (\text{ج} - ۱۵)$$

$$\overline{Nu}_q = 1.136 Nu_{L,q} \quad \text{for } 2 \times 10^{13} < Gr_L^* \cdot Pr < 10^{16} \quad (\text{ج} - ۱۶)$$

که در این روابط

$$Gr_x^* = \frac{g\beta q' x^4}{k\nu^2} \quad (\text{ج} - ۱۷)$$

روابط فوق را ولیت و لیو از آزمایش بر روی صفحه ای عمود و غوطه ور در آب بدست آوردند، بعد

ها ولیت و رز^۱ با آزمایش بر روی صفحه ای غوطه ور در هوا به رابطه زیر دست یافتند [۳۹]

$$\overline{Nu}_{x,q} = \begin{cases} (0.55 (Gr_x^* \cdot Pr)^{0.2} & \text{for Laminar flow} \\ (0.17 (Gr_x^* \cdot Pr)^{0.25} & \text{for Turbulent flow} \end{cases} \quad (\text{ج} - ۱۸)$$

برادران فوجی^۲ نیز رابطه زیر را برای محاسبه نوسلت صفحه عمودی وقتی که جریان لایه ای است

[۴۲،۳۸] بیان نمودند

$$Nu_x = \left[\frac{Pr^2 \cdot Gr_x^*}{4 + 9Pr^{1/2} + 10Pr} \right]^{1/5} \quad (\text{ج} - ۱۹)$$

نتایج فوق (تمامی نتایج بدست آمده برای صفحه عمودی) را برای استوانه عمودی به طول L می

توان بکار برد، به شرطی که ضخامت لایه مرزی δ خیلی کمتر از قطر استوانه باشد [۳۸،۳۲] این

شرط وقتی برقرار است که

$$\frac{D}{L} \geq \frac{35}{Gr^{1/4}} \quad (\text{ج} - ۲۰)$$

^۱ Vliet & Ross

^۲ M. Fujii & T. Fujii

انتقال حرارت جابجایی آزاد در خارج استوانه عمودی

همان طور که اشاره شد، به شرط برقراری رابطه فوق می توان از روابط مربوط به صفحات تخت عمودی برای انتقال حرارت جابجایی آزاد در خارج استوانه عمودی استفاده نمود، با این وجود در رابطه با انتقال حرارت به صورت جابجایی آزاد در خارج استوانه های عمودی نیز مطالعات زیادی صورت گرفته است از جمله می توان به تحقیقات لفور و ادی^۱ اشاره نمود [۳۹] که نتیجه این تحقیقات رابطه زیر می باشد

$$\overline{Nu} = \frac{4}{3} \left[\frac{7Gr.Pr^2}{5(20+21Pr)} \right]^{1/4} + \frac{4(272+315Pr)L}{35(64+63Pr)D} \quad (\text{ج} - ۲۱)$$

این رابطه را فقط می توان در جریان های لایه ای استفاده نمود.

این رابطه بعد ها به صورت زیر نیز تعریف شد

$$Nu = 1.058 Gr^{1/4} \cdot \left(\frac{Pr^2}{4+7Pr} \right)^{1/4} \quad (\text{ج} - ۲۲)$$

النباس^۲ رابطه زیر را برای محاسبه نوسلت جابجایی آزاد در استوانه های عمودی پیشنهاد کرد [۳۹]

$$Nu = 0.6(D/L)^{1/4} . Ra^{1/4} \exp\left(\frac{2}{Nu}\right) \quad (\text{ج} - ۲۳)$$

اما روابط ارائه شده فوق برای حالتی است که استوانه تحت شار حرارتی ثابتی قرار داشته باشد. در حالتی که استوانه در دمای ثابت باشد می توان از رابطه زیر استفاده نمود

