ماهنامه تخصصی نفت و انرژی

چشم انداز نفت

حامی ساخت داخل

۵۲

سال دهم
بهمن ۱۴۰۱
۵۰ هزار تومان

نوآوری شرکت
بهینه سازان شفیع توس در تولید
ومایع‌سازی هیدروژن در دمای
صفر درجه

تایکو
شرکت مهندسی نوآوران تکساز صنعت

NTS-500
اولین برند ایرانی
TOP DRIVE

مروری بر چشم انداز جهانی گاز تا سال ۲۰۵۰

معرفی فناوری نوین
نمک‌زدایی به‌روش
الکترویونی

تکنولوژی درایو فرکانس
متغیر (VFD) و کاربرد آن در
مجموعه پمپ ESP

ارزیابی قابلیت سرویس دهی
تجهیزات در واحدهای
عملیاتی پالایشگاه‌ها

انرژی آینده
Future Energy

انرژی آینده
راهی نو، نگاهی نو به تکنولوژی‌های نوین

دکتر فرهان شاکر
مدیر تحقیقات و فناوریهای نوین شرکت انرژی آینده

پس از بیش از سه دهه فعالیت مستمر تحقیقاتی و دانشگاهی و بیش از ۱۵ سال تمرکز بر روی فناوریهای نوین وتکنولوژی روز دنیا برآن شدیم تا با جهت‌دهی این تحقیقات و نیز بومی‌سازی بخشی از صنایع کلیدی ایران در قالب شرکت انرژی آینده گامی موثر در توانمندسازی صنایع رو به رشد ایران، همگام با رشد جهانی برداریم .
در این راستا با بهره‌گیری از ظرفیت موجود همکاران محقق و نیز تربیت نیروهای نخبه جوان فارغ التحصیل از دانشگاه‌های معتبر داخلی و خارجی در پیوند موثر بین صنعت و دانشگاه اقدامات موثری به انجام رسید.
این شرکت بر آن است تا با تبدیل دانش روز به فناوریهای نوین، ضمن شناسایی چالش‌ها در حوزه‌های مختلف صنعت کشور راهی برای برون رفت از بحران‌های پیش رو بیابد.
این مهم در سایه فعالیت‌های داخلی و بین المللی شرکت‌های تابعه هلدینگ در موارد زیر تعمیم یافته است.

۱. تکنولوژی تشخیص ذخائر زیرزمینی، نفت و میعانات، معادن و فلزات و نیز بسط مدل‌های استحصال و بهره برداری با تکنولوژی نوین
۲. استخراج گاز هیدروژن از آب و هوا و مایع‌سازی آن در صفر درجه سانتی‌گراد
۳. تصفیه آب، فاضلاب و پسابهای صنعتی با روش الکترویونی
۴. ساخت الکتروپمپ و ابر پمپ‌های تزریق و پمپاژ مخازن آب و نفت
۵. طراحی و احداث نیروگاههای مقیاس کوچک در استان خوزستان
۶. امکان افزایش ۲۰درصدی راندمان نیروگاهی کشور با دبل چاه ارت
۷. تولید شوینده‌های بدون سود و پتاس و نیز تولید SLS مایع برای اولین بار در ایران
۸. افزایش بهره‌وری پنل‌های خورشیدی با ایجاد سامانه کاهش دما در پنل
۹. ساخت کاهنده سوخت خودروهای بنزینی و دیزلی

امید آن داریم که با نگاه موشکافانه و تخصصی مدیران و کارشناسان محترم صنایع مختلف کشور بتوانیم آنچه در فکر ما هست را با بکارگیری همه ظرفیت‌های شرکت‌های تابع هلدینگ به فرصتی دوباره در توانمندسازی و تجهیز پتانسیل عظیم صنعت ایران در هم گامی و پیشتازی با تکنولوژی روز دنیا تبدیل کنیم.
ضمن تقاضا از متخصصین و صاحبان اندیشه و طرح‌های نوین دانش بنیان و فناورانه در همکاری برای بسط زحمات شبانه‌روزی‌شان جهت رسیدن محصولات تولیدی به بازارهای داخلی، آمادگی خود را جهت سرمایه گذاری در طرح‌های فوق برای ساخت پایلوت و نیز صنعتی‌سازی اعلام می‌داریم.
اعتقاد داریم که یکی برای همه و همه برای یکی، آرزویی دست یافتنی برای محققین حاضر و نسل آینده ایران عزیزمان در توسعه انرژیهای آینده خواهد بود.

دفتر مرکزی: تهران، شهرک غرب، بلوار دادمان
خیابان گلسا، پلاک ۲، واحد ۲

کارخانه: تهران، وردآورد، خیابان دارو پخش
اردیبهشت یکم، بعد از شماره‌گذاری میثم، پلاک ۳

SHAFIE HOLDING
OVER THREE HUNDRED COMPANIES

اربابان صنایع ایران، ما با انرژی آینده چالش‌های زیرساخت شما را بهینه مرتفع نموده ایم

فراخوانی برای نخبگان ایرانی
در مسیر پیاده سازی طرح‌های شما به سوی صنعتی‌سازی

شرکت بهینه سازان شفیع توس با بیش از دو دهه فعالیت در صنعت عمران و آبادانی کشور، توانسته است تا با تعمیم سبقه و تجربه تیم مهندسان محقق، طراح و مجری خود در صنعت ساختمان، آب، فاضلاب، خطوط انتقال و تصفیه‌خانه‌های کشور عزیزمان ایران در سایه تکنولوژی و علوم روز که بر پایه اهداف تحقیقاتی استاد ارجمند جناب آقای دکتر فرهان شاکر در کسوت استادی و بر مسند مدیریت تحقیقات شرکت انرژی آینده متمرکز گردیده است، محقق نماید.

این برگ زرین از پیوند موثر بین صنعت و دانشگاه و در راستای اهداف عالیه هلدینگ با بکارگیری تکنولوژی‌های فنآورانه و نوین در تجهیز خانواده بزرگ صنعت کشور به آخرین یا تنها تکنولوژی‌های دست یافته در دنیا به منصه ظهور رسیده است.

این مهم جز با تشریک مساعی بزرگان صنایع مختلف ایران در بخش انرژی شامل نفت، گاز، پالایش و پتروشیمی و نیز صنایع بخش تولید در ایران مانند ساختمان، فولاد، کشاورزی و ... محقق نخواهد گردید.

لذا ضمن درخواست مشارکت و همکاری در بسط این علوم نوین با شما اربابان صنعت و تکنولوژی در ایران، دست شما را در این همراهی به گرمی می‌فشاریم و امید آن داریم این همکاری مشترک بتواند در سال‌های آتی ایران را به عنوان قطبی قابل اتکا که پیشتاز حوزه‌های علم و فناوری و پیاده سازی این علوم در صنایع پایه باشد، مطرح نماید.

بر آن شدیم جهت استحضار مدیران و کارشناسان محترم این صنعت نسبت به ارائه گزارشی مختصر از فعالیتمان در دو حوزه تصفیه‌خانه‌های آب دریا با ریکاوری تا ۹۷درصد برای اولین بار در جهان و پسابهای صنعتی به روش الکترویونی و نیز تبدیل هیدروژن گازی به مایع در دمای صفر درجه سانتیگراد برای اولین بار در جهان اقدام نماییم. ما همواره خود را نیازمند ارشاد و بهره گیری از تخصص مدیران و فعالان صنایع دانسته تا این مشارکت دو جانبه زمینه صنعتی‌سازی تکنولوژی‌های نوین را فراهم آورد.

تهران نیاوران، محمودیه، مرجان
پلاک ۵۸، طبقه دوم، واحد ۱۰۲
تلفن: ۰۹۱۲۴۵۹۶۲۹۹ ۰۲۱-۴۴۹۴۴۶۳۰
www.shafieholding.com

دفتر خوزستان: اهواز، کیانپارس
شهریور شرق ، پلاک ۵۶

بتن الیافی

بتن با دوام

الیاف کورتا
KORTTA FIBER

برای ورود به سایت
کد زیر را اسکن کنید.

WWW.KORTTA.COM

مزایای اقتصادی (مطلوب کارفرما)

- صرفه اقتصادی مستقیم ۳۰ تا ۴۰ درصد
- افزایش عمر مفید بتن و کاهش هزینه های نگهداری
- هزینه کمتر نسبت به سایر روش های مسلح سازی بتن
- حذف هزینه های آرماتور بندی و داول گذاری
- کاهش زمان اجرای پروژه

مزایای فنی (مطلوب مشاور)

- بهبود خواص مکانیکی بتن
  (مقاومت کششی، مقاومت خمشی و مقاومت در برابر ضربه)
- افزایش دوام بتن با کنترل موثر ترک ها
- رعایت الزامات آیین نامه های معتبر بین المللی

مزایای اجرایی (مطلوب پیمانکار)

- کاهش نیروی انسانی
- افزایش سرعت اجرا (تا دو برابر سریع تر)
- سهولت اجرا

KORTTA
SIRJAN NANO YARN & GRANULE CO.

موارد استفاده

- رویه های بتنی
- RCC بتن غلتکی
- شاتکریت تونل
- کفسازی بتنی
- قطعات پیش ساخته بتنی

برند کورتا
از زیر شاخه های
مجتمع سیرجان (تاسیس ۱۳۷۵)
می باشد که فعالیت خود را از سال ۱۳۹۰ در خصوص تولید الیاف و افزودنی های مورد مصرف در بتن و آسفالت با استفاده از به روزترین تکنولوژی و ماشین آلات ایتالیایی آغاز نموده است.
طی این سالها این مجموعه موفق به دریافت گواهینامه های فنی از مراکز معتبر نظیر مرکز تحقیقات راه، مسکن و شهرسازی، دانشگاه امیر کبیر، پژوهشگاه پلیمر، دانشگاه تهران، آزمایشگاه رازی، آزمایشگاه همکار ۱۷۰۲۵ و پارک علم و فناوری استان کرمان شده است. همچنین محصولات کورتا دارای گواهی ثبت اختراع و بهره گیری از دانش بومی می باشد.

تهران، خیابان دکتر بهشتی، خیابان پاکستان،
کوچه ساوجی نیا، پلاک۲۴، کدپستی: ۱۵۳۱۷۱۳۹۱۷

۰۲۱-۸۸۷۴۱۵۳۱ | ۰۹۳۷۱۰۳۵۰۹۴
۰۲۱-۸۸۷۴۱۵۳۰ | info@kortta.com

شرکت دانش بنیان بازرسی فنی
و مجتمع آزمایشگاهی شاخه زیتون لیان

بزرگترین و مجهزترین مجتمع آزمایشگاهی جنوب کشور

SZL Technical Inspection & Laboratory Complex

تنها شرکت دانش بنیان دارنده پروانه بازرسی بین‌المللی در جنوب کشور
پرسنل مجرب و متخصص دارای کارت نفت و کارت IFIA
آزمایشگاه معتمد کارگروه ستاد مبارزه با قاچاق سوخت کشور
بازرسی و نمونه برداری از محموله‌های نفتی در زمینه‌های نفت و فرآورده‌های نفتی
پیشتاز در ارائه خدمات در زمینه بازرسی، آزمایش، تضمین کیفیت،
مدیریت ریسک و پشتیبانی فنی صنعت نفت و پتروشیمی

معتمد وزارت نفت در اداره نظارت بر صادرات و مبادلات نفتی
همکار سازمان ملی استاندارد ایران / همکار سازمان دامپزشکی
همکار سازمان غذا و دارو / همکار سازمان حفاظت محیط زیست

نشانی: بوشهر، بلوار دهقان، روبروی درب خروج گمرک، انتهای کوچه رستوران عمارت، ساختمان افق
کد پستی: ۷۵۱۳۸۸۵۶۵۵ تلفن: ۰۷۷-۳۳۳۴۲۰۰۱ فکس: ۰۷۷-۳۳۳۳۳۰۸۸
E-mail: info@szlco.com Web: www.szlco.ir

شرکت صنعت فولاد آلیاژی اصفهان

اولین تولید کننده فولادهای آلیاژی در ایران مطابق با استانداردهای بین المللی

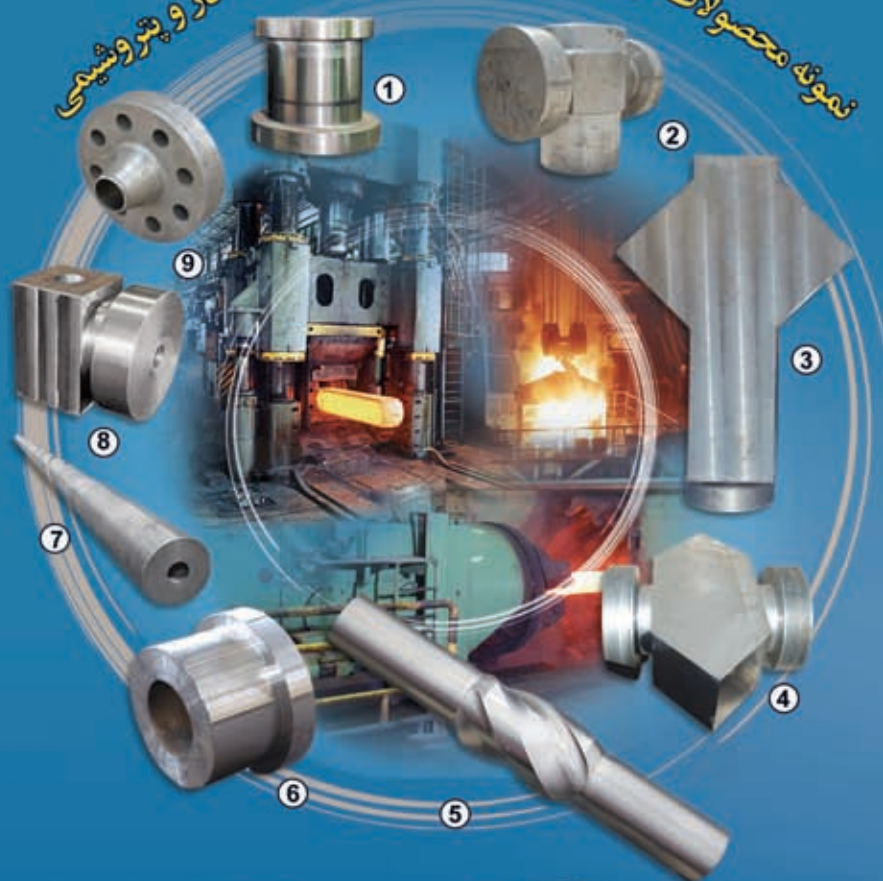
کیلومتر ۵۵ جاده اصفهان- مبارکه صندوق پستی: ۸۴۸۱۵/۱۴۴ مبارکه

تلفن معاونت بازاریابی، فروش و صادرات ۳۳۳۲۳۲۵۳ - ۳۳۳۲۷۶۰۰ (۰۳۱)

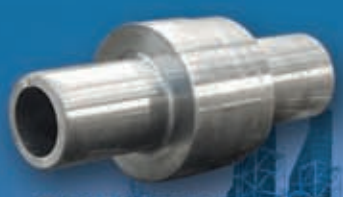
فاکس: ۳۳۳۲۴۳۴۵ (۰۳۱) FX تهران: ۳۳۱۳۰۷۸۰ (۰۲۱)

www.sfae.ir info@sfae.ir

نمونه محصولات تولید شده به سفارش صنایع نفت، گاز و پتروشیمی



1. Casing Head Spool
2. Gate Valve Body
3. Composite Tree Block(Y-Block)
4. Y - Tubing Spool
5. Stabilizer
6. Casing Head Housing
7. Drill Collar
8. Upper Master Block
9. Flange in625



Tubing Hanger Inconel 718

Gate for Valve

فولادهای مصرفی در ساخت تجهیزات صنایع نفت، گاز و پتروشیمی

AISI 4130 , AISI 4140 , AISI 4145 , AISI 410

17- 4 PH - API L80 , TYPE 1

API L80-13% Cr , API L80- 9% Cr , ASTM A105

و سایر آلیاژهای مورد مصرف در این حوزه

VG Seal Valve Seat

قابلیت تأمین متریال سایر تجهیزات مانند Liner Hanger و Downhole completion string از جنس های P110 , 28%Cr , API L80 Type 1 , API L80 - 13% Cr,API L80 - 9% Cr و سایر موارد طبق استاندارد API 5 CT در این شرکت وجود دارد.

tabesh:09133175173

شرکت لیان اکسیژن آریا

LIAN OXYGEN ARIA

LOA

Quality Assessment Lia
Iso : 9001 - 2015

NACI
National Accreditation Center of Iran
مرکز ملی تایید صلاحیت ایران

- تولید، توزیع و تهیه انواع گازهای طبی و صنعتی
- اکسیژن ، نیتروژن ، آرگون ، استیلن ، هلیوم و انواع گازهای ترکیبی و آزمایشگاهی
- تامین و حمل و نقل نیتروژن بصورت مایع در مخازن مخصوص و تحویل در محل کارخانجات و پروژه ها ، تست مخازن و خطوط لوله های گاز و اتصالات پالایشگاه و پتروشیمی ها با تجهیزات مدرن و پرسنل متخصص و مجرب
- آزمایشگاه همکار اداره استاندارد - تست هیدرو استاتیک و بازرسی سیلندر های گازی

قابل توجه کلیه شرکت های مستقر در پروژه های پارس جنوبی (عسلویه) و بندر امام
تحویل گاز آرگون با کیفیت عالی
در اسرع وقت در محل پروژه

کارخانه:بوشهر -کیلومتر ۸شهرک صنعتی۲ -خیابان کارگر-خیابان یازدهم
تلفن:۶-۳۳۴۵۰۲۲۴-۰۷۷ فاکس:۳۳۴۵۰۲۲۷-۳۳۴۵۵۶۳۸-۰۷۷ کد پستی:۶۴۹۵۶-۷۵۱۷۷
دفتر فروش: بوشهر بزرگراه طالقانی بعداز سه راهی صدرا صندوق پستی:۱۸۹۹
تلفن: ۳۳۳۲۷۱۹۷-۳۳۵۵۶۸۳۵-۰۷۷ فاکس:۳۵۳۹۸۶۹-۰۷ کد پستی:۸۴۹۷۵-۷۵۱۴۸
۰۹۰۲۷۴۱۸۳۱۹
WhatsApp Telegram

Factory : Busher - 8km of Industrial Town2
Sanat Boulevard-Kargar St . - 11th st
Phone : 077-33450224-6 Fax : 077-33450227-33455638
Postal Code : 75177-64956

Sales office : Bushehr-Taleghani Highway after Sadra intersection
Po Box : 1899 Postal Code : 75148-84975
Phone : 077-33556835-33327197 Fax : 077-33539869

WWW.laria.sme.ir - Lianoxygenaria.loa@gmail.com

کامپاند PE80+ ، PE100+ ، PP-r

تاپ کوت و چسب مخصوص پلی اتیلن،
تاپ کوت پلی پروپیلن لوله های فولادی،
پودر پری دیسپرس مشکی، آبی، نارنجی، زرد و
مفتول پلی اتیلن و پلی پروپیلن

رنگدانه سیرجان

www.rangdaneh.ir
info@rangdaneh.com

- گرانول و کامپاند لوله های پلی اتیلنی و پلی پروپیلنی

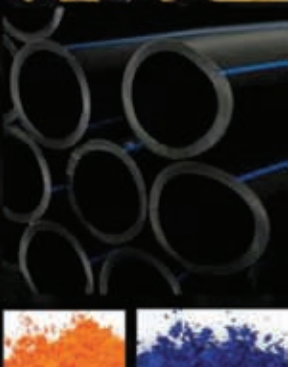
۱) تاپ کوت پلی اتیلن(PE80+) و تاپ کوت پلی پروپیلن جهت تولید لوله های آب و گاز فشار قوی (پوشش های ۳ لایه پلی اتیلن و پلی پروپیلن برای لوله های فولادی)

۲) PE100+ جهت تولید انواع لوله و اتصالات آب و گاز فشار قوی

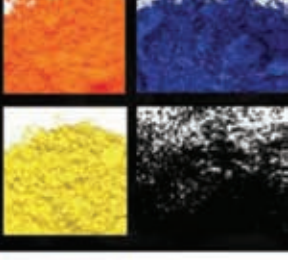
۳)کامپاند PP-r با هدف بهبود مقاومت در برابر کلرین، رسوب ناخالصی های سیال در حال انتقال، وزن پایین تر و سادگی نصب، امکان ایجاد اتصال حرارتی قطعات مختلف لوله به یکدیگر، قابلیت انتقال آب با محدوده دمایی وسیع، انتقال هوای فشرده و همچنین عایق در برابر دما در گرید های با فناوری بالا

- چسب مخصوص پایه پلی اتیلن مورد استفاده در پوشش لوله های فولادی پلی اتیلنی و پلی پروپیلنی

- پودر پری دیسپرس مشکی و رنگی به روش SSP برای تولید گرید PE100+ به عنوان شرکت تولید کننده انحصاری (ثبت اختراع شده) در خاورمیانه ، به عنوان مواد اولیه مصرفی پتروشیمی های تولیدکننده پلی اتیلن بای مودال HDPE مورد مصرف در لوله های PE80+ ، PE100+ و PP-r

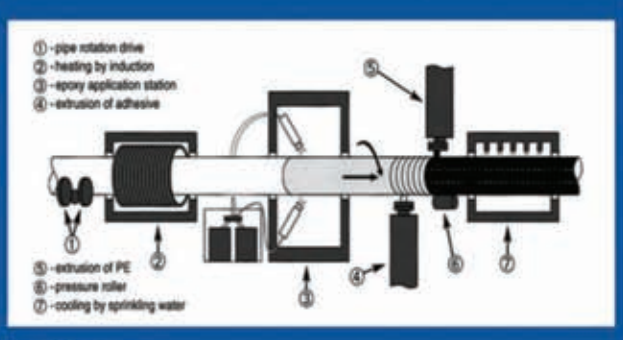


- قابلیت تامین انواع نوارهای مورد مصرف در محل اتصال (سرجوش) لوله های فولادی بر اساس فهرست شرکت ملی گاز ایران



- مفتول پلی اتیلن در قطر های ۴،۳ و ۵ میلی متری مورد استفاده در جوش داخلی PE80+، PE100+ و PP-r لوله های آب و گاز فشار قوی

PE+100 , PE +80,
PP-r, WELDING ROD,
STEEL PIPE COATING
(TOP COAT),
ADHESIVE GRANULE,
Compounds, Powder
Predisperse Solid Pigments
(Carbon Black, Blue, Orange, Yellow)



Test Types :

- EN 1555
- EN 12201
- ISO 4427
- ISO 4437
- 9080 test (house)
- RCP-S4 test PC/S 4 (10,0 bars)
- SCG test (500 hours)

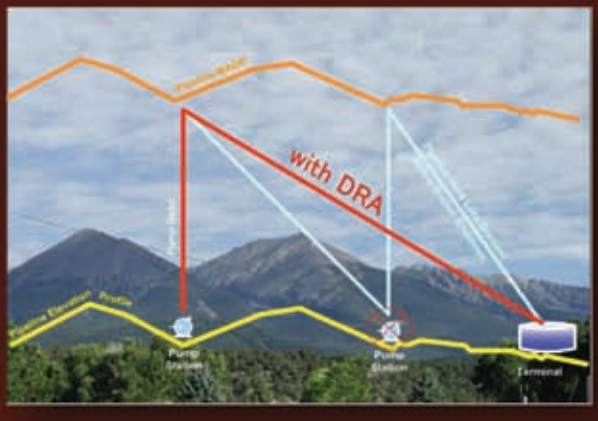
دفتر تهران :
خیابان دکتر بهشتی ، خیابان پاکستان ، کوی هشتم ، پلاک ۲۴
کدپستی : ۱۵۳۱۷۱۳۹۱۳ صندوق پستی : ۷۴۵۸-۱۵۸۷۵
تلفن : (۲۰ خط) ۸۸۷۵۰۶۱۸-۰۲۱
فاکس : ۸۸۷۵۰۶۰۲ - ۸۸۷۴۱۵۳۰ -۰۲۱

پتروصنعت طلای سیاه

عضو AVL وزارت نفت

شرکت پترو صنعت طلای سیاه:

تولیدکننده انواع مواد کاهش دهنده اصطکاک (DRA) و خدمات مخصوص جهت افزایش ظرفیت انتقال خطـوط لوله نفت‌خام و فرآورده‌های نفتی و امکان بهره‌برداری بیشتر از چاه‌های نفتی کم‌فشار



مزایای استفاده از مواد DRA :

۱. کاهش فشار عملیاتی ابتدای خطوط لوله تا حدود ۷۰ درصد

۲. افزایش دبی در خطوط لوله انتقال نفت‌خام و فرآورده تا حدود ۷۵ درصد

۳. حذف تعدادی از الکتروپمپ‌ها یا توربو پمپ‌ها در سیستم پمپاژ نفت

۴. افزایش بهره برداری از چاه‌های نفتی

۵. حفظ ایمنی خطوط لوله

۶. طراحی منعطف خط لوله با توجه به محدودیت‌ها و نیازهای عملیاتی

گواهینامه ها :

www.blackgoldchemical.com Email: Ar@blackgoldchemical.com

شرکت خرد صنعت اروند

مهندسی و ساخت تجهیزات درون چاهی نفت

اولین دارنده گواهینامه

API Validation Test V3 & V2 For Packer

در ایران

KHERAD SANAT ARVAND

www.kheradsanat.com

Email: info@kheradsanat.com

API VALIDATION TEST EUQIPMENT

Certificate of Authority to Use the Quality Logo for Product/Service/Process

Certificate of Authority to Use the Quality Logo for Product/Service/Process

Scope of Certification

	Products	Specifications	Reference Standard
Production & after-sales services	Sliding Side Door (SSD)	Size: 5 ½" | Continuous Grade V3	API 19AC Semember 2018, 1st
	Permanent Packer Retrievable Packer	Size: 7" | Continuous Grade V3 Size: 9" | Continuous Grade V3	API 11D1 January 2015, 2nd
Design	Sliding Side Door (SSD)	Continuous Grade V3	API 19AC Semember 2018, 1st
	Permanent Packer Retrievable Packer	Continuous Grade V3 Continuous Grade V3	API 11D1 January 2015, 2nd

اراک، سه راهی خمین، شهرک صنعتی شماره یک، خیابان سازندگان، خیابان توسعه

کد پستی: ۳۸۱۹۹۵۳۸۴۱ تلفن:۱۱-۳۴۱۳۰۵۰۹-۰۸۶

خرمشهر، منطقه آزاد تجاری اروند، شهرک صنعتی، فاز ۲ بعد از کارخانه آسفالت

کدپستی: ۶۴۳۸۱-۹۳۳۱۱

شناسنامه | Petroleum Outlook

ماهنامه چشم انداز نفت
حامی ساخت داخل

سال دهم شماره ۵۲. ماهنامه بهمن ۱۴۰۱
شماره ثبت ۹۰/۲۴۶۹۷

▪ صاحب امتیاز و مدیر مسئول: قدرت اله حیدری
▪ زیرنظر شورای سردبیری
▪ اسامی نویسندگان به ترتیب حروف الفبا: رضا آذین، اکبر ابوالحسنی، فردین ایدی، آرمین بازیاری، رضا پدیدار، مهدی توکلی، زهرا حاجیان، شاهین حسینی، فراز خان بلوک، مهدی خدایاری، علی درویشی، علی رسولی امیرآباد، هاشم روحی، امیر حسین روحی، حمید سلیمانی ایدیشه، محمد رضا طبیب زاده، ناصر عرفانی مجد، فرزاد قربانی، آیلین قلی‌زاده، سروش کرمیان، سمیه محبی، عماد الدین مسافری، محمد رضا معتمد کیا، علی رضا نظری، سعید هاشم پور
▪ گرافیک و صفحه آرایی: یاسمن نامدارنیا و محمد رضا طیاری
▪ عکس: سعید واشقانی فراهانی

▪ ماهنامه تخصصی نفت و انرژی (اطلاع رسانی- تحلیلی- علمی- آموزشی)
▪ دیدگاه‌های مطرح شده در مقالات و مصاحبه‌ها لزوما نظر ماهنامه نیست.
▪ اقتباس و استفاده از عموم مطالب مندرج در ماهنامه با ذکر منبع مجاز است.
▪ ماهنامه در انتخاب و ویرایش متون آزاد است و مسئولیت مطالب چاپ شده بر عهده نویسنده می‌باشد.

▪ نشانی: تهران، خیابان اسکندری شمالی، کوچه حمید، پلاک ۱۲، واحد۴

▪ تلفن امور آگهی و بازرگانی: ۰۹۰۱۳۴۲۱۳۷۷ ▪ تلفکس: ۶۶۴۳۴۴۶۸-۰۲۱
▪ وب‌سایت: www.chashmandaznaft.com
▪ اینستاگرام: chashmandaz_naft

▪ چاپ و لیتوگرافی: گلبرگ ▪ تلفن: ۳۸۲۰۸۹۵۸-۰۲۵

فهرست

ضرورت تثبیت فناوری بومی در فرآیندهای عملیاتی صنعت نفت	۳
بحران ژئوپلتیکی روسیه-اوکراین و اثرات آن بر بازار گاز	۴
مروری بر چشم انداز جهانی گاز تا سال ۲۰۵۰	۱۲
چرایی ناترازی گاز در ایران	۱۴
نوآوری در روش‌های استفاده از نفت و گاز	۱۶
راه‌حل‌های فنی-اقتصادی برای توسعه سبز پایدار	۱۸
مراحل انتقال و چرخه حیات تکنولوژی	۲۰
معرفی تکنولوژی درایو فرکانس متغیر (VFD) و کاربرد آن در مجموعه پمپ ESP	۲۶
بومی سازی تاپ‌درایو برای اولین بار در خاورمیانه	۳۰
بهینه سازی و گزارش دهی عملیات جابجایی دستگاه حفاری	۳۷
روش‌های نوین تکمیل چاه در مخازن ماسه سنگی	۴۲
روش‌های راندن کابل نمودارگیری درون لوله مغزی سیار Coiled Tubing	۴۶
ارزیابی قابلیت سرویس دهی تجهیزات در واحدهای عملیاتی پالایشگاه‌ها	۵۰
روشی نوین برای شیرین سازی آب دریا و تصفیه پساب‌های صنعتی	۵۵
نوآوری در تولید و مایع سازی هیدروژن در دمای صفر درجه	۵۹
چرا کوچینگ سازمانی و چرا اکنون؟	۶۶
معرفی کتاب؛دانشگاه نسل سوم و توسعه کسب وکار دانش‌بنیان در زیست بوم نوآوری	۶۸
مقالات برگزیده چهارمین کنفرانس بین المللی دوسالانه نفت، گاز وپتروشیمی بوشهر	۶۹

ضرورت تثبیت فناوری بومی در فرآیندهای عملیاتی صنعت نفت

قدرت اله حیدری
صاحب امتیاز و مدیر مسئول

یـک دهـه پیـش وقتـی در صنعت نفـت صحبت از اسـتفاده از تجهیزات سـاخت داخل می شـد، بدنه کارشناسـی و عملیاتی ایـن صنعـت به دلایل زیادی که البته بخش مهمی از آنها قابل دفاع بود، رغبت چندانی برای استفاده از این تجهیزات نشان نمی‌داد و با تاکید بر اینکه تکنولوژی استفاده شده در فرایندهای ساخت تجهیزات مورد استفاده در این صنعت بالاست و توان سازندگان داخلی فاصله زیادی تا کسب این تکنولوژی‌ها دارد، کمتر اجازه داده می شد که تجهیزات ساخت داخل در پروژه‌های بالادستی و پایین دستی صنعت نفت مورد استفاده قرار بگیرد و در مواردی هم که با اصرار سیاست گذاران، امکان استفاده از تجهیزات بومی شـده فراهم می شـد، با کوچکترین اشکال در عملیات، انگشت اتهام به سوی تجهیزات ساخت داخل نشانه می رفت.

ایـن رویکـرد در سـالهای اخیـر و بـا رشـد شـگفت انگیـز تـوان طراحی و مهندسـی سـازندگان داخلی و پاسـخ به نیازهای فنی بدنـه کارشناسـی وعملیاتی صنعت نفت دچار تغییر اساسـی شـده اسـت. اگر برای بومی سـازی به یک نمونه خارجی از آن تجهیـز بـرای سـاخت بروش مهندسـی معکوس نیـاز بود، طی سالیان اخیر سازندگان پرتوان کشور با تجهیز واحدهای تحقیق وتوسـعه و سـرمایه گذاری در این بخش، توانسـته اند ازروش مهندسی معکوس گذرکرده و با شناخت کارکرد فنی هر بخش از تجهیزات، امکان مهندسی مجدد تجهیزات بر اساس نیازهای عملیاتـی را فراهـم کننـد و با تکیه بـر اعتمادی که بدنه صنعت نفت به آنها پیدا کرده است در مواردی نیز با نوآوری، کارکردهای جدیدی را برای تجهیزات طراحی کرده و در فرایند سـاخت این نوآوری‌ها را اعمال کرده اند.

انجام پروژه‌های توسـعه میادین نفت وگاز توسـط شرکت‌های اکتشاف وتولید داخلی با بهره گیری از تجهیزات ساخت داخل مهر تاییدی است که صنعت نفت با همه سخت گیری هایش بـر توانمنـدی سـازندگان داخلـی زده اسـت. ایـن اعتماد فقط مختص صنایع بالادستی نیست وپالایشگاه‌ها وپتروشیمی‌های کشـور نیـز با دانش فنـی داخلی (LICENCE) راه اندازی شـده وارتقاء پیدا می کنند و کاتالیست‌های ساخت داخل در بزرگترین پالایشـگاههای کشـور بـا جسـارت واعتمـاد بدنه کارشناسـی وعملیاتـی بار گذاری می‌شـود. این اعتمـاد و فراگیری، حاصل اعتقـاد و پیگیـری متولیـان حمایت از سـاخت داخـل در وزارت نفـت و صبـوری و عـزم سـازندگان داخلـی اسـت کـه علیرغـم مشـکلات فـراوان، تمـام بی‌مهری‌هـا و ناملایمـات را بـه جـان خریده اند تا یک هدف ملی محقق شود.

این مسیرسخت باردیگر برای نفوذ فناوری‌های نوین و استفاده از تـوان شـرکتهای دانش‌بنیـان بـرای نـوآوری در فرآیندهـای عملیاتی صنعت نفت در حال تکرار اسـت. شـرکت‌هایی که با تکیـه بـر نخبـگان علمی و پژوهشـی کشـور بسـیج شـده اند تا فاصله عمیق ایجاد شده بین تکنولوژی‌های روز دنیا و فرایندهای مورد استفاده در صنعت نفت کشور را کم کنند. روند استفاده از فناوری‌های نوین ارائه شده توسط شرکت‌های دانش بنیان مطابـق پیـش بینـی متولیان امر نیسـت ولی بـرای صنعتی که چندین دهه به اسـتفاده از فرآیندهای یکنواخت عادت کرده، همیـن میـزان پذیـرش هـم مایـه امیدواری اسـت. نبایـد توقع داشت که صنعت نفت برای استفاده از فناوری‌های جدید آنهم از نوع بومی اش اشـتیاق نشـان دهد. بلکه این ارائه کنندگان فناوری‌هـای نوین و نوآورانه هسـتند کـه باید به‌روش‌های فنی واستدلالی، خود را به بدنه کارشناسی وعملیاتی صنعت نفت اثبات کنند. مدلی که اگر محقق شود هم زمینه نفوذ فناوری در صنعت را فراهم می کند و هم صنعتی را که به شـدت نیازمند روش‌هـای فناورانـه بـرای رفع چالش‌هـای عملیاتی اسـت، در مسیر نگهداشت وتوسعه یاری خواهد کرد.

در ایـن میـان سیاسـت گـذاران و متولیان نفوذ فنـاوری در این صنعـت، نقـش مهـم و اساسـی بـر عهـده دارنـد تـا بـا پرهیز از شـتابزدگی برای رسـوب فناوری در صنعت نفت، با شناسـایی حوزه هایی که امکان استفاده از فناوری‌های بومی در آنها وجود دارد، زمینـه نفـوذ فناوری‌هـای نوین را تسـهیل کنند و با صبر و تحمل مسـیر هموارى را برای تثبیت فناوری‌های نفوذ کرده در صنعت نفت ایجاد نمایند.

بحران ژئوپلتیکی روسیه-اوکراین و اثرات آن بر بازار گاز

(گزینه‌های گازی اروپا و فرصت‌های احتمالی برای ایران)

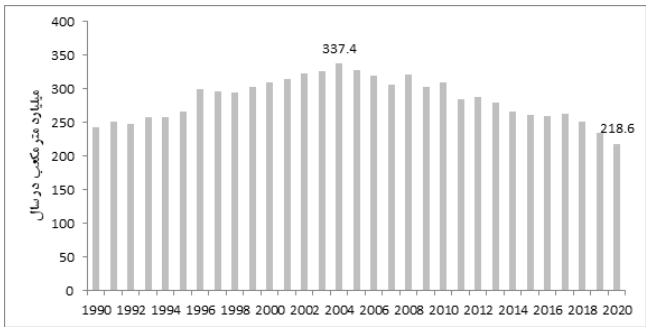
محسن سخایی
کارشناس انرژی

الف: تحلیل وضعیت موجود و چشم انداز بازار گاز اروپا

تولید گاز در اروپا

در سال ۲۰۲۰ کل تولید گاز طبیعی در اروپا ۲۱۸/۶ میلیارد متر مکعب بود که بخش عمده آن در دریای شمال تولید شده است. تولید گاز طبیعی در اروپا تا سال ۲۰۰۴ روند صعودی داشت و در این سال به ۳۳۷/۴ میلیارد متر مکعب رسید اما از سال ۲۰۰۴ تولید گاز طبیعی این منطقه روند نزولی داشته است و تا سال ۲۰۲۰ حدود ۱۱۸/۸ میلیارد متر مکعب معادل ۳۵ درصد کاهش یافته است.