^۱ Lefevre & Ede

^۲ W. Elenbass

نگندرا و همکارانش^۱ در این زمینه فعالیت های زیادی نمودند که نتایج این فعالیت ها دست یافتن به روابط زیر برای محاسبه نوسلت در استوانه های عمودی شد، روابط پیشنهادی آنها عبارت است از [۳۹]

$$\begin{cases} Nu_x = C_1 \cdot Ra_x^{n_1} \cdot (x/D)^{n_2} \\ Nu_{av} = C_2 \cdot Ra_L^{n_1} \cdot (L/D)^{n_2} \\ Nu_{av} = C_2 \cdot Ra_D^{n_2} \cdot (D/L)^{n_2} \end{cases} \quad (\text{ج} - ۲۴)$$

$$T_{av} = \frac{(T_s + T_\infty)}{2}, \quad 0.7 < Pr < 250 \quad (\text{ج} - ۲۵)$$

که مقادیر ثابت های C و n در جدول زیر آورده شده اند

جدول ج-۵ - ثوابت مورد نیاز برای رابطه (ج-۲۴) [۳۹]

$Ra_d \cdot d/l$	C_1	C_2	n_1	n_2
$\geq 10^4$	0.428	0.57	0.25	0
$0.05 - 10^4$	1.093	1.3	0.16	0.36
$10^{-4} - 0.05$	0.827	0.87	0.05	0.8

رابطه فوق دارای خطایی برابر 5% نسبت به نتایج تجربی است.

انتقال حرارت جابجایی آزاد داخلی در استوانه عمودی

برای بدست آوردن جابجایی آزاد در داخل سیلندر عمودی اغلب از روشهای عددی و حل کامل معادلات ناویر استوکس استفاده می شود، اما برای کاربرد های مهندسی روابطی نیز ارائه شده است از جمله این روابط می توان به رابطه زیر اشاره نمود [۳۹]

$$Nu \cong 0.54 Ra^{1/4} \quad \text{for } Ra \leq 6 \times 10^9 \quad (\text{ج} - ۲۶)$$

انتقال حرارت جابجایی ترکیبی آزاد و اجباری [۳۲]

¹ Nagendra & Tirunarayanan & Ramachandran

در بررسی جابجایی واداشته از اثر جابجایی آزاد صرف نظر کردیم. البته این یک فرض بود. زیرا همان طور که می دانیم، وقتی شیب دمای ناپایدار وجود دارد، احتمال وقوع جابجایی آزاد وجود دارد. به طور مشابه در بعضی قسمت های قبل از جابجایی آزاد صرف نظر کردیم. اکنون می گوئیم حالتی وجود دارد که در آنها اثر جابجایی آزاد و واداشته با هم قابل مقایسه اند و نمی توان از هیچکدام صرف نظر کرد. می دانیم که اگر $(Gr / Re^2) \ll 1$ ، جابجایی آزاد ناچیز است و اگر $(Gr / Re^2) \gg 1$ ، جابجایی اجباری ناچیز است. از این رو حالت جابجایی ترکیبی آزاد و اجباری معمولا وقتی است که $(Gr / Re^2) = 1$.

تاثیر شناوری بر انتقال گرما در جریان واداشته شدیداً به امتداد نیروی شناوری نسبت به امتداد جریان بستگی دارد. سه حالت خاصی که به طور جامع بررسی شده اند عبارتند از حرکت واداشته و حرکت ناشی از شناوری با جهت یکسان (جریان های همراه). حرکت واداشته و حرکت ناشی از شناوری با جهت های مخالف (جریان های متضاد). حرکت واداشته و حرکت ناشی از شناوری با جهت های عمود بر هم (جریان عرضی). حرکت های واداشته رو به بالا و رو به پایین صفحه عمودی گرم، به ترتیب نمونه های از جریان های همراه و متضاد هستند. نمونه هایی از جریان های عرضی عبارتند از حرکت افقی روی استوانه یا کره و یا صفحه افقی گرم. در جریان های همراه و عرضی شناوری باعث تقویت آهنگ انتقال گرمای جابجایی واداشته می شود، در جریان های متضاد شناوری در جهت کاهش این آهنگ عمل می کند.