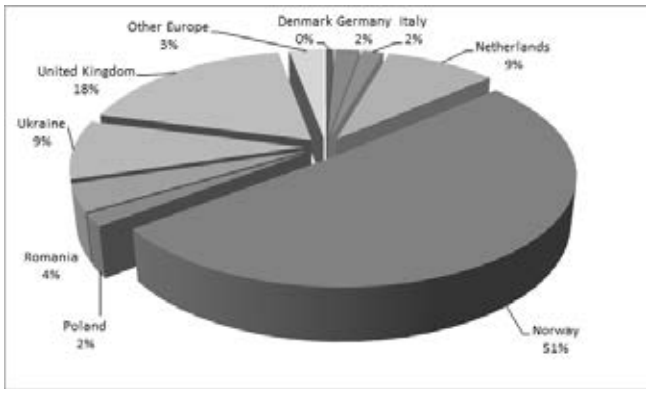
نمودار ۱: روند تولید گاز در اروپا



تولیدکنندگان گاز در اروپا

بخش عمده گاز تولید در اروپا از حوزه‌های دریای شمال تولید میشود و در این منطقه نروژ جایگاه اول را دارد و در سال ۲۰۲۰ بیش از نیمی از گاز تولیدی اروپا از حوزهای گازی و نفتی نروژ در دریای شمال و دریای بارنتز تولید شده است. در سال ۲۰۲۰ تولید گاز طبیعی نروژ ۱۱۱/۵ میلیارد متر مکعب بوده که ۵۱ درصد از کل تولید گاز اروپا را شامل میشده است بعد از نروژ، کشورهای انگلستان، هلند و اوکراین به ترتیب با تولید ۳۹/۵، ۲۰ و ۱۹ میلیارد متر مکعب در جایگاه‌های بعدی قرار داشتند

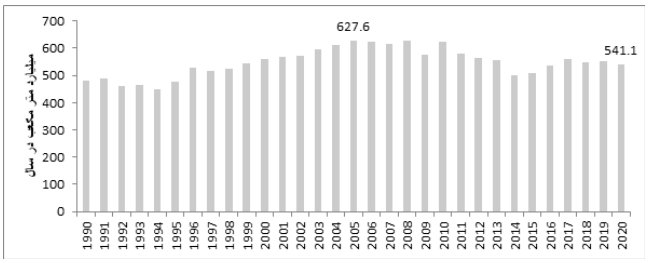
نمودار۲: سهم کشورهای مختلف از تولید گاز اروپا در سال ۲۰۲۰



مصرف گاز در اروپا

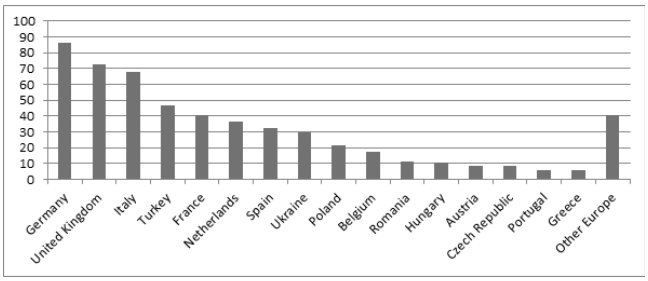
در سال ۲۰۲۰ کل مصرف گاز طبیعی در اروپا ۵۴۱/۱ میلیارد متر مکعب بود که ۲/۵ درصد نسبت به سال ۲۰۱۹ کاهش یافته است. مصرف گاز طبیعی در اروپا از سال ۲۰۰۵ روند نزولی داشته است در سال ۲۰۰۵ مصرف گاز به ۶۲۷/۶ میلیارد متر مکعب بود و از این سال مصرف این منطقه با نوساناتی روند نزولی داشت و تا سال ۲۰۲۰ حدود ۸۶/۵ میلیارد متر مکعب معادل ۱۳/۸ درصد کاهش یافته است اما به دلیل کاهش بیشتر تولید واردات گاز این منطقه افزایش یافته است

نمودار ۳: روند مصرف گاز در اروپا



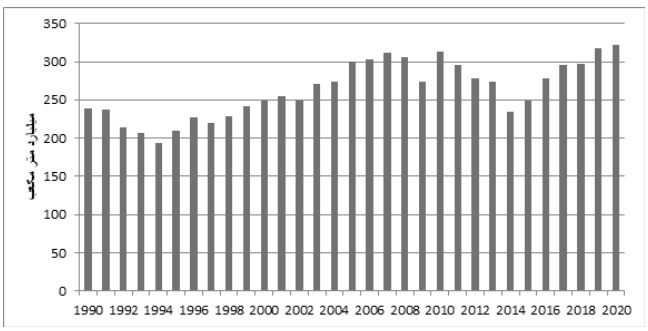
همانطور که در نمودار ذیل ملاحظه میشود در سال ۲۰۲۰ آلمان با مصرف ۸۶/۵ میلیارد متر مکعب بزرگترین مصرف کننده گاز طبیعی در اروپا بوده و کشورهای انگلستان، ایتالیا و ترکیه به ترتیب با مصرف ۷۲/۵، ۶۷/۷ و ۴۶/۴ میلیارد متر مکعب در رتبه‌های بعدی قرار داشته اند

نمودار ۴: مهمترین مصرف کنندگان گاز در اروپا در سال ۲۰۲۰(میلیارد متر مکعب)



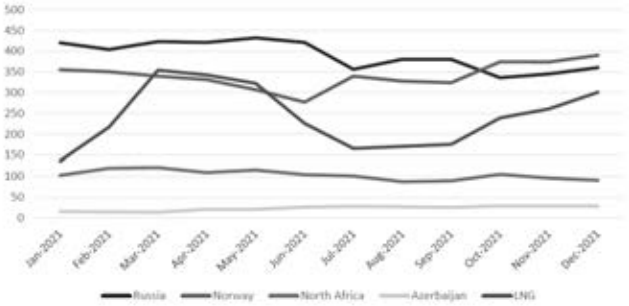
واردات گاز طبیعی اروپا

همانطور که اشاره شد اگرچه در چند سال گذشته مصرف گاز طبیعی اروپا روند نزولی داشته اما به دلیل افت بیشتر روند تولید این منطقه، واردات گاز طبیعی منطقه روند صعودی داشته و در سال ۲۰۲۰ کل واردات این منطقه به ۳۲۲/۵ میلیارد متر مکعب رسیده است که بالاترین سطح واردات منطقه می باشد.

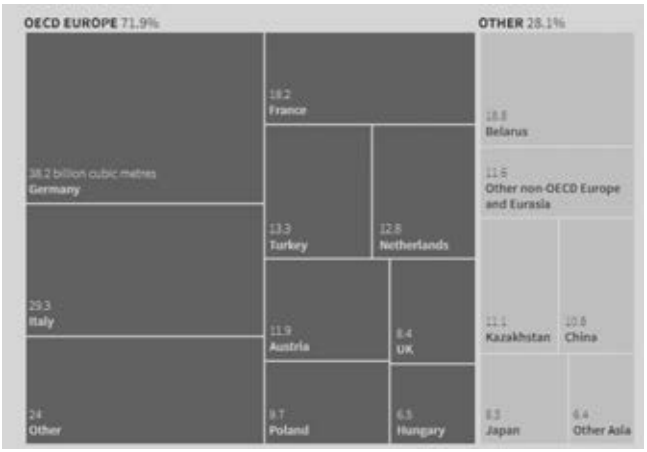


بخش عمده مصرف گاز اروپا از طریق واردات تامین میشود که بخش عمده آن از طریق خطوط لوله روسیه به اروپا است. مهمترین منابع وارداتی گاز اروپا به ترتیب عبارتند از: روسیه، ال ان جی وارداتی، شمال افریقا و آذربایجان هستند

نمودار ۶: واردات گاز اروپا به تفکیک منبع در سال ۲۰۲۱
(میلیون متر مکعب در روز)

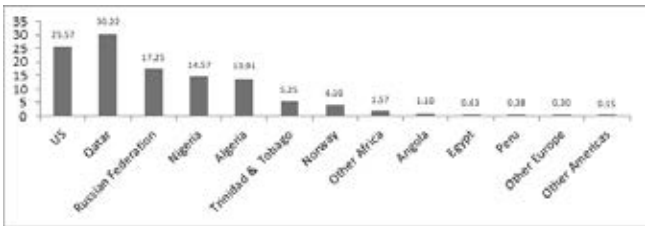


جدول ۱: واردات گاز کشورهای اروپایی از روسیه در سال ۲۰۲۰



در سال ۲۰۲۰ کل واردات ال ان جی اروپا ۱۱۴/۸ میلیارد متر مکعب بوده و قطر با ۳۰/۲ میلیارد متر مکعب بزرگترین صادرکننده ال ان جی به اروپا بوده است و سپس آمریکا با ۲۵/۶ میلیارد متر مکعب در جایگاه دوم قرار داشته است در چند سال گذشته واردات ال ان جی اروپا روند صعودی داشته است

نمودار ۷: صادرکنندگان ال ان جی به اروپا در سال ۲۰۲۰ (میلیارد متر مکعب)



ب: تحلیل وضعیت موجود و چشم انداز صنعت گاز روسیه

تغییر در الگوی مبادلاتی

روسیه بزرگترین صادرکننده گاز جهان از طریق شرکت دولتی گازپروم است. صادرات خطوط لوله همچنان از انتظارات فراتر رفته و گازپروم رکورد صادرات به اروپا و ترکیه را ۱۹۹ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۱۹ گزارش کرده است. با وجود کاهش صادرات در سال ۲۰۲۰ به دلیل کووید-۱۹، تقاضای اروپا همچنان پیش از شروع جنگ روسیه و اکراین قوی بود و کاهش تولید بومی و همچنین افزایش تقاضای بخش برق از حجم آینده صادراتی روسیه حمایت می‌کرد. صادرات گاز خط لوله از طریق ترک‌استریم و به چین اخیرا آغاز شده بود. این دو مسیر، جایگزین‌های عرضه و همچنین بازارهای جدید را به روسیه ارائه می دهند. پس از سال ۲۰۲۰، صادرات LNG با افزوده شدن واحد جدید LNG در پایانه یامال به رشد خود ادامه داده بود.

خطوط لوله انتقال گاز روسیه به اروپا

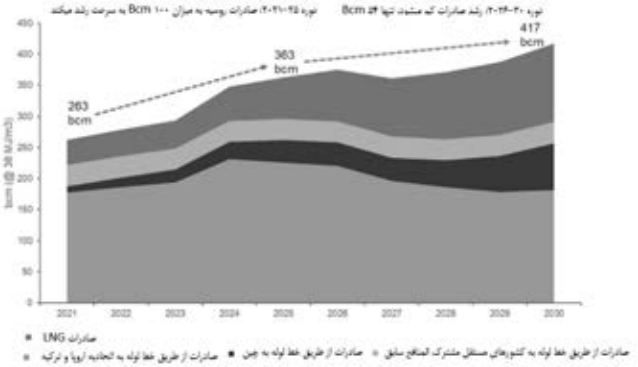
مسیرهای مهم انتقال شامل خط لوله یامال است که از بلاروس و لهستان با ظرفیت ۳۳ میلیارد متر مکعب در سال عبور می کند و خط لوله بزرگتر جریان شمالی در دریای بالتیک که می تواند ۵۵ میلیارد متر مکعب در سال را انتقال دهد. بر اساس گزارش اکونومیست، سالانه ۴۰ میلیارد متر مکعب بیشتر از طریق اوکراین قابل حمل است. اقتصادهای بزرگ اروپایی که ۴۰ درصد یا بیشتر از گاز طبیعی خود را از روسیه تامین می کنند عبارتند از آلمان، ایتالیا و لهستان. بسیاری از کشورهای کوچکتر، به‌ویژه در اروپای شرقی و بالکان، حتی بیشتر به تامین گاز روسیه وابسته هستند.

شکل ۱: خطوط لوله عمده گاز طبیعی روسیه به اروپا
(به میلیارد متر مکعب در سال)

پتانسیل صادراتی گاز روسیه:

مصرف داخلی گاز در روسیه در دهه گذشته نسبتاً ثابت بوده است و از ۴۷۳ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۱۱ به حدود ۵۰۰ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۲۱ رسیده است. به این ترتیب، بزرگترین محرک برای توسعه عرضه گاز روسیه، صادرات خواهد بود. طبق آخرین چشم انداز افق سرمایه گذاری جهانی گاز وود مکنزی، صادرات روسیه تا سال ۲۰۲۵ باید ۱۰۰ میلیارد مترمکعب افزایش می‌یافت. بخشی از این افزایش برای تطبیق با خط لوله ۳۸ میلیارد مترمکعبی «قدرت سیبری» به چین و ۲۸ میلیارد مترمکعب LNG ۲ قطب شمال مورد نیاز بود. با این حال، به دلیل کاهش تولید داخلی و ایجاد تعادل مجدد در بازار LNG که باعث کاهش واردات LNG از سال ۲۰۲۳ خواهد شد، حدود ۵۰ میلیارد متر مکعب صادرات خط لوله اضافی به اروپا نیز مورد نیاز بود. ولی انتظار می‌رفت که رشد در صادرات روسیه پس از سال ۲۰۲۵ با کاهش مواجه شود. انتظار میرفت که کاهش تقاضای گاز اروپا و افزایش سرمایه گذاری در عرضه و دسترسی اروپا به LNG، بر تقاضا برای صادرات خط لوله روسیه به سمت غرب تاثیر بگذارد. ابهاماتی در مورد افزایش صادرات خط لوله به چین، فراتر از خط لوله قدرت سیبری، و همچنین تحولات عرضه LNG وجود داشت. پیش‌بینی وود مکنزی پیش از شروع جنگ این بود که صادرات بین سال‌های ۲۰۲۵ تا ۲۰۳۰ تنها ۵۴ میلیارد متر مکعب افزایش خواهد یافت.

نمودار ۸: روند تحولات صادرات گاز روسیه در افق ۲۰۳۰



Source: Wood Mackenzie

چشم انداز عرضه گاز روسیه تا ۲۰۳۰

روسیه به تدریج عرضه گاز را افزایش داده است: از ۵۸۴ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۰۰، به ۶۵۱ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۱۰ و به میزان بی‌سابقه حدود ۷۶۲ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۲۱. پیش از شروع جنگ بین روسیه و اکراین، انتظار این بود که این روند رو به رشد ادامه یابد. با در نظر گرفتن گذار انرژی، روسیه به دنبال کسب درآمد سریع از منابع عظیم خود بود و در نظر داشت پروژه‌های مختلفی را در چند سال آینده آغاز کند. قرار بود عرضه از منطقه یامال-ننتس کماکان مهم ترین مرکز تولید ادامه یابد، اما میادین بزرگ دیگری نیز در شرق سیبری و خاور دور در برنامه توسعه قرار داشتند.

این برنامه‌ها عبارتند از:

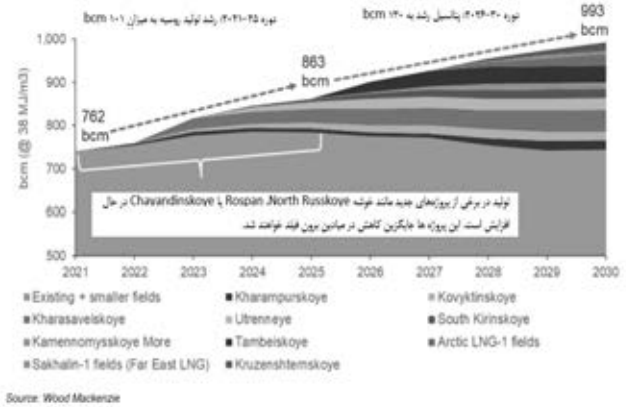
•رشد در میادین فعلی: این برنامه‌ها شامل پروژه هایی مانند Chayandinskoye گازپروم و خوشه North Russkoye از NOVATEK می شود. رشد در میادین در حال تولید، کاهش پروژه‌های برونفیلد را جبران می کند و منجر به رشد تولید داخلی تا سال ۲۰۲۵، پیش از شروع کاهش کلی می‌شوند.

• پروژه‌های گازی جدید خط لوله: چندین میدان غول پیکر در حال حاضر در حال توسعه هستند و تا سال ۲۰۲۶ به بهره برداری خواهند رسید. اینها عبارتند از Kharampurskoye (2022)، Kovyktinskoye (2022)، Kharasaveiskoye (2023)، South Kirinskoye (2024)، Tambei. (2026) و Kamennomysskoye More (2025)

• پروژه‌های جدید LNG: پروژه‌های در دست توسعه عبارتند از قطب شمال LNG-۲ و بالتیک LNG (بخشی از مجتمع شیمیایی گاز Ust-Luga). گاز پروژه دومی که ذکر شد، توسط میدان Tambeiskoye عرضه می شود که بخشی از حجم آن به بازار داخلی نیز می رسد. سایر پروژه‌های پیش از FID می‌توانند در بخش دوم این دهه آغاز شوند، از جمله میدان Kruzenshternskoye و همچنین توسعه LNG-۱ قطب شمال و توسعه LNG خاور دور (میادین ساخالین-۱). در نهایت، انتظار می‌رود که تولید نفت روسیه در این دهه با پروژه‌های جدید در تایمیر و شرق سیبری رشد کند. این امر با رشد تولید گاز همراه مشاهده خواهد شد.

به طور خلاصه، طبق پیش‌بینی وود مکنزی، حدود ۱۰۱ میلیارد مترمکعب عرضه بیشتر تا سال ۲۰۲۵ پیش از شکل گیری جنگ باید محقق می‌شد، که همه آن از میادین در حال توسعه قرار بود تامین شود. و امکان توسعه حدود ۱۳۰ میلیارد متر مکعب دیگر تا سال ۲۰۳۰ موجود بود که پتانسیل رشد کل عرضه گاز را تا سال ۲۰۳۰ به تقریباً ۱ تریلیون مترمکعب می رساند.

نمودار ۹: چشم انداز تولید گاز روسیه در افق ۲۰۳۰



Source: Wood Mackenzie

روسیه در نظر داشت که کمترین میزان ممکن گاز را از طریق اوکراین صادر کند

گازپروم معمولاً گازی را که اروپا نیاز داشته تأمین کرده و در صورت نیاز حجم بیشتری را رزرو می کرده و به شدت از سهم بازاری خود در اروپا دفاع می‌کرده است. به دلیل شبکه خط لوله گسترده و هزینه‌های پایین تولید، روسیه توانایی انجام این کار را داشته و این امکان را داشته که قیمت گاز را در بازار اروپا پایین نگه دارد و به نوبه خود عرضه خط لوله از کشورهای دیگر و محموله‌های LNG را به مقصدهای دیگر در جهان منحرف می کند. ولی در سال ۲۰۲۱، علیرغم افزایش تقاضا، گازپروم تمایلی به رزرو هر گونه حجم اضافی گاز از طریق اوکراین را نداشت، که این امر باعث تشدید قیمت‌های بالای گاز در اروپا شده است. در شرایط عادی بازار، در یک چنین شرایطی محموله‌های LNG برای جبران کمبود باید به طرف اروپا سرازیر می‌شدند. با این حال، بازار جهانی LNG با ظرفیت مازاد کم و سطوح پایین ذخیره سازی پس از یک زمستان سخت، باعث شده است که گازپروم بتواند به محیطی تقریباً عالی برای به حداکثر رساندن دریافتی بدون هیچ گونه تهدید جدی برای موقعیت سهم بازار خود دست یابد. گازپروم در نظر داشت از این طریق فشار را برای به نتیجه رساندن پروژه نورد استریم ۲ نیز افزایش دهد. البته دلایل اقتصادی نیز در پس کاهش صادرات گاز از طریق اوکراین در سال ۲۰۲۱ وجود داشته است زیرا طبق آنچه در مذاکرات ۲۰۲۰ تا ۲۰۲۴ بین دو کشور مطرح شده، تعرفه ارسال گاز روسیه از طریق اوکراین به اروپا به نسبت به خط لوله یمال یا نورد استریم بالاتر بوده است.

نورد استریم ۲ برای جایگزینی حجم‌های از دست رفته از طریق اوکراین

نورد استریم که در اواخر سال ۲۰۱۱ تکمیل شد، اولین خط لوله از دو خط لوله برنامه ریزی شده بود که مستقیماً از روسیه به آلمان می رود. Nord tream ۲ دومین مورد از این دو خط لوله است و ساخت و ساز بیش از ۹۵٪ تکمیل شده است.. طول این مسیر ۱۲۳۰ کیلومتر است و هر کدام از این دو خط لوله ظرفیت انتقال ۵۵ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی از روسیه به آلمان در سال را دارا می‌باشند. گازپروم از اواسط سال ۲۰۱۷ از طریق نورد استریم گاز را با ظرفیت نزدیک یا کمی بالاتر از حداکثر ظرفیت استاندارد صادر کرده است. عوامل متعددی ما را به این دیدگاه سوق می دهد که نورد استریم ۲ این قابلیت را دارد که به میزان قابل توجهی سریعتر از مدل قبلی خود به ظرفیت حداکثر در نیمی از زمان نورد استریم ۱ افزایش می یابد. بیانیه‌های گازپروم روشن کرده است که هر حجم اضافی گاز مورد نیاز اروپا پس از تکمیل از طریق نورد استریم ۲ صادر خواهد شد. میادین گازی که قرار است خطوط لوله نورد استریم را تامین کنند، مورد تمرکز گازپروم و سرمایه گذاری است و این در نقطه مقابل میادین بالغ و رو به زوال تامین کننده سیستم ترانزیت گاز

اوکراین می‌باشد. علیرغم تاخیر در نورد استریم ۲، گازپروم در اوایل آگوست گزارش داد که حجم صادرات ۲۳/۲ درصد در سال گذشته افزایش یافته است یعنی کمی کمتر از ۲۲ میلیارد متر مکعب. با این حال، گازپروم اعلام کرده است که انتظار دارد حجم صادرات اروپا در سال ۲۰۲۱ بین ۱۷۵ تا ۱۸۳ میلیارد مترمکعب باشد که بسیار نزدیک به حجم صادرات در سال ۲۰۲۰ یعنی ۱۷۵ میلیارد مترمکعب خواهد بود. برای رسیدن گازپروم به این محدوده مورد انتظار، حجم صادرات باید قبل از پایان سال کاهش می‌یافت. با این حال، با توجه به رکورد قیمت گاز در اروپا، و همچنین اختلال در عرضه ناشی از آتش سوزی در کارخانه میعانات گازی Urengoy، این امر بعید به نظر می‌رسد.

گاز بیشتر به سمت شرق

قرار بود توزیع بازار صادرات گاز روسیه از سال ۲۰۲۰ پس از اجرایی شدن قرارداد ۳۸ میلیارد مترمکعبی گاز روسیه با چین تغییر کند. همزمان با هدایت گاز بیشتر به چین، واردات اروپا احتمالاً ثابت می‌ماند اما مانند صادرات آسیایی شکوفا نمی‌شود. واردات LNG از طریق وارد کنندگان معتبر - از جمله لهستان، لیتوانی و احتمالا کرواسی - جایگزین مناسبی برای گاز روسیه خواهد بود. جریان گاز خط لوله از آذربایجان از طریق مسیر کریدور جنوبی قرار است در سال ۲۰۲۰ آغاز شود. بخش‌های برق در سراسر اتحادیه اروپا و ترکیه به استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر بیشتری ادامه خواهند داد. خطوط لوله بالقوه به اروپا، از جمله ترک استریم و نورد استریم ۲، به جای افزایش قابل توجه تحویل، تنها عرضه گاز را منحرف می‌کند. کشورهای اتحاد جماهیر شوروی سابق - به ویژه اوکراین و بلاروس - بازار کوچکتری را برای روسیه تشکیل خواهند داد. اوکراین مصرف داخلی را به میزان قابل توجهی کاهش داده است و از سال ۲۰۱۶ به طور کامل از گاز روسیه دور شده است. اگرچه به طور غیر مستقیم گاز روسیه را از جریان‌های معکوس اروپا وارد می کند. بلاروس در حال ساخت یک نیروگاه هسته ای ساخت روسیه است که مصرف گاز در بخش برق را به میزان قابل توجهی کاهش می دهد.

LNG در نهایت نقش بزرگتری را ایفا می کند

تغییر کلیدی دیگر در بازار صادرات گاز روسیه، رشد LNG به عنوان سهمی از کل صادرات گاز روسیه است. پیش بینی می‌شود که صادرات LNG از Yamal LNG در سال‌های ۲۰۱۸، ۲۰۱۹ و ۲۰۲۰ افزایش یابد و با آنلاین شدن هر واحد جدید تولید ۵/۵ میلیون تنی افزایش یابد. همه واحدها در حال حاضر فعال هستند. LNG شرق دور در سال ۲۰۱۳ FID دریافت کرد، اگرچه Rosneft اساساً این توسعه را متوقف کرده است. پروژه نواتک Arctic LNG ۲ در سپتامبر ۲۰۱۹ به FID رسید. این توسعه بخش مهمی از استراتژی صادرات بلندمدت برای تولید گاز روسیه است، با هزینه کم که هدف آن تصاحب سهم بازار بیشتری از تقاضای LNG آسیا است. هدف این تاسیسات این است که تا سال ۲۰۲۳ اولین واحد از سه واحد مایع سازی را با ظرفیت کامل ۲۶/۹ میلیارد متر مکعب تا سال ۲۰۲۶ آنلاین کند. روسیه همچنین گشایش مسیر دریای شمالی را که مسیر دریایی بسیار کوتاه‌تری به سمت آسیا در قطب شمال واقع در شمال روسیه است، را ترویج می‌کند. در حال حاضر، یخ دریا ترانزیت از این مسیر را به پنج یا شش ماه در سال محدود می کند. انتظار می‌رود صادرات LNG روسیه از سال ۲۰۱۸ رشد کند و از صادرات جدید خط لوله قدرت سیبری حمایت کند. توسعه LNG و تعهد صادرات سالانه ۳۸ میلیارد متر مکعب به چین، محرک‌های اصلی رشد صادرات گاز روسیه هستند.

در عین حال، تشدید تنش نظامی روسیه و ناتو بر سر اوکراین خطراتی را برای میزان صادرات گاز روسیه به اروپا در سال‌های آینده ایجاد می کند. افزایش اخیر قیمت گاز اروپا، همچنین پیامد عرضه محدود گاز روسیه از طریق لوله به اروپا، اعتماد به توانایی روسیه برای تامین گاز را حتی پیش از شروع جنگ متزلزل کرده بود: در صورتی که جنگ بین روسیه و اکراین رخ نمیداد، انتظار می‌رفت که روسیه با کمک موج جدید پروژه‌های گازپروم، نواتک، روس نفت و شرکای آنها بر عرضه خود بیافزاید. منطقه یامال-ننتس کماکان بر عرضه غلبه خواهد داشت. اما بسیاری از افزایش رشد تولید روسیه باید طی ۳ سال آینده اتفاق می‌افتاد و روسیه باید تا سال ۲۰۲۵ حدود ۱۰۰ میلیارد متر مکعب دیگر تولید می کرد که شامل ۵۰ میلیارد متر مکعب افزایش صادرات به اروپا می‌شد. در حال حاضر برنامه‌هایی برای حمایت از این رشد، از جمله افزایش تولید در میادین موجود و راه‌اندازی میادینی که اخیراً تحریم شده‌اند، طراحی شده اند. با این حال، مقیاس الزامات به سمت محدودیت در دسترس بودن ظرفیت اضافی اشاره می کند که به ایجاد ریسک صادراتی تحت شرایط آب و هوای سرد و/یا تاخیر در راه اندازی می‌انجامد. توسعه عرضه پس از سال ۲۰۲۵ ممکن است کندتر باشد. تقاضای اروپا کاهش می یابد در حالی که خطراتی در مورد توسعه بیشتر خط لوله به سمت چین و عرضه LNG وجود دارد. وود مکنزی برای ۷۳ میلیارد متر مکعب از تولید بالقوه روسیه ریسک مورد نیاز بازار نبودن را پیش‌بینی کرده است که به معنی این است که برخی از پروژه‌های بالادستی به تعویق می افتند یا متوقف می شوند. شرکت‌ها ممکن است نیاز داشته باشند تمرکز خود را روی متانول، آمونیاک و گاز به مواد شیمیایی به عنوان گزینه‌های جایگزین برای کسب درآمد از ذخایر با توجه به گذار انرژی تغییر دهند.

حتی با اتصال به چین، اروپا بزرگترین بازار صادرات گاز روسیه باقی خواهد ماند. علی‌رغم تلاش‌های اروپا و روسیه برای تنوع بخشیدن به منابع و بازارهای گاز خود، زیرساخت‌ها و محدودیت‌های در دسترس وجود دارد که از تغییر اساسی بازارهای خود در ۱۰ سال آینده جلوگیری می کند. علاوه بر این، علیرغم لفاظی‌های سیاسی اتحادیه اروپا علیه گاز روسیه، کشورهایی که در اروپای شرقی، مرکزی و جنوبی بیشتر به گاز روسیه وابسته هستند، تمایلی به رد کردن روسیه به عنوان یک شریک به طور کامل ندارند. یونان، بلغارستان و صربستان از جمله حامیان افزایش ارتباطات گازی با روسیه بوده اند.

آنچه آورده شد، بیان وضعیت جاری و پیش‌بینی از ظرفیت صادراتی و تقاضای اروپا پیش از شروع جنگ بین روسیه و اوکراین بود. با آغاز جنگ از هفته گذشته، رسما پروژه نورد استریم ۲ متوقف شده در حالی که به نظر می‌رسد علاوه بر ۷۳ میلیارد متر مکعب ظرفیت مازاد گازی روسیه، با توجه به کاهش تقاضای اروپا از این کشور در پی شکل گرفتن تحریم‌ها علیه روسیه، حجم بیشتری از گاز این کشور بدون مشتری باقی خواهد ماند و روسیه باید تلاش کند یا صادرات گاز را از طریق خط لوله به چین یا سایر کشورهای خاور دور فزایش دهد یا مشتریان جدیدی برای LNG خود بجز قاره اروپا بیابد.

ج: تحریم‌های جدید روسیه و اثرات اقتصادی آن

تحریم‌های اخیر وضع شده بر روسیه

اقتصادهای بزرگ جهانی با هدف افزایش فشار بر سیستم مالی روسیه و انزوای روسیه از جهان تجارت و صنایع با فناوری پیشرفته. با این حال، رهبران جهان محتاط هستند تا از هر گونه سرریز اثرات ناخواسته بر بازارهای جهانی انرژی دوری کنند. در زیر، تحریم‌های اصلی اتخاذ شده توسط اتحادیه اروپا، بریتانیا و ایالات متحده آمریکا پرداخته می شود.

اتحادیه اروپا:

مرحله اول تحریم ها

اتحادیه اروپا رسما اولین بخش از اقدامات علیه روسیه را در ۲۳ فوریه ۲۰۲۲ منتشر کرد از طریق چهار تصمیم شورا و ۵ آیین نامه شورا. اقدامات شامل

۱- تحریم ها

اقدامات محدود کننده، یعنی مسدود کردن دارایی ها، ممنوعیت در دسترس قرار دادن وجوه افراد و نهادهای ذکر شده و ممنوعیت سفر از ورود یا عبور از آن اتحادیه اروپا

۲- محدودیت‌های مالی علیه روسیه

با هدف مهار توانایی دولت روسیه و بانک مرکزی برای دسترسی به سرمایه و بازارهای مالی و خدمات اتحادیه اروپا.

• بر این اساس خرید یا فروش مستقیم یا غیرمستقیم، تأمین مستقیم یا غیرمستقیم سرمایه گذاری خدمات برای یا کمک در صدور یا هر معامله دیگری که قابل انتقال است، اوراق بهادار و ابزارهای بازار پول منتشر شده پس از ۹ مارس ۲۰۲۲ توسط دولت و بانک مرکزی روسیه ممنوع است.

• هر گونه وام یا اعتبار جدید به روسیه، دولت آن و بانک مرکزی روسیه پس از آن ۲۳ فوریه ۲۰۲۲.

۳- محدودیت در روابط اقتصادی با دونتسک و مناطق لوهانسک

• ممنوعیت واردات کالاهای منشأ این مناطق از جمله ممنوعیت فعالیت‌های تامین مالی، بیمه و اتکایی مرتبط، به استثنای کالاهایی که برای آنها مقامات اوکراین گواهی مبدا را مطابق با اتحادیه اروپا و اوکراین صادر کردند، موافقتنامه انجمن (معافیت برای اجرای قراردادهای منعقد شده قبل از ۲۳ فوریه تا ۲۴ مه)

• ممنوعیت سرمایه گذاری در املاک و یا اشخاص حقیقی در این مناطق ۹

• ممنوعیت ارائه خدمات گردشگری

• ممنوعیت صادرات برای کالاها و فناوری‌های فهرست شده مناسب برای استفاده در حمل و نقل، صنایع مخابرات، انرژی، نفت، گاز و منابع معدنی؛ و ممنوعیت برای ارائه هرگونه کمک فنی مرتبط، خدمات دلالی و تامین مالی.

مرحله دوم تحریم ها

تشدید فعالیت‌های نظامی روسیه در اوکراین باعث شد اتحادیه اروپا به سرعت بخش دوم را مستقر کند اقدامات علیه روسیه پس از جلسه شورا در ۲۴ فوریه، شورا موافقت کرد اعمال تحریم‌های اضافی در بخش مالی، انرژی و حمل و نقل، کالاهای با استفاده دوگانه و همچنین کنترل صادرات و تامین مالی صادرات، سیاست ویزا، لیست‌های اضافی از افراد روسی و معیارهای جدید لیست.

ویژگی‌های اصلی تحریم‌های بخش دوم بر چهار بخش (مالی، انرژی، حمل و نقل و فناوری). عناصر کلیدی به شرح زیر است:

تحریم‌های مالی بیشتر با هدف قرار دادن ۷۰ درصد از دولت، بازار و کلیه روسیه شرکت‌های دولتی، که مانع از دسترسی روسیه به بازارهای سرمایه اتحادیه اروپا می شود.

محدودیت‌ها/ممنوعیت‌های تجاری و کنترل‌های صادراتی برای قطع دسترسی روسیه به موارد حیاتی فناوری و سایر بخش‌های استراتژیک

ممنوعیت تأمین دعاوی مربوط به اجرای تحریم‌ها در خصوص افراد و نهادهایی که به عنوان هدف شناسایی شده اند. تجدید نظر در قوانین ویزا، پایان دادن به دسترسی ممتاز دیپلمات‌ها و گروه‌های مرتبط

مرحله سوم تحریم ها

• حذف برخی مؤسسات مالی روسیه از سوئیفت

• اقدامات برای جلوگیری از اقدام بانک مرکزی روسیه برای استفاده از حدود ۶۰۰ میلیارد دلار ذخایر برای تضعیف تحریم‌های اتخاذ شده

• محدودیت در شیوه‌های «ویزای طلایی»

• ایجاد یک «گروه ویژه فراآتلانتیکی که اجرای موثر تحریم‌های مالی با شناسایی و مسدود کردن دارایی‌های تحریم‌شدگان افراد و شرکت هایی که در حوزه قضایی وجود دارند

• همچنین اقداماتی برای مقابله با اطلاعات نادرست و «سایر اشکال ترکیبی» آغاز خواهد شد

آمریکا

• آمریکا در ۲۴ فوریه تحریم‌های جدید زیر را بر روسیه وضع کرد:

• قطع ارتباط با سیستم مالی ایالات متحده برای بزرگترین مالی روسیه موسسه، Sberbank؛

• تحریم‌های مسدود کننده کامل دومین موسسه مالی بزرگ روسیه، بانک VTB، دیگر مؤسسات مالی بزرگ روسیه و نخبگان روسی و خانواده‌های آنها

• محدودیت‌های جدید بدهی و حقوق صاحبان سهام در سیزده شرکت و نهاد روسی

• محدودیت‌های صادراتی به روسیه عمدتاً شامل موارد زیر است:

• محدودیت در صادرات تقریباً تمام اقلام و اقلام ایالات متحده تولید شده در کشورهایی که از نرم افزار، فناوری یا تجهیزات با منشاء ایالات متحده استفاده می‌کنند که کاربران نهایی نظامی دارند، از جمله وزارت دفاع روسیه در هر کجا که باشند؛

محدودیت در صادرات فناوری‌های حساس ایالات متحده تولید شده در کشورهایی که از نرم افزار، فناوری یا تجهیزات با منشاء ایالات متحده استفاده می‌کنند، از جمله نیمه هادی ها، مخابرات، امنیت رمزگذاری، لیزر، حسگرها، ناوبری، اویونیک و فناوری‌های دریایی.

کشورهای دیگر همسویی خود را با اتحادیه اروپا، بریتانیا و ایالات متحده و تحریم‌های اتخاذ شده اعلام کردند و به شرح زیر می باشد:

کانادا علاوه بر اقدامات اولیه خود علیه روسیه، دومین اقدام خود را نیز اتخاذ کرد از جمله محدودیت‌های اضافی برای افراد و نهادها، محدودیت در صادرات به روسیه (توقف درخواست‌های جدید مجوز صادرات) و لغو مجوزهای صادراتی معتبر

نخست وزیر ژاپن نیز اعلام کرد که تحریم‌های بیشتری را اعمال خواهند کرد از جمله کنترل صادرات محصولات با تکنولوژی بالا مانند نیمه هادی ها، توقف در دارایی‌های نگهداری شده توسط موسسات مالی روسیه و تعلیق صدور ویزا برای برخی افراد و نهادهای روسی

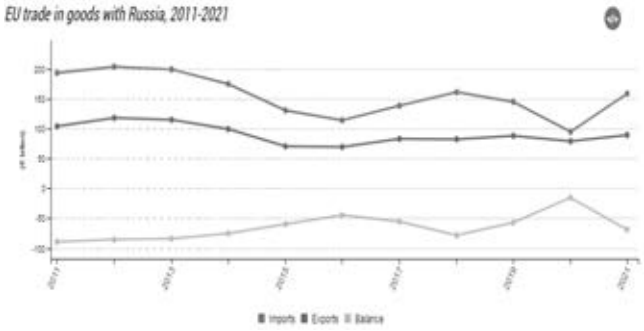
استرالیا، تایوان، کره جنوبی و سوئیس به گسترش اقدامات تحریمی خود بر علیه افراد و محدودیت‌های صادراتی برای کالاهای با فناوری پیشرفته پرداختند.

وضعیت تجاری اتحادیه اروپا با روسیه

نمودار زیر واردات و تراز تجاری بین اتحادیه اروپا و روسیه را از سال ۲۰۱۱ تا ۲۰۲۱ نشان می دهد. در سال ۲۰۱۱، اتحادیه اروپا ۸۹ میلیارد یورو کسری تجاری با روسیه داشت. کسری تجاری در کل دوره باقی ماند و در سال ۲۰۲۱ به ۶۹ میلیارد یورو رسید. هم صادرات به روسیه و هم واردات از روسیه بین سال‌های ۲۰۱۱ تا ۲۰۲۱ کاهش یافت. صادرات اتحادیه اروپا به روسیه در سال

۲۰۱۲ بالاترین میزان (۱۱۸ میلیارد یورو) و کمترین میزان در سال ۲۰۱۶ (۶۹ میلیارد یورو) بود.). واردات اتحادیه اروپا از روسیه در سال ۲۰۱۲ بالاترین میزان (۲۰۴ میلیارد یورو) و کمترین میزان در سال ۲۰۲۰ (۹۵ میلیارد یورو) بود.

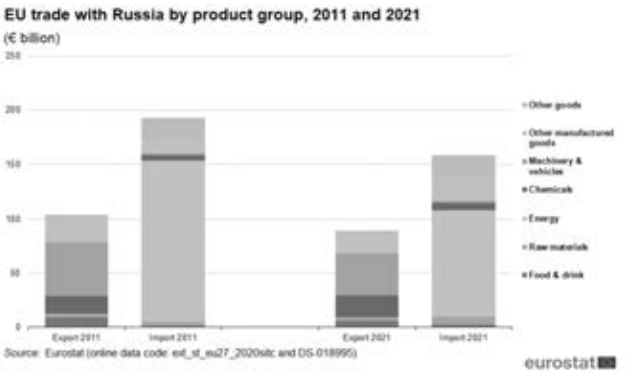
نمودار ۱۰: روند تجارت کالای اتحادیه اروپا با روسیه



منبع: Eurostat

تفکیک تجارت اتحادیه اروپا با روسیه در نمودار زیر نشان داده شده است. سایه‌های قرمز نشان دهنده کالاهای اولیه است: غذا و نوشیدنی، مواد خام و انرژی، در حالی که سایه‌های آبی کالاهای تولید شده را نشان می دهد: مواد شیمیایی، ماشین آلات و وسایل نقلیه و سایر محصولات تولیدی. کالاها در نهایت سایر کالاها با رنگ سبز نشان داده شده اند. در سال ۲۰۲۱، صادرات کالاهای تولیدی اتحادیه اروپا (۸۸ درصد) سهم بیشتری نسبت به کالاهای اولیه (۱۰ درصد) داشت. بیشترین کالاهای تولیدی صادراتی مربوط به ماشین آلات و وسایل نقلیه (۴۴ درصد) و پس از آن مواد شیمیایی (۲۳ درصد) و سایر کالاهای تولیدی (۲۲ درصد) بوده است. در سال ۲۰۲۱، واردات کالاهای اولیه اتحادیه اروپا (۶۸ درصد) سهم بیشتری نسبت به کالاهای تولیدی (۱۹ درصد) داشت. بیشترین کالاهای اولیه وارداتی انرژی (۶۲ درصد) و پس از آن مواد خام (۵ درصد) و غذا و نوشیدنی (۱ درصد) بوده است.