نتایج انتقال گرمای جابجایی آمیخته در جریان های خارجی و داخلی دارای رابطه زیر است

$$Nu^n = Nu_F^n \pm Nu_N^n \quad (\text{ج} - 27)$$

برای هر هندسه خاص اعداد نوسلت Nu_F و Nu_N به ترتیب از رابطه های جابجایی واداشته و جابجایی طبیعی (آزاد) بدست می آیند. علامت مثبت در سمت راست معادله برای جریان همراه و عرضی بکار می رود، و علامت منفی برای جریان متضاد است. بهترین هماهنگی با نتایج تجربی اغلب

برای $n=3$ است، ولی مقدار 3.5 برای جریان عرضی روی صفحات افقی و مقدار 4 برای جریان عرضی روی استوانه یا کره مناسب تر است.

محاسبه ضریب جابجایی در خارج مخزن

با محاسبه عدد رینولدز در بازه دمایی و بازه سرعتی که با آن مواجه هستیم مشاهده می شود مقدار عدد بی بعد رینولدز در بازه 10^7 تا 10^8 می باشد، بنابراین تنها می توان از رابطه چرچیل – برونشتاین برای محاسبه ضریب جابجایی استفاده کرد. همچنین محاسبات نشان می دهد که همواره رابطه $1 \ll (Gr / Re^2)$ ، برای مخزن مورد نظر برقرار است، لذا سهم انتقال حرارت جابجایی آزاد در بیرون مخزن ناچیز است.

ضمیمه د (اثر حجم مخزن بر دما نفت)

برای بررسی اثر حجم مخزن (ابعاد مخزن) بر تغییرات دمای نفت خام دو نوع مخزن مورد بررسی قرار گرفته است. تنها تفاوت این دو مخزن در ابعاد آنها می باشد به طوری که حجم یکی از آنها یک میلیون بشکه و حجم دیگری ۱۴۰۰۰۰ بشکه می باشد، سایر شرایط (شرایط محیط، نوع نفت خام) کاملاً مشابه یکدیگر است. برای تحلیل از نرم افزار وینترم استفاده شده و تحلیل با توجه به شرایط جوی در ماه مرداد به ازاء دو رنگ سفید و سیاه انجام شده است.

در جدول زیر متوسط دمای نفت خام برای هر دو مخزن آورده شده است.

جدول د-۶ - متوسط دمای نفت خام برای مخازن با حجم متفاوت

Wintherm Results		
	1,000,000 BBL	140,000 BBL
White zinc oxide	32.19 C	32.2 C
black	32.73 C	33.68 C

API Results	
White zinc oxide	31.81 C
black	34.1 C

این نتایج نشان می دهد که اگر مخزن با ابعاد کوچک در نظر گرفته شود در حل عددی نرم افزار نیز تغییرات دمایی بیشتری به ازاء تغییر رنگ حاصل می شود.

- [1]. <http://www.chemeng.ir>.
- [2]. <http://www.nioc.org>
- [3]. Abdel-Aal H K, Aggour Mohamed, Fahim M A. (2003) “ *Petroleum and gas field processing. In: Chapter 2- Composition and Characteristics of Crude Petroleum*”. New York: Marcel Dekker Inc; pp. **1-12**.
- [4]. Wongwises S. and Rattanaprayura I. and Chanchaona S. (1997) “An Evaluation of Evaporative Emissions of Gasoline from Storage Sites and Service Stations”, *Thammasat Int. J Sc Tech*. Vol **2**, No **2**. Thailand.
- [5]. Ramachandran S. (2000) “Reducing (controlling) vapor losses from storage tanks”. *7th annual India Oil & Gas Review, Symposium & International Exhibition*, Bombay. Indiana.
- [6]. Digrado Brian D. and Thorp Gregory A. (2004) “*The aboveground steel storage tank handbook. In: chapter 13: new field-erected aboveground storage tank products*”. New Jersey: John Wiley & Sons Inc;. pp. **127**.
- [7]. API (1989), “Evaporative Loss from External Floating Roof Tanks”, *Bulletin No. 2517*, Third Edition, American Petroleum Institute, Washington, DC.
- [8]. API (1990), “Evaporative Loss from Internal Floating Roof Tanks”, *API Publication 2519*, Third Edition, American Petroleum Institute, Washington, DC.
- [9]. Ciolek Michael. (2006) “*Emission Factor Documentation for AP-42 Section 7.1 Organic Liquid Storage Tanks. In: Chapter 5- Emission Estimation Procedure for floating roof tank*”. U S Environmental Protection Agency; pp. **60-65**.
- [10]. Asharif H, Zorgani E. (2007). “Adjustment of Process Variables to Reduce Evaporation Losses from High pour point-crude oil storage tanks”. *The 8th international conference on petroleum phase behavior and fouling*, France.