نمودار ۱۱: تجارت اتحادیه اروپا با روسیه به تفکیک گروه



منبع: Eurostat

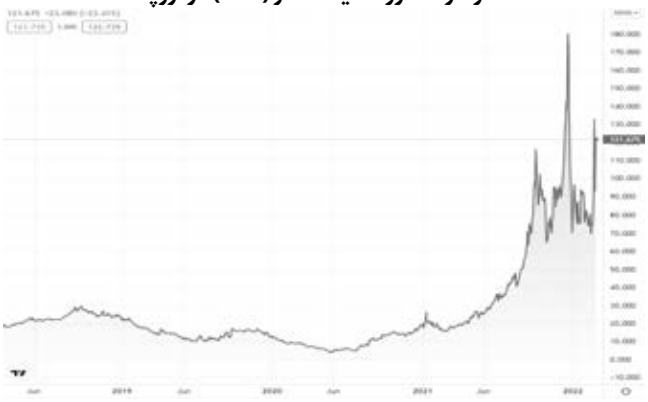
جزئیات بیشتر در مورد کالاهای مبادله شده بین اتحادیه اروپا و روسیه در نمودار زیر آورده شده است که ۲۰ کالای پرمعامله را نشان می دهد. این ۲۰ کالای برتر ۷۹ درصد از کل تجارت کالا در سال ۲۰۲۱ را پوشش دادند. شش کالا مربوط به ماشین آلات و وسایل نقلیه، هر کدام پنج کالا به انرژی و سایر کالاهای تولیدی، سه کالا به مواد شیمیایی و یک کالا به سایر کالاها تعلق داشتند. پرمعامله ترین گروه کالاها در این سطح نفت خام بوده است.

نمودار ۱۲: کالاهای مبادله شده بین اتحادیه اروپا و روسیه

منبع: Eurostat

در پی وابستگی شدید اروپا به گاز روسیه با افزایش تنش میان آنها قیمت گاز اروپا به شدت افزایش یافت و در دسامبر ۲۰۲۱ به حداکثر میزان تاریخی حود یعنی 180 Mwh (53 MMBtu) رسید. که این موضوع موجب افزایش قابل توجه هزینه انرژی و در پی آن افزایش تدریجی نرخ تورم شده است. اگر چه به سرعت قیمت کاهش پیدا کرد و لی همچنان در نرخ بالاتر از 70 Mwh (21 MMBtu) تثبیت شده است که نسبت به سابقه تاریخی آن نرخی بالاست. تنش بیشتر و افزایش تحریم ها منجر به افزایش تدریجی قیمت گاز در اروپا خواهد شد از آنجا که در کوتاه مدت امکان جایگزینی سریع وجود ندارد.

نمودار ۱۳: روند قیمت گاز (TTF) در اروپا



د: آلترناتیوهای اروپا برای جایگزینی گاز روسیه

در این بخش از مطالعه برای بررسی جایگزین‌های اروپا برای واردات گاز از روسیه ۳ سناریو در نظر گرفته می شود:

۱ - توقف اجرایی شدن پروژه‌های برنامه ریزی شده

۲- کاهش ۵۰ درصدی واردات گاز از روسیه طی ۱۰ سال آینده

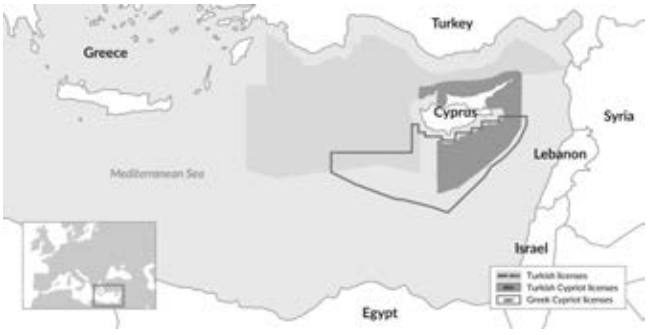
۳- کاهش ۱۰۰ درصدی واردات گاز از روسیه طی ۱۰ سال آینده

سناریوی اول: توقف اجرایی شدن پروژه‌های برنامه ریزی شده
در این وضعیت با توجه به توقف اجرایی شدن خط لوله نورد استریم ۲ که ظرفیت آن معادل ۵۵ میلیارد متر مکعب در سال می باشد، اروپا می بایست به دنبال جایگزینی به همین میزان باشد.
سناریوی دوم: کاهش ۵۰ درصدی واردات گاز از روسیه طی ۱۰ سال آینده
در این وضعیت با توجه به کاهش ۸۷ میلیارد متر مکعبی از واردات گازی خط لوله اروپا از روسیه، اروپا می بایست به دنبال جایگزینی به همین میزان باشد.
سناریوی سوم: کاهش ۱۰۰ درصدی واردات گاز از روسیه طی ۱۰ سال آینده
در این وضعیت با توجه به کاهش ۱۷۵ میلیارد متر مکعبی از واردات گازی خط لوله اروپا از روسیه، اروپا می بایست به دنبال جایگزینی به همین میزان باشد.

بررسی آلترناتیوها

۱-بهره گیری از پتانسیل منابع گازی مدیترانه شرقی
در این شرایط با توجه به پتانسیل تولید مدیترانه شرقی شامل میادین اصلی لویاتان، آفرودیت و الظهر در سالهای آتی به میزان ۵۰ میلیارد متر مکعب، از این منطقه قابل جبران خواهد بود. با اینحال برخی ابهامات در این زمینه نیز وجود دارد.
پس از اکتشافات گازی سال ۲۰۰۹ و ۲۰۱۰ در شرق مدیترانه، بسیاری انتظار داشتند که این منطقه به یک قطب انرژی تبدیل شود. یک دهه بعد، چالش‌های بی‌شماری مرتبط با خط لوله EastMed باقی مانده و ویروس کرونا وضعیت بد را بدتر کرده است.

شکل ۲: منابع گازی مدیترانه شرقی



زمانی که بیش از یک دهه پیش اولین اکتشافات گاز در مدیترانه شرقی انجام شد، بسیاری از مفسران انتظار داشتند که این منطقه به یک قطب انرژی تبدیل شود. با این حال، شرایط بازار در طول زمان بدتر شده است و منطقه همچنان در بلاتکلیفی سیاسی فرو رفته است.
از همان ابتدا، فهرست چالش‌ها طولانی بود و تعداد بازیگران دولتی با منافع متضاد افزایش یافت. همه گیری ویروس کرونا به سادگی وضعیت بد را بدتر کرده است. به گفته آژانس بین المللی انرژی (IEA)، بحران ناشی از آن در بلندمدت بر بازارهای گاز طبیعی تأثیر خواهد گذاشت و چشم انداز میان مدت آن بسیار نامشخص است. خط لوله EastMed که ساخت آن چند سال پیش اعلام شد، گاز را از مدیترانه شرقی تا اروپای مرکزی انتقال خواهد داد و اکنون مشخص نیست که آیا این پروژه به سرانجام خواهد رسید یا خیر؟
سپس بحث تامین مالی مطرح می شود. کووید-۱۹ دولت‌ها و سرمایه گذاران خصوصی را بسیار فقیرتر کرده است. اتحادیه اروپا ممکن است تصمیم بگیرد به جای سرمایه گذاری در انرژی سبز، بودجه محدود خود را برای پروژه هایی با مزایای کمی برای برنامه کلی امنیت انرژی خود هزینه نکند. علاوه بر این، ذخایر گاز مدیترانه شرقی در مقیاس جهانی بسیار ناچیز است. با این حال، برخی از بازیگران با انگیزه سیاسی ممکن است برای ساخت خط لوله فشار وارد کنند.
رژیم اشغالگر قدس در سال‌های ۲۰۰۹ و ۲۰۱۰ اکتشافات قابل‌توجهی گاز دریایی - میدان‌های تامار و لویاتان - را اعلام کرد که به عنوان دو مورد از بزرگ‌ترین یافته‌های دهه یاد شد. اکتشافات کوچکتر دیگری متعاقباً در قبرس و رژیم اشغالگر قدس انجام شد. اسرائیل در بهره برداری از منابع گازی فراساحلی بسیار جلوتر از همسایگان خود است، هرچند که بازار داخلی را بر صادرات در اولویت قرار می دهد. در سال ۲۰۱۲، رژیم اشغالگر قدس تصمیم گرفت صادرات گاز را تنها به ۴۰ درصد از ذخایر بالقوه محدود کند تا عرضه داخلی را برای ۲۵ سال آینده تضمین کند.
بازار جهانی گاز نیز در حال گسترش است. در حالی که بیشتر ترانزیت گاز هنوز از طریق خط لوله انجام می شود، تجارت LNG در سال ۲۰۱۹ نزدیک به ۱۳ درصد افزایش یافت که بالاترین رشد را از سال ۲۰۱۱ نشان می دهد. به گفته آژانس بین المللی انرژی، این توسعه نویدبخش امنیت عرضه گاز طبیعی است. واحدهای گازی سازی و ذخیره سازی شناور (FRSUs) واردات جدید را به‌خاورمیانه، شمال آفریقا و جاهای دیگر تسهیل کرده‌اند. (برخلاف روش‌های دیگر، FRSUها برای ساختن زیرساخت‌های لنگرگاه و تخلیه دائمی با هزینه اولیه بالا نیاز ندارند.) از طرف عرضه، تاسیسات مایع‌سازی شناور (FLNG) دسترسی به منابعی را که قبلاً برای کسب درآمد دشوار بود، آسان کرده اند.

جدول ۲: وضعیت میادین کشف شده گازی مدیترانه شرقی

Country	Discovery year	Name	Estimated size (trillion cubic feet)
Cyprus	2019	Glaucus-1	5.00-8.00
	2018	Calypso	4.55
	2011	Aphrodite	5.00
Israel	1999	Noa	0.04
	2000	Mari-B	1.50
	2009	Dalit	0.70
	2009	Tamar	10.00
	2010	Leviathan	19.00
	2011	Dolphin	0.08
	2012	Shimshon	0.3
	2012	Tanin	1.20
	2013	Karish	1.80
	2014	Royee	3.20
Palestinian Territories	2000	Gaza Marine	1.00

مدیترانه شرقی یک منطقه از هم گسیخته سیاسی است و در نتیجه پتانسیل منطقه را به عنوان یک هاب گاز محدود می کند. سوریه از سال ۲۰۱۰ در بحبوحه جنگ داخلی بوده است. اسرائیل و لبنان هنوز رسماً با یکدیگر در جنگ هستند و ادعاهای متضادی بر سر مرزهای دریایی خود دارند. بین ترکیه و قبرس هم هنوز اختلافاتی وجود دارد. ترکیه به دلیل درگیری‌های مرزی دریایی، فعالیت‌های اکتشافی شرکت‌های نفتی بین المللی در منطقه انحصاری اقتصادی قبرس (EEZ) را مختل کرده است. برای پیچیده تر شدن اوضاع، در دسامبر ۲۰۱۹، ترکیه و لیبی به یک توافق دریایی دست یافتند که بر اساس آن یک منطقه EEZ از سواحل مدیترانه جنوبی ترکیه تا سواحل شمال شرقی لیبی ایجاد می شود. این توافق به شدت توسط یونان و قبرس محکوم شده است. به موازات آن، اسرائیل و

مصر - که از نیروهای شورشی که با دولت لیبی مورد حمایت آنکارا می جنگند حمایت می کند - نگرانی‌های جدی خود را در مورد پیامدهای این پروژه برای ثبات در منطقه ابراز کرده اند.

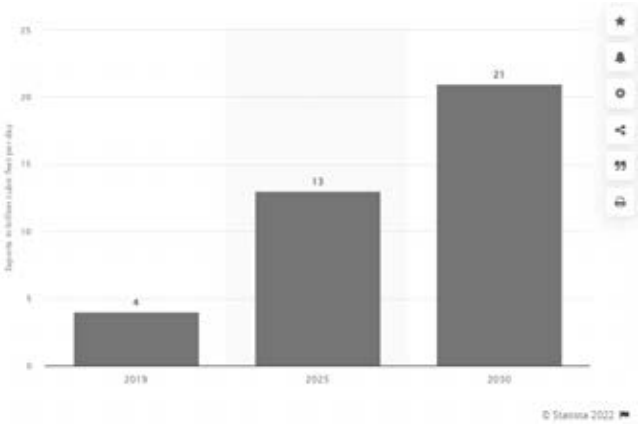
خط لوله EastMed در فهرست پروژه‌های مورد علاقه مشترک (PCI) کمیسیون اروپا گنجانده شده است، که به عنوان «پروژه‌های زیرساختی فرامرزی کلیدی که سیستم‌های انرژی کشورهای اتحادیه اروپا را به هم مرتبط می کند» تعریف شده است. هدف آنها کمک به اتحادیه اروپا برای دستیابی به سیاست انرژی و اهداف آب و هوایی است: انرژی مقرون به صرفه، ایمن و پایدار برای همه شهروندان، و کربن زدایی بلندمدت اقتصاد مطابق با توافقنامه پاریس.

جدای از پیوند دادن سیستم‌های انرژی کشورهای اتحادیه اروپا، دیدن اینکه چگونه پروژه EastMed معیارهای تعریف شده در بالا را برآورده می کند دشوار است. این خط لوله با قیمتی در حدود ۶ میلیارد یورو در ابتدا حدود ۲ درصد از کل واردات گاز اتحادیه اروپا را تامین می کند و بعداً ۲ درصد دیگر افزایش خواهد یافت. تصمیم نهایی سرمایه گذاری در سال ۲۰۲۲ انتظار می رفت و قرار بود این خط لوله انتقال گاز به شبکه اروپا را در سال ۲۰۲۵ آغاز کند. با این حال، در شرایط فعلی بعید به نظر می رسد که این زمان بندی‌ها برآورده شود. به نظر می رسد فشار برای خط لوله EastMed بیشتر با انگیزه سیاسی باشد. شبکه تلویزیونی دولتی یونان ERT از این پروژه به عنوان «سپر محافظ در برابر تحریکات ترکیه» یاد کرده است.

۲- افزایش واردات LNG از آمریکا

میزان تولید LNG آمریکا در سال ۲۰۲۱ در حدود ۷۱ میلیون تن بوده است و انتظار می رود تا ۱۰ سال آینده میزان تولید به بیش از ۱۶۰ میلیون تن در سال افزایش یابد، یعنی افزایشی در حدود ۹۰ میلیون تن در سال معادل ۱۱۷ میلیارد متر مکعب در سال. لذا بخش عمده ای از این افزایش تولید LNG می تواند به بازار اروپا اختصاص داده شود.

نمودار ۱۴: چشم انداز تولید LNG آمریکا در افق ۲۰۳۰



۳- افزایش واردات LNG از قطر

میزان تولید LNG قطر در سال ۲۰۲۱ در حدود ۷۹ میلیون تن بوده است و انتظار می رود تا سال ۲۰۲۵ میزان تولید به بیش از ۱۱۰ میلیون تن در سال و تا سال ۲۰۲۷ به بیش از ۱۲۶ میلیون تن در سال افزایش یابد، یعنی افزایشی در حدود ۴۷ میلیون تن در سال معادل ۶۱ میلیارد متر مکعب. لذا بخش عمده ای از این افزایش تولید LNG می تواند به بازار اروپا اختصاص داده شود.

بطور کلی افزایش تولید منطقه مدیترانه شرقی معادل ۵۰ میلیارد متر مکعب، آمریکا معادل ۱۱۷ میلیارد متر مکعب و قطر معادل ۶۱ میلیارد متر مکعب تا سال ۲۰۳۰ خواهد بود که در مجموع پتانسیلی در حدود ۲۲۸ میلیارد متر مکعب را فراهم خواهد نمود. یقینا با توجه به اینکه بخشی از این افزایش تولید در آمریکا و قطر برای صادرات به بازارهای آسیایی برنامه ریزی شده است، لذا نمی‌توان فرض کرد که کل افزایش مورد اشاره می تواند به بازار اروپا صادر شود.

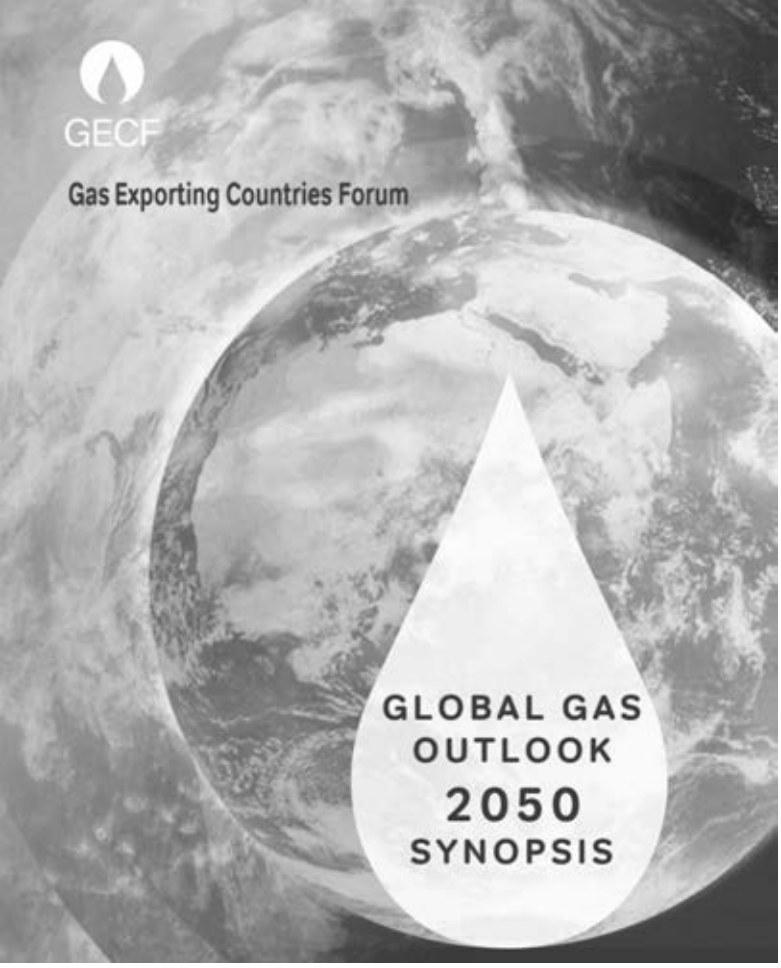
ه: فرصت‌ها و چالش‌های ج.ا.ایران

شرایط کوتاه‌مدت اروپا در حوزه انرژی بسیار حساس شده و بحران انرژی در اروپا وضعیت این قاره را بسیار بحرانی کرده است. قیمت گاز در انگلستان نسبت به سال گذشته حدود ۴ برابر شده و رشد قیمت نفت به بالای ۱۰۰ دلار و به تبع آن رشد قیمت بنزین، بسیاری از مردم اروپا را با مشکل مواجه کرده است. به گزارش «نیویورک تایمز»، حدود ۳۸ درصد از منابع گازی اروپا از طریق روسیه تامین می‌شود. این اهرم بسیار قدرتمند باعث شده است تا تحریم روسیه برای اروپا چندان آسان نباشد. هر نوع قطع گاز روسیه بر روی اروپا می‌تواند منجر به تعطیلی بسیاری از کارخانجات و تولیدات اروپا شود.