[11]. Zareie S, Mowla D, Fathi J. (2007). "Practical Study of VOCs Emission from External Floating Roof Tanks". *5th international congress of chemical engineering*, Shiraz, Iran.

[12]. Jones P. (1985). "Oil loss, measurement and control". *Chinese Petroleum Society*, China, pp. 2-29.

[13]. Purvey R, Robinson E. (1984) "Crude oil production, acquisition and transportation". In: *Inkley F A. Oil Loss Control in the Petroleum Industry*. London: John Wiley Inc. pp. 64.

[14]. Givoni B., Hoffman M.E., (1968) "Effect of building materials on internal temperatures, Research Report". *Building Research Station*, Technion Haifa.

[15]. Xiaoxin Wang, Chris Kendrick, Ray Ogden, James Maxted, (2008) "Dynamic thermal simulation of a retail shed with solar reflective coatings". *Applied Thermal Engineering*. pp. 1066-1073;

[16]. <http://www.gsi.ir>.

[17]. <http://www.khargisland.blogfa.com>

[18]. <http://www.wether.ir>

[19]. <http://www.iranhydrology.com/meteo.asp>

[20]. کمالی غ، مرادی ن، (۱۳۸۴) "تابش خورشیدی (اصول و کاربرد آن در کشاورزی و انرژی های نو)" ، چاپ

دوم، انتشارات قرن ۲۱، تهران. ص ۶۸-۲۴.

[21]. Zekai, Sen. (2008). "Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques". London: Springer Veriag. p. 66-78.

[22]. John A.Duffie, & William A.Beckman (1980) "Solar Engineering of Thermal Processes," Vol. 2, Wiley, New York. pp. 3-71.

[23]. سقطی ا، (۱۳۸۰) "اصول و کاربرد انرژی خورشیدی" جلد اول، چاپ اول، انتشارات دانشگاه علم و صنعت،

تهران، ص ۳۲-۱۲.

[24]. آزاد ع، پناهنده ح، قائم مقامی ج، گئولا ف، (۱۳۶۶) "انرژی خورشیدی" جلد دوم، چاپ اول، انتشارات دانشگاه تهران، تهران. ص ۳۳-۵۴.

[25]. Ciolek Michael. (2006) "Emission Factor Documentation for AP-42 Section 7.1 Organic Liquid Storage Tanks. In: Chapter 2- Storage Tank Descriptions". U S Environmental Protection Agency; pp. 1-5.

[26]. API, (1994), "Manual of Petroleum Measurement Standards. In: Chapter 19- Evaporative Loss Measurement, Section 2- Evaporative Loss From Floating Roof Tanks". Preliminary Draft, American Petroleum Institute, Washington DC;

[27]. Richardson. S. and Deslauriers. M. (2006) "Processes in Petroleum Industries- storage and handling of products in refinery", version 1.5, Emission Inventory Guidebook, pp.414-419.

[28]. Laverman R J. (1992) "Emission Reduction Options for Floating Roof Tanks". Second International Symposium on Aboveground Storage Tanks, Houston.

[29]. Abdel-Aal H K, Aggour Mohamed, Fahim M A. (2003) "Petroleum and gas field processing. In: Chapter 8- Storage Tanks and Other Field Facilities". New York: Marcel Dekker Inc; pp. 1.

[30]. API, (2007), "welded steel tanks for storage oil, chapter 5: design". API standard 650, eleventh edition, pp. 60-65.

[31]. Ciolek Michael. (2006) "Emission Factor Documentation for AP-42 Section 7.1 Organic Liquid Storage Tanks. In: Chapter 3-Emission Estimation Procedure". U S Environmental Protection Agency; pp. 9-18.

[32]. فرانک اینکروپرا، دیوید دویت (۱۳۸۲) - مقدمه ای بر انتقال گرما - ترجمه: بهرام پوستی - انتشارات کتاب دانشگاهی. ص ۲۲۸، ۲۲۹، ۳۰۳.

[33]. کاظم زاده حنایی، س. و کارزار جدی، م. (۱۳۸۴). - ترمودینامیک ۱ - دانشگاه صنعتی شریف - تهران - ص.

- [34]. Churchill S W, Bernstein M. (1977) “*A Correlating Equation for Forced Convection from Gases and Liquids to a Circular Cylinder in Cross Flow*”. J Heat Transfer; pp. **300-306**.
- [35]. Adrian Bejan & Allan D.Kraus, (2003) “*Heat Transfer Handbook*”. New Jersey: John Wiley & Sons Inc pp. **445,483**.
- [36]. <http://www.ThermoAnalytics.com>.
- [37]. Churchill, s. w., and h. h. s. chu. (1975), “*correlation equations for laminar and turbulent free convection from a horizontal cylinder,*” Int. j. heat mass transfer, vol. **18**, pp. **1049**.
- [38]. Latif M.J. (2006), “*Heat Convection*”. Springer Berlin Heidelberg, New York, pp. **311- 317**.
- [39]. Oleg G. M. & Pavel P. Kh. (2005), “*Free-Convective Heat Transfer,*” Springer Berlin Heidelberg, New York. pp. **81-114, 220-243**.
- [40]. McAdams, W.H. (1954). “*Heat Transmission,*” 3rd ed., McGraw-Hill, New York.
- [41]. LeFevre, E. J., (1956), “*Laminar Free Convection from a Vertical Plane Surface,*” Ninth International Congress of Applied Mechanics, Brussels, Vol. **4**, pp. **168-174**.
- [42]. Fujii, T., and M. Fujii, (1976) “*The Dependence of Local Nusselt Number on Prandtl Number in the Case of Free Convection Along a Vertical Surface with Uniform Heat Flux,*” Int. J. Heat Mass Transfer, Vol.**19**, pp.**121-122**

Abstract

There are 40 storage tanks in the Khark Island for storing crude oil at the ambient temperature for some periods of time to stabilize the flow between production wells and transporting ships. Considering the hot summers of the island, light hydrocarbons vaporize and accumulate in the space between the liquid and the tank roof, which are often vented to the atmosphere. This process causes environmental pollution and also affects the quality of the crude oil besides the economic detriment. Therefore, crude oil evaporation loss associated with the storage tank is an important issue which should be carefully investigated to identify the potential means of its reduction. The aim of the present work is to determine the evaporation rates from external floating storage tanks and to study the effects of their exterior surface paint on the losses due to the solar irradiation. The API standards along with the thermal analysis of the tank have been employed to evaluate the tank temperature and the evaporation losses of a typical tank based on the actual ambient conditions of the Khark Island for one year.

In this study a numerical scheme has been developed for estimating the time variations of the storage tank temperature and evaporation losses. The scheme is validated against the measured values of the storage tank temperature at different times during a day, where reasonable agreements are observed. Furthermore, the numerical value of monthly averaged evaporation losses have also been compared with the estimations based on the API AP-42 standard.

The results show that the absorptivity of the exterior surface paint has considerable effects on tank temperature variations and the evaporative losses accordingly. Paints with low absorption can reduce the evaporation losses significantly, when strong solar radiation is present. Furthermore, experimental data has been provided to validate the calculated tank temperature variations, where reasonable agreements have been found.

Keywords: Storage tank; External floating roof; Evaporative losses; surface Paint; Solar radiation