تقریبا ۵۶ درصد تولید گاز دنیا در اختیار ۵ کشور است. براساس گزارش «بریتیش پترولیوم»، آمریکا در سال ۲۰۲۰ با ۹۱۴/۶ میلیارد مترمکعب (۲۳/۷ درصد)، بزرگترین تولید کننده گاز جهان بود. روسیه با تولید ۶۳۸/۵ میلیارد مترمکعب سهم ۱۶/۶ درصدی از تولید گاز جهان دارد. ایران با تولید ۲۵۰/۸ میلیارد مترمکعب سهم ۶/۵ درصدی از تولید گاز دنیا دارد. تولید ۱۹۴ میلیارد مترمکعبی چین و تولید ۱۷۱/۳ میلیارد مترمکعبی قطر را نیز به آمار بالا اضافه کنیم.

میزان صادرات گاز «ال.ان.جی» روسیه در سال ۲۰۲۰ به صورت ۴۰/۴ میلیارد مترمکعب و از طریق لوله ۱۹۷/۷ میلیارد بوده است. در روسیه ۲۳۸/۱ میلیارد مترمکعب گاز صادر و تنها ۱۱ میلیارد مترمکعب وارد کرده است. تراز روسیه در سال ۲۰۲۰ حدود ۲۲۷ میلیارد مترمکعب مثبت بوده است که نشان می‌دهد به‌عنوان بزرگترین صادرکننده گاز، اهرم قدرتمندی در اختیار دارد. حدود ۶/۵ درصد گاز جهان توسط کشور ایران تامین می‌شود و افزایش ریسک روسیه برای جهان می‌تواند فرصتی بزرگ پیش روی تهران قرار دهد. افزایش انتقال گاز ایران از طریق ترکیه به اروپا باعث می‌شود روسیه برای اولین بار در چند دهه اخیر رقیب جدی در حوزه تامین انرژی این قاره برای خود ببیند. در واقع، ایران می‌تواند از طریق ترکیه چالشی بزرگ برای روسیه باشند و البته به درآمد سرشار دلاری نیز دست یابد.

علاوه براین، اگر ایالات متحده آمریکا به توافق برجام بازگردد، زمینه گسترش و توسعه میادین گازی ایران ایجاد می‌شود و می‌تواند به این کشور فرصت دهد که میزان تولید گاز خود را به سطح بالایی برساند. تهران می‌تواند این بار از کارت مسکو در مقابل غرب بازی کند و ترکیه نیز با استفاده از این فرصت و بهره‌گیری از روابط خوب خود با ایران علاوه بر کسب درآمد مناسب از محل انتقال انرژی، خود را به پل انرژی اروپا تبدیل کند.



مروری بر چشم انداز جهانی گاز تا سال ۲۰۵۰

عمادالدین مسافری
کارشناس انرژی

چشم انداز جهانی گاز تا سال ۲۰۵۰ گزارشی است تهیه شده توسط کشورهای صادر کننده گاز (GECF) که به اختصار (GGO) نامیده می‌شود؛ این گزارش پیش بینی‌های بلندمدت GECF در مورد سیستم انرژی جهانی را نشان می دهد. GGO بر نقش بلندمدت گاز طبیعی در تامین نیازهای انرژی جهانی در شرایط مختلف و تحت مسیرهای مختلف انرژی تمرکز دارد؛ خلاصه نکات مهم این گزارش در بندهای زیر جمع بندی شده است.

رشد جمعیت و شهرنشینی محرک‌های اصلی روند انرژی آینده خواهد بود.
جمعیت جهان قرار است از ۷٫۸ میلیارد نفر در سال ۲۰۲۰ به ۹٫۷ میلیارد نفر تا سال ۲۰۵۰ افزایش یابد که فشار رو به رشدی بر انرژی ایجاد خواهد کرد. تقریباً تمام این دو میلیارد نفر دیگر در مناطق شهری زندگی خواهند کرد. فقط دو منطقه آفریقا و آسیا اقیانوسیه به تنهایی ۹۰ درصد از کل جمعیت را در ۳۰ سال آینده اضافه خواهد کرد. از این میزان، ۶۰ درصد رشد از آفریقا حاصل خواهد شد.

تولید ناخالص داخلی واقعی جهانی طی ۳۰ سال آینده با کاهش پیش بینی‌های پیش از COVID و فعلی بیش از دو برابر خواهد شد. به تنهایی ۱۰ تریلیون دلار در سال ۲۰۵۰
اقتصاد جهانی به تدریج از سایه همه گیر COVID-19 دور می شود - دیدگاه بهبود یافته در مورد بهبود اما در بین اقتصادهای در حال توسعه و پیشرفته متفاوت است. عوامل کلیدی بهبودی: سرعت گسترش واکسیناسیون و تداوم حمایت از سیاست رشد تولید ناخالص داخلی جهانی تا سال ۲۰۵۰ به طور متوسط ۲٫۷ درصد در سال خواهد بود. اکثریت - بیش از سه چهارم - جهان رشد اقتصادی واقعی تا سال ۲۰۵۰ به بهره وری نیروی کار نسبت داده می شود، در حالی که بقیه به حساب جمعیت خواهد بود. رشد بلندمدت تا حد زیادی ناشی از گسترش اقتصادهای در حال توسعه، به ویژه در آسیا خواهد بود. منطقه آسیا و اقیانوسیه در مرز رشد اقتصادی خواهد بود و ۶۰ درصد از رشد تولید ناخالص داخلی واقعی جهانی را طی سال‌های ۲۰۲۱ تا ۲۰۵۰، با توسعه آسیای جنوبی و جنوب شرقی رقم خواهد زد.

گاز طبیعی یک ستون اساسی ترکیب انرژی است و همچنان در کشورهای عمده مصرف کننده از حمایت‌های سیاستگذاری انرژی برخوردار است
از زمان انتشار GGO قبلی در سال ۲۰۲۱، تعهدات و تعهدات برای دستیابی به اهداف خنثی سازی کربن گسترش یافته است. عمدتاً توسط دولت‌ها و شرکت‌ها و همچنین سایر ذینفعان از جمله موسسات مالی و سازمان‌های غیردولتی گاز همچنان در بسیاری از نقاط جهان از حمایت‌های سیاسی برخوردار است، به ویژه به عنوان جایگزینی برای زغال سنگ و مکمل به انرژی‌های تجدیدپذیر با این حال، نقش آن به طور فزاینده‌ای توسط اقتصادها و بلوک‌های توسعه یافته، مانند اتحادیه اروپا، ایالات متحده، به چالش کشیده می شود. و ژاپن علیرغم اقدامات تهاجمی کربن زدایی تحت بسته پیشنهادی اتحادیه اروپا "مناسب برای ۵۵"، گاز طبیعی همچنان دارای آینده‌ای در اتحادیه، به ویژه برای ایجاد تعادل در سیستم قدرت و جابجایی زغال سنگ در چندین مرکز و شرق کشورهای اروپایی می‌باشد.

زغال سنگ تحت فشار فزاینده ای قرار دارد در حالی که انرژی‌های تجدیدپذیر تحت محدودیت‌های فنی در حال رشد هستند
بسیاری از مناطق اهداف انرژی و انرژی تجدیدپذیر خود را به سمت بالا اصلاح کرده اند، اما ترکیبی از تکنیک‌ها و چالش‌های اقتصادی، به‌عنوان مثال، مسائل یکپارچه‌سازی و تأثیر COVID-۱۹ می‌تواند مانع دستیابی به این اهداف شود.

گاز طبیعی سهم خود را در ترکیب انرژی جهانی از ۲۳ درصد امروز به ۲۷ درصد در سال ۲۰۵۰ افزایش خواهد داد و به یک ستون مهم کربن زدایی و توسعه پایدار تبدیل خواهد شد
تقاضای جهانی انرژی طی سه دهه آینده ۲۹ درصد افزایش خواهد یافت که بیشتر آن افزایش از اقتصادهای رو به رشد در آسیا و اقیانوسیه و آفریقا است. نیاز واقعی برای ترویج گزینه‌های انرژی وجود دارد که به تعادل مناسب بین اقتصادی پس از کووید-۱۹ و الزامات اجتماعی و محدودیت‌های مرتبط با محیط در این زمینه گاز طبیعی و انرژی‌های تجدیدپذیر پیشرو خواهند بود و به سمت یک انتقال متوازن انرژی تا سال ۲۰۵۰ رشد قابل توجهی خواهد داشت که در مجموع بیش از ۹۰ درصد از افزایش روزافزون تقاضای جهانی انرژی را تشکیل می دهند. گاز طبیعی در ترکیب انرژی جهانی در صدر قرار خواهد گرفت و سهم خود را تا سال ۲۰۵۰ به ۲۷ درصد خواهد رساند. یکی از عوامل اصلی برای کاهش بی وقفه و ثابت آلاینده‌ها با جایگزینی با سوخت‌های کربن پایه و پشتیبان انرژهای تجدیدپذیر متناوب خواهد بود.

تقاضای جهانی گاز طبیعی با ۴۶ درصد افزایش از ۳۸۴۰ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۲۰ به ۵۶۲۵ میلیارد مترمکعب (م.م.م) در سال ۲۰۵۰ خواهد رسید. منطقه آسیا اقیانوسیه نماینده بیشترین سهم رشد خواهد بود
سناریوی مورد مرجع (RCS) در GGO هیچ پیک تقاضای گاز طبیعی را

پیش‌بینی نمی‌کند، در نتیجه انتظار می‌رود به ۵۶۲۵ (م.م.م) تا سال ۲۰۵۰ رشد کند (۴۶ درصد بیشتر از سال ۲۰۲۰). این منبع انرژی فراوان، انعطاف‌پذیر و پاک به ویژه در سراسر آسیا و اقیانوسیه و خاورمیانه گسترش خواهد یافت. بازارهای آفریقا و خاورمیانه مناطقی هستند که مسئول عمده رشد تقاضا در آینده خواهند بود. منطقه آسیا و اقیانوسیه، تقریبا دو برابر مصرف گاز فعلی آن خواهد شد که بیشترین سهم را (بیش از ۴۵ درصد حجم گاز اضافی جهانی تا ۲۰۵۰) در این رشد خواهد داشت.

بخش تولید برق در خط مقدم قرار خواهد گرفت و ۴۲ درصد از کل افزایش تقاضای گاز را به خود اختصاص خواهد داد. این بخش حمل‌ونقل و تولید هیدروژن آبی به‌عنوان حوزه‌های جدید و قابل توجهی از گسترش تقاضای گاز پدیدار خواهند شد

به لطف برق رسانی بیشتر بخش‌های مصرف نهایی و همچنین سیاست ها، تولید برق، محرک اصلی رشد خواهد بود. حمایت از حذف تدریجی ظرفیت سوخت زغال سنگ و در همین حال، تولید گازسوز در مرکزییت توجه قرار خواهد گرفت. انتقال به سیستم‌های حمل‌ونقل کم کربن منبع امیدوار کننده ای برای تقاضای گاز طبیعی ایجاد می کند. سهم گاز در جاده و حمل و نقل دریایی قرار است بیشترشود، که عمدتاً با افزایش استفاده از LNG به عنوان سوخت به مدد ابتکارات سیاستی و مقررات زیست محیطی انجام می‌شود. تولید هیدروژن آبی یکی دیگر از راه‌های اصلی برای افزایش تقاضای گاز خواهد بود، با فرض تلاش‌های فزاینده برای افزایش استقرار هیدروژن کم کربن در سیستم‌های انرژی.

خاورمیانه ۳۲ درصد افزایش عرضه گاز جهانی را تامین خواهد کرد. این چشم انداز نقش رو به رشدی را برای آب‌های عمیق ومنابع غیر متعارف متصور است

GGO پیش‌بینی می‌کند که تولید جهانی گاز طبیعی با نرخ رشد متوسط سالانه ۱٫۲ درصد از حدود ۳۸۴۰ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۲۰ به ۵۶۲۵ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۵۰ خواهد رسید. خاورمیانه بیشترین رشد را به همراه خواهد داشت. سهمی که تقریباً ۳۲ درصد از کل تغییرات را به خود اختصاص داده است و پس از آن اوراسیا، آمریکای شمالی و آفریقا قرار دارند. در سطح جهانی، انتظار می‌رود تولید فراساحلی در آب‌های عمیق به شدت رشد کند و سالانه بیش از ۱۰۰۰ میلیارد متر مکعب تولید داشته باشد. تا سال ۲۰۵۰ (افزایش تقریباً پنج برابری در مقایسه با سطوح فعلی). در مقابل، انتظار می رود که گاز همراه از سهم ۱۲ درصدی تولید گاز جهانی در سال ۲۰۲۰ به حدود ۷ درصد در سال ۲۰۵۰ کاهش یابد. پیش‌بینی می‌شود که سهم گاز غیرمتعارف از ۲۵ درصد در سال ۲۰۲۰ به ۳۰ درصد در سال ۲۰۳۰ افزایش یابد.

کشورهای GECF حدود ۵۰ درصد از عرضه جهانی گاز را حفظ خواهند کرد

اکثر کشورهای GECF ظرفیت تولید گاز خود را در طول دوره چشم انداز حفظ یا گسترش خواهند داد. GGO پیش بینی می کند که مجموع تولید گاز از اعضای فعلی GECF بیش از نصف افزایش خواهد یافت و به حدود ۲۶۰۰ میلیارد مترمکعب تا سال ۲۰۵۰ خواهد رسید. این به معنای نرخ رشد سالانه ۱٫۴ درصدی در طول دوره پیش بینی شده است و GECF با حفظ سهم خود در جهان به تولید گاز در حدود ۴۷ درصد خواهید رسید. تجارت جهانی گاز تا سال ۲۰۵۰ حدود ۴۵ درصد افزایش خواهد یافت و از طریق گسترش تجارت LNG یکپارچه‌تر و مرتبط تر خواهد شد.

انتظار می رود تجارت جهانی گاز تا سال ۲۰۵۰ با رشد ۴۵ درصدی، با ۱٫۵ درصد در سال بین سال‌های ۲۰۲۰ تا ۲۰۵۰ به ۱۸۱۵ میلیارد مترمکعب برسد که یک سوم تقاضای جهانی گاز را تشکیل می دهد. انتظار می رود بازارهای گاز طبیعی منطقه‌ای یکپارچه‌تر، مرتبط تر و جهانی‌تر شوند.

تجارت جهانی LNG محرک اصلی صادرات گاز طبیعی خواهد بود که در واقع حتی سریعتر از پیش‌بینی‌های قبلی شتاب می گیرد و در حدود سال ۲۰۳۰ از تجارت خط لوله پیشی می گیرد و به ۸۴۵ میلیون تن (۱۱۵۰ میلیارد مترمکعب) می‌رسد. تجارت کربن خنثی LNG می تواند در تعیین نقش گاز طبیعی در انتقال انرژی بسیار مهم باشد.

آسیا و اقیانوسیه، مقصد اصلی LNG جهان در حال حاضر و همچنین در سال ۲۰۵۰، بزرگترین تحول را نشان خواهد داد. چالش برای بازار پراکنده گاز طبیعی فعلی آسیا و اقیانوسیه از سهم ۷۰ درصدی تجارت LNG در سال ۲۰۲۰ برخوردار بوده که تا سال ۲۰۵۰ به بیش از ۸۰٪ افزایش خواهد یافت. کشورهای جدید عمدتاً از آسیای در حال توسعه، چین، هند، آسیای جنوبی و جنوب شرقی به وارد کنندگان فعلی LNG خواهند پیوست. در طول دوره پیش بینی، سه مورد از پنج پیشرو صادرکنندگان LNG در سطح جهان (استرالیا، موزامبیک، قطر، روسیه و ایالات متحده) از کشورهای GECF خواهند بود.

سرمایه‌گذاری بالادستی و میان‌دستی گاز طبیعی بین سال‌های ۲۰۲۰ تا ۲۰۵۰ به ۸٫۷ تریلیون دلار کاسته می‌شود

بین سال‌های ۲۰۲۰ و ۲۰۵۰، کل سرمایه‌گذاری در بالادست و میان‌دست گاز طبیعی به ۸٫۷ تریلیون دلار کاهش خواهد یافت. به دلیل رشد کمتر تقاضای جهانی گاز طبیعی، که منجر به مصرف ۳۰۰ میلیارد مترمکعب کمتر در سال ۲۰۵۰ در مقایسه با پیش بینی‌های قبلی GGO می‌باشد.

گاز طبیعی همه کاره است و با مسیرهای مختلف انرژی متناسب است و تقریبا نیمی از هیدروژن از منابع طبیعی تامین گاز می‌شود.

در سناریوی انتقال انرژی (ETS) انتشار CO_2 به میزان قابل توجهی ۶۰٪ در مقایسه با مرجع کاهش می یابد. سناریوی مورد مرجع (RCS)، به حدود ۱۱٫۷ گیگاتن CO_2 (Gt) . می‌رسد. اگرچه مسیر ETS با هدف ۱٫۵ درجه سانتیگراد ناسازگار است ولی با هدف توافق پاریس برای دستیابی به حد ۲ درجه سانتیگراد تا پایان قرن مطابقت دارد.

سناریوی انتقال انرژی (ETS) کاهش سهم سوخت فسیلی را به ۳۸ درصد تا سال ۲۰۵۰ در نظر گرفته است. گاز طبیعی با ۲۱ درصد سهم در سال ۲۰۵۰ انعطاف‌پذیرترین سوخت فسیلی باقی خواهد ماند. تقاضا در سال ۲۰۲۷ به ۴۲۵۰ میلیارد مترمکعب خواهد رسید. با این حال، استفاده از گاز در سال‌های بعد رو به افزایش خواهد بود تا سال ۲۰۵۰ به آرامی کاهش یابد.

در سناریوی هیدروژن (HS) اجرای توسعه هیدروژن تهاجمی به کاهش شکاف بین سناریوی مورد مرجع (RCS) و مسیر همسو با پاریس. سطح انتشار گازهای گلخانه ای ۲٫۶ Gt CO_2 (کمتر از RCS تا سال ۲۰۵۰.) انتظار می رود. سناریوی هیدروژن (HS) پیش بینی می کند که تقاضا برای هیدروژن به بیش از ۶۲۰ میلیون تن H_2 افزایش یابد. تقریباً ۴۶ درصد از کل تولید هیدروژن از هیدروژن آبی (Blue H_2) تامین خواهد شد. با این حال، سهم کل تولید هیدروژن مبتنی بر گاز طبیعی، از جمله سایر مسیرهای تمیز مانند هیدروژن فیروزه‌ای (turquoise hydrogen) تقریباً نیمی از کل خروجی است.

سناریوی هیدروژن (HS) پیشنهاد می کند که حدود ۱۴۵ میلیون تن از H_2، که بیش از ۲۳ درصد از کل عرضه هیدروژن را تشکیل می دهد، سالانه تا سال ۲۰۵۰ معامله خواهد شد. اعضای GECF دارای پتانسیل قانع کننده ای برای صادرات تقریباً نیمی از هیدروژن تجارت جهانی آینده عمدتاً از اوراسیا، شمال آفریقا و خاورمیانه هستند.

چرایی ناترازی گاز در ایران

دکتر رضا پدیدار
رئیس کمیسیون انرژی و محیط زیست اتاق تهران

امسال دومین سالی است که در فصل سرد سال با جریان ناترازی یا عدم تعادل در تولید و مصرف گاز روبرو هستیم و این مسئله شرایطی را بوجود آورده که به‌جای بررسی موضوع از زوایای مختلف و تحلیل و واکاوی عبور از بحران پیش رو صرفا" انتقادها مطرح و بصورت یک جانبه گرایی هدایت می شود. بر اساس پیش بینی‌های ناترازی تولید و مصرف گاز که چندی است وزارت نفت را با چالش‌های جدی در تامین سوخت زمستانی بویژه در بخش‌های صنعتی و نیروگاه‌ها مواجه کرده، امسال نیز با شکاف بیشتری روبرو شد.

براساس آخرین بررسی‌ها وآمارهای ارائه شده از سوی مقامات مسئول در شرکت ملی گاز ایران در فصل سرد سال مصرف گاز خانگی از روزانه ۲۵۰ میلیون متر مکعب به ۶۵۰ میلیون متر مکعب افزایش پیدا می کند و این موضوع باعث می شود که بیش از ۲۰۰ میلیون متر مکعب در روز نا ترازی داشته باشیم. در حال حاضر ایران سومین کشور تولید کننده گاز در جهان و دومین کشور از حیث ذخایر این ماده اثرگذار در دنیاست. بر اساس آخرین اطلاعات و آمار موسسات تحقیقاتی انرژی، مصرف گاز در ایران به اندازه ۲ برابر اتحادیه اروپاست. بر پایه آخرین اطلاعات و آمار مربوط به مصرف گاز، از مجموع تولید ۸۷۰ میلیون متر مکعبی گاز در فصل سرد سال، بیش از ۸۰٪ درصد از کل تولید گاز کشور در بخش خانگی و تجاری مورد استفاده قرار می گیرد. نکته بسیار مهم در این زمینه مصرف بسیار بالای مشترکان خانگی خارج از الگوی بهینه مصرف است که با وجود اینکه تنها ۱۱ تا ۱۲ درصد مشترکان پرمصرف بشمار می آیند، اما این مشترکان علاوه بر اخذ حداکثری یارانه‌ها حدود ۴ تا ۵ برابر مشترکان عادی نیز مصرف دارند که همین موضوع سبب شده است بخش بزرگی از ناترازی گاز بر دوش همین عده کم اما پر مصرف جامعه باشد. بنا بر این بهترین سیاست در مقابله با این مشترکین استفاده از مکانیسم و اصلاحات قیمتی بدون فشار به ۸۹٪ درصد مردم است.

سیاست تعرفه گذاری پلکانی برای مشترکان پر مصرف بطور دقیق همان مدلی است که موجب خواهد شد که این افراد به سمت اصلاح رویه‌های موجود خود بروند. لازم به توضیح است که در فاز اول این مدل تعرفه گذاری موثر و پلکانی در آذر ماه ۱۴۰۰ بعد از روی کار آمدن دولت سیزدهم اجرایی شد که نتیجه آن تنها با اجرای سیستم کنترلی فوق در ۴ ماهه پایانی سال به کاهش روزانه ۲۵ میلیون متر مکعبی میزان مصرف مشترکان پر مصرف به

نسبت مدت مشابه در سال ۱۳۹۹ منجر شد. لازم به توضیح است که این مهم در حالی انجام شد که تامین مالی سالانه مورد نیاز برای افزایش این میزان گاز در سال برابر با ۳ میلیارد دلار خواهد بود. بنابراین سیاست مدیریت مصرف از طریق اعمال تعرفه گذاری پلکانی موثر پر مصرف‌ها در کنار سرمایه گذاری در تولید بهینه گاز، موجب خواهد شد که نه تنها از ناترازی گاز عبور کنیم بلکه به یکی از صادر کنندگان گاز در منطقه نیز تبدیل شویم و درآمد ارزی بالایی نیز از این محل بدست آوریم.

البته ناگفته نماند که اگر سرمایه گذاری‌ها بر طبق پیش بینی‌ها و برنامه‌های اقتصادی هدف گذاری می شد به طبع تولید نفت و گاز کشور افزایش چشمگیری پیدا می کرد و صادرات انرژی نیز مسیر مناسب تری را در پیش می‌گرفت. در این زمینه لازم به توضیح است که خلاء سرمایه گذاری‌ها موجب درجازدن تولید محصولات انرژی به ویژه تولیدات گازی کشور شده و روز به روز از آنچه انتظار می رفت فاصله گرفته است. این موضوع اخیرا" از سوی وزیر نفت در مجلس شورای اسلامی به آن پرداخته شد و تاکید گردید که با وجود اینکه در برنامه ششم توسعه مقرر شده بود روزانه معادل یک میلیارد و ۳۰۰ میلیون متر مکعب تولید گاز داشته باشیم اکنون تولید روزانه ما حداکثر ۸۶۰ میلیون متر مکعب است. عدم سرمایه گذاری در توسعه میادین گازی سبب این عقب ماندگی در تحقق برنامه ششم توسعه شده است.

موضوع بعدی که باید برای آن برنامه ریزی کرد این است که ایران سومین کشور تولید کننده گاز در جهان و نیز دومین کشور از حیث ذخایر بوده و مصرف گاز طبیعی در ایران به اندازه ۲ برابر اتحادیه اروپاست. تقاوت حجم تولید و مصرف بسیار نزدیک به یکدیگر بوده و فقط ضریب ناچیزی را در این زمینه در برمی‌گیرد. از این رو بهینه سازی مصرف گاز بسیار مهم و حیاتی است تا از این طریق بتوانیم نا ترازی را به نحو موثری کنترل کنیم. براساس اظهارات رئیس انجمن بهینه سازی مصرف انرژی، متولی بهینه سازی مصرف انرژی یک نهاد یا سازمان نیست، بلکه مجموعه ای از ارگان‌ها و سازمان‌های مربوطه باید این موضوع برنامه ریزی کنند تا از مصرف بی رویه جلوگیری شود. این موضوعات به تنهایی از عهده وزارت نفت برنمی آید، بلکه باید سایر سازمان‌ها برای بهینه سازی مصرف انرژی به میدان بیایند. توجه داشته باشیم که بهینه سازی مصرف انرژی بر همه جنبه‌های زندگی انسان تاثیر مستقیم دارد. از منابع طبیعی گرفته تا منابع انسانی و انرژی‌های تجدید پذیر و فرآیند گرمایش زمین و آلودگی هوا و مواردی از این دست که بطور مستقیم دستخوش تغییرات می شوند. از این رو می توان گفت در کلان شهری مانند تهران بهینه سازی انرژی می تواند اهمیت زیادی برای کنترل آلودگی هوا داشته باشد که امروزه بلای جان این کلان شهر شده است. هر چند یافتن چاره ای برای حل مشکل آلودگی هوا از مهمترین وظایف دولت‌ها است اما پیدا کردن مقصر به قدری زمان می برد که دیگر فرصتی برای چاره اندیشی نیست و با طولانی نبودن فصل سرما، تنها آلودگی هوا نصیب مردم می شود. البته امسال میزان مازوت سوزی و استفاده از سوخت مایع در واحدهای تولیدی تاکنون نزدیک به ۳۰٪ درصد کمتر شده است و کمبود سوخت و افزایش مصرف انرژی چند سالی است که کارخانجات و بخش خصوصی کشور را به سمت مازوت سوزی برده است.

کارشناسان خبره حوزه انرژی در رابطه با جایگاه ایران در تولید و مصرف انرژی اعتقاد دارند که ایران در حال حاضر چهارمین مصرف کننده بزرگ گاز در دنیاست و به همین دلیل است که عمده سبد انرژی در کشور را گاز تشکیل می دهد. لازم به یادآوری است که تاکنون کشور توانسته با افزایش تولید محدود خود، به تقاضای کشور پاسخ بدهد، اما با توجه به اینکه ۷۰٪ تولید گاز کشور را میدان پارس جنوبی تامین می کند، برآوردها نشان می دهد که در سال‌های آینده با نا ترازی شدید گاز روبرو خواهیم بود. این مهم دو حالت دارد یکی اینکه سالانه میزان تولید از تقاضا کمتر است و دومین حالت در مقطع زمانی خاص و در ایام پیک مصرف گاز از تولید پیش تر شود که هم اکنون کشور در حالت دوم قرار دارد. بنا بر این در زمستان کشور با قطعی گاز صنایع، تزریق منابع نفتی و همچنین کاهش صادرات گاز مواجه می شود و علت این موارد نیز تامین گاز خانگی و تجاری و عمومی است.

برای رفع ناترازی قاعدتا" دو دسته راهکار کلی برای این مهم وجود دارد. یکی از طریق افزایش تولید و دیگری کاهش مصرف خواهد بود. البته درباره ناترازی در پیک مصرف نیز راهکارهای مدیریت مصرف از جمله راهکارهایی است که باید به آن توجه کرد و این راهکارها بطور عمده بر مقوله ذخیره سازی گاز متمرکز خواهد بود. در ادامه این موضوع لازم است به امر بهینه سازی مصرف گاز توجه بیشتری را داشته باشیم. چرا که مهمترین راهبردی که باید در راستای ناترازی گاز انجام پذیرد، بهینه سازی مصرف گاز و کاهش مصرف است. در این حوزه نیز باید رویکردهایی مانند اجرای پروژه‌های غیر متعارف و غیر اقتصادی توسط دولت را کنار گذاشت و به سمت رویکردهایی رفت که امکان تحول جدی در این حوزه را ایجاد کند.

همانطوریکه در بحث‌های قبلی نیز بدان اشاره شد شاخص شدت مصرف انرژی در کشورمان معادل ۵/۷ برابر میانگین جهانی و حداقل ۳ تا ۴ برابر کشورهای توسعه یافته است. همچنین در حالی که متوسط شدت مصرف انرژی در جهان در حال کاهش است، اما نمودار مصرف انرژی در کشور ما همچنان افزایشی است. اگر ۵۰٪ درصد کاهش مصرف انرژی را نیز ایده آل بدانیم، حداقل می توان به نصف این میزان یعنی ۲۵٪ کاهش مصرف انرژی دست یابیم که خود این عدد نیز رقم بزرگی است. ضمنا" در حوزه غیر قیمتی نیز سیاست هایی مد نظر است که ناظر بر قانون اصلاح الگوی مصرف و اقدامات فنی مانند اصلاح شیوه ساختمان سازی و مدیریت صنعتی است. اما مهمترین راهبرد در این زمینه ایجاد بازار بهینه سازی انرژی و محیط زیست است. بر این اساس با توجه به تفاوت نرخ بخش خانگی، تجاری و نیروگاهی با نرخ خوراک پتروشیمی‌ها و نرخ صادرات گاز، این اختلاف نرخ را می توان مبنای اقتصادی شدن انجام پروژه‌های بهینه سازی مصرف توسط بخش خصوصی قرار داد.

کلام پایانی اینکه مصرف گاز خانگی در اواخر دی ماه امسال از مرز ۷۰۰ میلیون متر مکعب گذشت و به این ترتیب رکوردی تاریخی در مصرف گاز کشور ثبت شد. در این زمینه بخش خانگی معادل ۸۰٪ درصد از مصرف را بخود اختصاص می دهد. این میزان مصرف واقعا" رقمی معادل مصرف گاز چند کشور همسایه است و با توجه به این موضوع مهم، بیشترین اصلاح و کاهش مصرف برای حفظ پایداری شبکه نیز باید در این بخش رقم بخورد. همانگونه که در این یادداشت بدان اشاره رفت میزان مصرف گاز در ایران معادل ۱۲ کشور ثروتمند اروپایی است. مصرف بالای گاز در بخش خانگی، ارزان بودن تعرفه گاز برای نیروگاه‌ها باعث شده که علاوه بر پیروی نکردن از الگوی بهینه در بخش نیروگاهی نیز راندمان کاهش یابد و همین مسئله به نوعی به مصرف فزآینده انرژی بویژه گاز و ناترازی و نبود تعادل در این بخش منجر شود. ضمنا" با ادامه روند موجود پیش بینی می شود ناترازی گاز از ۲۰۰ میلیون مترمکعب فعلی در ماههای سرد سال (سه ماهه پایانی سال جاری) به حدود ۲۵۰ میلیون متر مکعب در سال‌های ۱۴۰۳ و ۱۴۰۴ و نیز بیش از ۵۰۰ میلیون متر مکعب در سال ۱۴۱۰ برسد. امید است مقامات مسئول در وزارت نفت از قابلیت‌ها و توانمندی‌های تخصصی و حرفه ای بخش خصوصی بهره گرفته و به جریان ناترازی در مصرف و تولید گاز طبیعی پایان دهند.

نوآوری در روش‌های استفاده از نفت و گاز

دکتر مهدی خدایاری
فوق دکترای انرژی از دانشگاه بن آلمان

بحران موجود در کشور او کراین قیمت انرژی را افزایش داده و معضلی را که احتمالاً در آینده نزدیک با آن مواجه خواهیم شد پنهان کرده است: اگر بسیاری از کشورها به طور فزاینده‌ای قادر به تولید انرژی بدون استفاده از نفت و گاز طبیعی باشند، قیمت این کالاها کاهش خواهد یافت. این بدان معناست که استفاده از سوخت‌های فسیلی برای کشورهایی که توان مالی ندارند یا نمی‌خواهند به انرژی‌های تجدیدپذیر روی آورند، دوباره جذاب‌تر می‌شود.

در سرتاسر جهان، ذخایر عظیم گاز و نفت وجود دارد که اگر مصرف شوند، مقادیر زیادی گازهای گلخانه‌ای تولید می شود. اگر قرار است گرمایش جهانی در محدوده‌های قابل کنترل نگه داشته شود، صنعت انرژی باید از مصرف سوخت‌های فسیلی خودداری کند. با توجه به اهداف اقلیمی تعیین شده، مطالعات اخیر نشان می دهد که ۶۰ درصد از ذخایر نفت و گاز و همینطور ذخایر زغال سنگ نباید سوزانده شود. اما چگونه می توان این کار را انجام داد؟

هنگامی که صحبت از کربن زدایی به میان می آید، سیاست ملی و بین المللی فعلی آب و هوا بر کاهش تقاضا برای سوخت‌های فسیلی تکیه دارد - به عنوان مثال، از طریق گواهی‌های انتشار کربن قابل تجارت بین المللی، مالیات بر انتشار CO_2، ممنوعیت اعلام شده در سیستم‌های گرمایش نفت، یا حذف تدریجی موتورهای احتراقی و غیره، فرآیندهای جایگزینی برای دور شدن از نفت و گاز در نظر گرفته شده است. مشکل این است که تقاضا برای سوخت‌های فسیلی باید در سطح جهانی متوقف شود و این هدف با توافق نامه‌های غیر الزام آور یا با اعتماد به همه کشورها برای انجام کار درست محقق نمی‌شود. در عوض، ما به توافقی با تعهدات الزام آور بین دولت‌های مستقل نیاز داریم که نه تنها کاهش کل انتشار گازهای گلخانه ای را تعریف کند، بلکه نحوه تقسیم آن را نیز تنظیم کند. چنین توافقی نه تنها برای مذاکره، طاقت فرسا است، بلکه اجرا و نظارت آن نیز بسیار دشوار است. در این خصوص رویکردهای سازنده ای وجود داشته است و همچنین بیش از ۲۵

کنفرانس سالانه تغییرات آب و هوایی در سازمان ملل متحد برگزار شده است. با این حال، پیشرفت‌های انجام شده تاکنون دلیل چندانی برای خوش بینی نمی‌دهد. علاوه بر این، حتی اگر این تلاش‌های جمعی در کاهش تقاضای جهانی نفت و گاز موفق شود، مشکل دوم ایجاد می‌شود. ذخایر نفت و گاز طبیعی جهان به سادگی از بین نخواهند رفت که تقاضا برای آنها کاهش یابد. به عنوان مثال، ذخایر زیر شن‌های صحرای عربستان سعودی هنوز میلیاردها بشکه سوخت فسیلی را در خود جای داده است – با ارزش میلیاردها میلیارد یورو به قیمت‌های امروزی بازار. اما اگر تقاضای جهانی نفت و گاز ظرف چند دهه کاهش یابد، چه معنایی برای عربستان خواهد داشت؟ ذخایر باقی‌مانده تا حد زیادی بی‌ارزش می‌شوند، و بنابراین برای عربستان سعودی - و هر کشور دیگری که ذخایر بزرگ نفت و گاز دارد - بهتر است که ذخایر خود را به سرعت از زمین بیرون بکشند و قبل از از دست دادن ارزش خود، آنها را بفروشند. از منظر اقتصادی، این ملاحظات را می توان از طریق مدل‌های تعادل بین زمانی برای منابع طبیعی پایان پذیر درک کرد و با بینش‌های علمی بنیادی در زمینه اقتصاد منابع سازگار نمود. منطق بازار حکم می کند که کاهش تقاضا در آینده منجر به افزایش سریع عرضه نفت و گاز در حال حاضر و در نتیجه کاهش قیمت‌ها خواهد شد. با کاهش قیمت‌ها، استفاده از نفت و گاز افزایش می‌یابد، و همچنین انتشار CO_2 در کشورهایی که طرف توافق‌نامه آب‌وهوایی نیستند – و جاهای دیگر – تا زمانی که محدودیت‌های تقاضای اعمال شده توسط چنین توافقی اعمال شود، افزایش می‌یابد. کاهش قیمت‌ها همچنین منابع انرژی جایگزین را در بازاری پر از نفت و گاز ارزان، دچار مشکل خواهد کرد. علاوه بر این، انگیزه‌های طبیعی برای نوآوری در فناوری‌های سبز نیز کاهش خواهد یافت.

تاثیر جنگ و تحریم‌ها باعث شده است که قیمت گاز و نفت در هفته‌های اخیر از این الگو پیروی نکرده باشد. اگرچه جبران اختلالات در عرضه از روسیه مدتی طول می کشد، اما این اختلالات بر مقدار کل نفت و گاز موجود برای استخراج در طول زمان تأثیر نمی‌گذارد. از این نظر، این نوسان قیمت با تصمیمات گرفته شده تناقض ندارد و این تصمیمات احتمالاً در سال‌ها و دهه‌های آینده در صورت تصویب یک توافق نامه جهانی آب و هوایی الزام آور و موثر اتخاذ می شود.

دانشمندان، از این مشکل معمولاً به عنوان "عجله برای سوختن" یا "پارادوکس سبز" یاد می کنند. اگرچه ممکن است متناقض به نظر برسد، اما شدت فزاینده اقدامات سیاسی که به دنبال محدود کردن استفاده از هیدروکربن‌های فسیلی در تولید انرژی هستند، در واقع با تأثیرات سیاستی مطلوب توافق‌نامه آب و هوا در روزگار کنونی مقابله می کند. این خطرات در تحقیقات نظری گسترده مربوط به پارادوکس سبز برجسته شده است. این تحقیقات همچنین شواهد تجربی روند بازار را در قالب پیش بینی‌های نظری ارائه کرده است. در سال ۲۰۰۹، هانس ورنر سین، اقتصاددان، جایزه «دایناسور سال» را برای ارائه این خبر بد دریافت کرد.

چند سال پیش با توجه به این مشکلات پیشنهاد شد که به کشورهایی که دارای ذخایر نفت و گاز هستند، پول پرداخت شود تا آنها را استخراج نکنند و در عوض این منابع را برای همیشه در زمین رها کنند. با این حال، این رویکرد راه حل قانع کننده‌ای ارائه نمی کند، زیرا به سرعت مستلزم پرداخت غرامت سالانه غیرقابل تصور بزرگ به کشورهای صاحب منابع است. علاوه بر این، مذاکرات بین المللی در مورد تامین مالی توسط جامعه بین المللی به همان اندازه چالش برانگیز خواهد بود که مذاکرات جاری اقلیم با هدف تضمین اقداماتی برای رسیدگی به تقاضا.

بهتر است نفت و گاز استخراج شود و از آنها به خوبی استفاده شود، البته نه به گونه ای که برای آب و هوا مضر باشد، بلکه برای محصولات سازگار با آب و هوا باشد. این امر موجب تحول اساسی در بازار خواهد شد. نفت و گاز به عنوان مواد خام برای محصولات ارزشمندتر خواهند بود و به عجله برای سوزاندن پایان می دهند. کشورهای غنی از منابع نیازی به استخراج سهام خود در سریع ترین زمان ممکن یا فروش آنها به قیمت‌های پایین ندارند. در عوض، آنها می توانند وقت خود را برای استخراج و تجاری سازی ذخایر در طول چندین دهه صرف کنند. در نتیجه، امروز عرضه نفت و گاز کمتر خواهد بود و قیمت‌ها بالاتر خواهد بود. قیمت‌های بالاتر انتقال انرژی را با رقابتی تر کردن مفاهیم انرژی جایگزین و سازگار با آب و هوا در بازار و نوآوری آنها از نظر اقتصادی جذاب تر می کند. در حالت ایده‌آل، نفت و گاز برای سوزاندن بیش از حد با ارزش و گران می‌شوند و نیازی به یک توافق‌نامه بین المللی آب و هوا، مالیات کربن یا ممنوعیت استفاده از نفت و گاز برای احتراق وجود نخواهد داشت.

در غیاب کاربردهای جایگزین سازگار با آب و هوا از نفت و گاز، این ملاحظات صرفاً آرزوی آکادمیک خواهد بود. اما این کاربردهای سازگار از نظر آب و هوا در واقع چه می توانند باشند؟ شاید یکی از جالب‌ترین ایده‌ها تولید هیدروژن از متان باشد که ماده اصلی گاز طبیعی است و تقریباً ۷۵ تا ۹۹ درصد آن را تشکیل می‌دهد. تاکنون، بینش‌ها عمدتاً به تولید «هیدروژن خاکستری» یا «آبی» مربوط می‌شود که در آن متان تجزیه می‌شود و حداقل مقداری CO_2 به عنوان یک محصول جانبی منتج می‌شود. راه حل‌های ظریف تر در فرآیندهایی مانند پیرولیز کاتالیزوری (catalytic pyrolysis) نهفته است که از انتشار CO_2 جلوگیری می کند و نه تنها هیدروژن بلکه کربن نیز تولید می کند که می تواند به شکل نانومواد ارزشمند باشد. فعالیت انتشارات پر جنب و جوش گواهی بر پیشرفت در تولید این "هیدروژن فیروزه ای" است. اگرچه تجزیه کاتالیزوری به ورودی انرژی نیاز دارد، اما تنها به یک هشتم انرژی مورد نیاز برای تولید «هیدروژن سبز» که امروزه همه درباره آن صحبت می کنند، نیاز دارد.

به عنوان یک حامل انرژی سازگار با آب و هوا و کربن خنثی، هیدروژن یک ورودی انرژی کلیدی به اقتصاد پس از انتقال انرژی خواهد بود. و نانومواد کربنی - به عنوان مثال، نانولوله‌های کربنی (CNTs) - تولید شده در طی پیرولیز ممکن است در واقع حتی مهمتر از هیدروژن باشند. محصولات ساخته شده از نانومواد کربنی کاربردهای بالقوه ای در زمینه هایی مانند ساخت و ساز، صنعت خودروسازی و مهندسی هوافضا دارند، جایی که می توانند جایگزین مواد سنتی مانند فولاد، آلومینیوم یا بتن شوند. از آنجایی که تولید این مواد معمولاً دارای ردپای کربن قابل توجهی است، جایگزینی آنها می تواند منجر به کاهش عمده انتشار CO_2 شود. نکته کلیدی در مورد معکوس کردن عجله برای سوزاندن این است که گاز طبیعی و نفت را به منابع کمیاب و ارزشمند برای مصارف سازگار با آب و هوا تبدیل کنیم. با در نظر گرفتن این موضوع، ترویج محصولات جایگزین جدید که از منابع پایداری مانند چوب یا گیاهان تجدیدپذیر به دست می‌آیند، چندان مفید نیست. چنین جایگزین‌هایی می‌توانند تقاضا برای کاربردهای سوخت‌های فسیلی را کاهش دهند. به طور متناقض، این محصولات و تبلیغ آنها در واقع بیشتر باعث تشویق عجله به سوختن می شود.

در عوض، اتخاذ سیاست‌هایی که نوآوری در محصولات سازگار با آب و هوا ساخته شده از نفت و گاز را تشویق می کنند، منطقی تر خواهد بود. به جای تکیه بر مصالح ساختمانی از قرون وسطی، صنعت ساختمان باید جایگزینی فولاد، آلومینیوم و بتن با مصالح ساختمانی مبتنی بر کربن را تسریع بخشد. در بخش خودرو یا هوانوردی، مصالح ساختمانی مبتنی بر کربن که به شیوه‌ای سازگار از نظر آب و هوا تولید می‌شوند، احتمالاً می‌توانند جایگزین مصالح ساختمانی از فرآیندهای تولید کربن فشرده شوند و اگر این رویکرد موفق شود گاز و نفت را به اندازه کافی جذاب و در نتیجه گران کرده و همچنین می‌تواند راه را برای انتقال موفق انرژی که مطابق با اقتصاد بازار آزاد است و در واقع به مکانیسم‌های بازار متکی است، هموار کند.

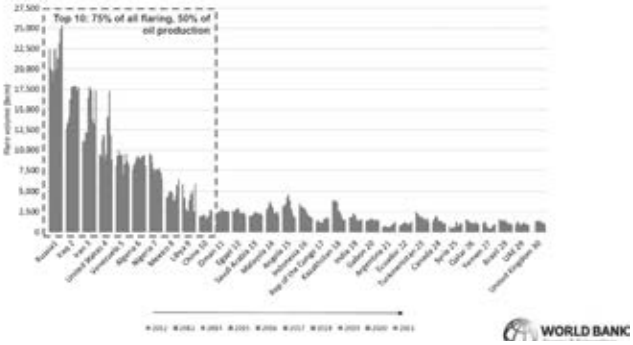
در کارگاه آموزشی بازیابی گازهای مشعل و کسب درآمد بررسی شد؛

راه‌حل‌های فنی-اقتصادی برای توسعه سبز پایدار

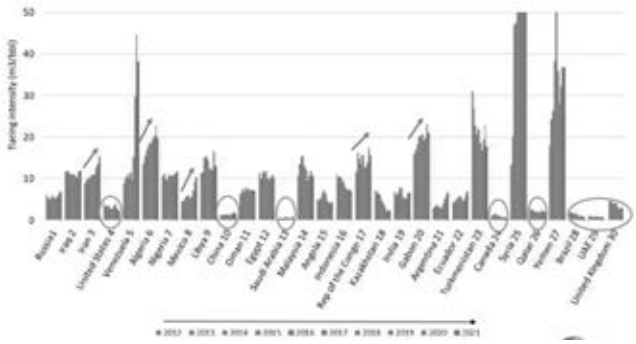
رضا آذین
رییس مرکز پژوهشی نفت و گاز دانشگاه خلیج فارس

کارگاه یکروزه «بازیابی گازهای مشعل و کسب درامد: راه‌حلهای فنی-اقتصادی برای توسعه سبز پایدار» در ۱۹ سپتامبر ۲۰۲۲ (۲۸ شهریور ۱۴۰۱) به صورت مجازی در دوحه قطر برگزار شد. اداره تحلیل بازار گاز[1] و موسسه پژوهش گاز[2] در مجمع کشورهای صادر کننده گاز[3] (GECF) این رویداد را برگزار نمود. اهداف این کارگاه شامل ایجاد چارچوب همکاری کشورهای عضو مجمع برای درک مشترک از ابعاد فناورانه و اقتصادی بازیابی گازهای مشعل و توسعه سبزِ پایدار در سرمایهگذاری روی بازیابی گازهای ارسالی به مشعل تعریف شده بود. همچنین، این کارگاه به دنبال کشف راههایی برای تدوین راهنمای فنی-اقتصادی کشورهای عضو مجمع برای مقابله با چالش گازهای مشعل و ایجاد فرصت برای تقویت جایگاه مجمع با به اشتراک گذاشتن دانش و تجربه بازیابی گازها مشعل بود. رییس مرکز پژوهشی نفت و گاز دانشگاه خلیج فارس، مباحث مطرح شده در این کارگاه را در روزهای ۱۲-۱۳ دیماه ۱۴۰۱ برای کارشناسان و مدیران شرکت پالایش گاز فجر جم ارائه نمود. این کارگاه در سه بخش ۱- وضعیت و چالشهای بازیابی گازهای مشعل ۲- اندازهگیری، پایش و مدلسازی ۳- چالشها و فناوریهای ارزشگذاری برگزار شد. تنظیم مقررات بین‌المللی، ارزشگذاری گاز مشعل، ممیزی انرژی، نظام مدیریت انرژی، تخمین حجم گازهای مشعل با دادههای پایش از راه دور، ارزیابی فناوری روشهای بازیابی گازهای مشعل، تجربه کشورهای نروژ و آنگولا در کاهش سوزاندن گاز مشعل، تجربه کشور مصر در کسب درامد از گازهای ارسالی به مشعل، روش کار و کاربردهای کسب درامد از گازهای مشعل از جمله موضوعات مطرح شده در این کارگاه بود.

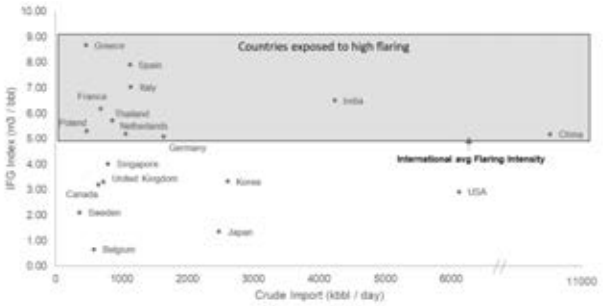
در سال ۲۰۲۱ مقدار ۱۴۴ میلیارد مترمکعب گاز مشعل در سراسر جهان سوزانده شده که سهم کشورهای عضو GECF معادل ۵۰٪ و برابر ۳/۸٪ تولید جهانی گاز بوده است. این حجم گاز مشعل منجر به تولید و نشر بیش از ۳۰۰ میلیارد تن کربن دی اکسید در جهان بوده است. در صورت جمعآوری این گازها و استفاده برای تولید برق، میتوان برق قاره آفریقا را تأمین نمود.



حجم گاز مشعل در سال ۲۰۲۱



شدت گاز مشعل طی سالهای ۲۰۱۲-۲۰۲۱، فلش قرمز روند افزایشی کشورها را نشان میدهد



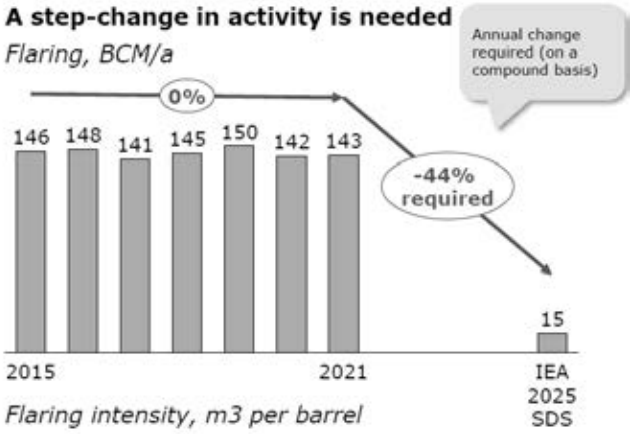
شاخص گاز سوزانده شده واردات

برنامه‌های جهانی همچون مشارکت داوطلبانه کشورها برای کاهش گازهای گلخانهای[4] و سازگاری با پیامدهای تغییر اقلیم، برنامه اتحدیه اروپا در کاهش نشر متان و مشارکت جهانی در کاهش گاز مشعل[5] (GGFR) در این کارگاه تشریح و دستاوردهای آنها معرفی شد. برنامه GGFR که توسط بانک جهانی و با مشارکت کشورها، شرکتهای نفتی و موسسات جهانی از جمله بانک اروپا[6] و کمیسیون اروپایی[7] و محلی در حال اجرا است، دادههای دقیق از موقعیت و حجم گازهای مشعل در مناطق مختلف جهان را از سال ۲۰۱۲ منتشر مینماید. همچنین، روشهای مختلفی را بر اساس حجم، کیفیت گاز مشعل و موقعیت جغرافیایی و نزدیکی آن به صنایع و تأسیسات تعریف میکند و مشوقهای جهانی برای ترغیب شرکتهای تولید کننده گاز مشعل به کاهش و درامد زایی از این منبع انرژی در نظر میگیرد. در همین راستا، شاخصهای جدید از جمله شدت مشعل[8] و شاخص گاز سوزانده شده واردات[9] (IFG) در برنامه GGFR تعریف شده است. شاخص IFG که حجم سوزاندن گاز مشعل به حجم واردات هیدروکربن مایع (نفت خام و مایعات گازی) را محاسبه میکند، بخشی از مسوولیت سوزاندن

1. Gas Market Analysis Department -GMAD
2. Gas Research Institute- GRI
3. Gas Exporting Countries Forum-GECF

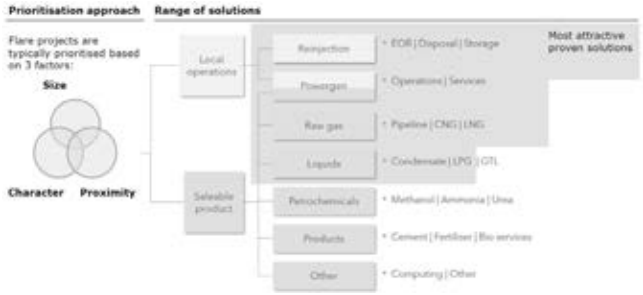
4. Nationally Determined Contributions-NDCs
5. Global Gas Flaring Reduction Partnership-GGFR
6. EBRD
7. European Commission
8. Flaring Intensity
9. Imported Flared Gas-IFG

گازهای همراه نفت در کشورهای تولید کننده نفت خام و مایعات گازی را متوجه کشورهای وارد کننده نفت خام و مایعات گازی میداند و مبنای تعریف مسولیت کشورهای وارد کننده و مشارکت آنها در برنامه‌های کاهش گازهای مشعل در کشورهای تولید کننده است. به علاوه، با توجه به تأثیر شدید گلخانهای گاز متان که ۸۶ برابر کربن دی اکسید است، برنامه تعهد جهانی متان[10] از سال ۲۰۲۱ با مشارکت داوطلبانه ۱۲۲ کشور آغاز شد و در سال ۲۰۲۲ به ۱۵۰ کشور رسید. پیشبینی میشود که با اجرای برنامه‌های حذف کامل گازهای مشعل، گرمایش جهانی تا ۰/۵ درجه سانتی گراد و با اجرای کامل تعهد جهانی متان، گرمایش جهانی تا ۰/۲ درجه سانتی گراد کاهش یابد.

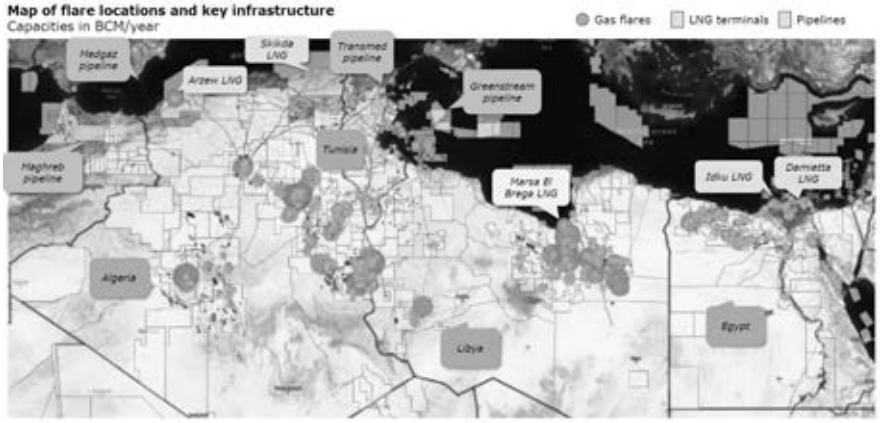


برنامه بانک جهانی در کاهش گازهای مشعل تا سال ۲۰۲۵. مطابق این نمودار، سالیانه ۴۴٪ باید از حجم گازهای مشعل کاسته شود تا به هدف سال ۲۰۲۵ دست یافت

روشهای بازیابی گاز مشعل و تبدیل آنها به درامد برای کشورهای تولید کننده نفت و گاز نیازمند ارزیابی و اولویتبندی فناوری[11] و برنامه اقدام فناوری[12] در چارچوب توسعه پایدار ملی است که برای هر کشور به تفکیک تهیه میشود. عوامل موثر بر کسب درامد از گازهای مشعل شامل مکان جغرافیایی پروژه، دبی گاز مشعل، ترکیب گاز، آلودگی آن به ترکیبات غیر هیدروکربنی، پیوستگی یا ناپیوستگی گاز مشعل، دسترسی به یوتیلیتی و بازار محصولات به دست آمده از آن میباشد. گازهای مشعل بعد از ارزیابی دقیق فنی، اقتصادی قابلیت برگشت به ورودی پالایشگاه با کمپرسور، استفاده به عنوان سوخت نیروگاه برق، سوخت کارخانجات انرژی بر مثل سیمان، فولاد، آلومینیوم، تبدیل به گاز طبیعی مایع شده[13]، تزریق مجدد به مخزن با هدف فشارافزایی یا ازدیاد برداشت نفت، تبدیل به مایعات[14]، محصولات پتروشیمی مانند متانول، آمونیاک، اوره، محصولات زیستی و همچنین انرژی مورد نیاز برای محاسبات رایانهای نظیر استخراج رمزارز دارند.



روشهای درامدزایی گاز مشعل



پروژههای تبدیل گاز مشعل به گاز طبیعی مایع شده (LNG) در شمال آفریقا. این پروژهها ۲۳ میلیارد متر مکعب گاز مشعل در سال را مصرف میکنند

به نظر میرسد که صنایع نفت و گاز ایران با توجه به هزینههای صرف شده در راستای برنامه‌های کاهش و حذف گازهای مشعل در دهه‌های اخیر می‌توانند گزارش اقدامهای انجام شده را برای ارزیابی و ثبت در مجامع بین‌المللی مستندسازی نمایند. همچنین، مشوقهای بین‌المللی در چارچوب برنامه‌های جهانی کاهش گازهای مشعل، شاخص گاز سوزانده شده واردات، تعهد جهانی متان و نظایر آن میتواند در تأمین مالی برنامه‌های صنایع نفت و گاز برای کاهش گازهای مشعل و تبدیل به محصولات با ارزش افزوده بالا همزمان با مشارکت ملی در حفاظت از محیط زیست و کاهش نشر آلایندههای گازی نقش موثری ایفا نماید. دانشگاه‌های کشور در کنار صنایع نفت و گاز می‌توانند روی مستندسازی فعالیت‌های کاهش گاز مشعل و کسب درامد از تبدیل آن به محصولات با ارزش افزوده با موسسات بین‌المللی همکاری و مشارکت فعال داشته باشند.

10. Global Methane Pledge

11. Technology Need Assessment-TNA
12. Technology Action Plan-TAP
13. Liquefied Natural Gas-LNG
14. Gas to Liquids-GTL

مراحل انتقال و چرخه حیات تکنولوژی

مهدی توکلی
دکترای مدیریت استراتژیک

۱- تعریف تکنولوژی و انتقال

الف)تکنولوژی: عبارت تکنولوژی ریشه در کلمه یونانی "تکنو" به معنی مهارت فن و دست و کلمه " لوژی" به معنای دانش وعلم دارد. به عبارت دیگر معنی لغوی تکنولوژی دانش مهارت‌ها یا فنون می باشد.

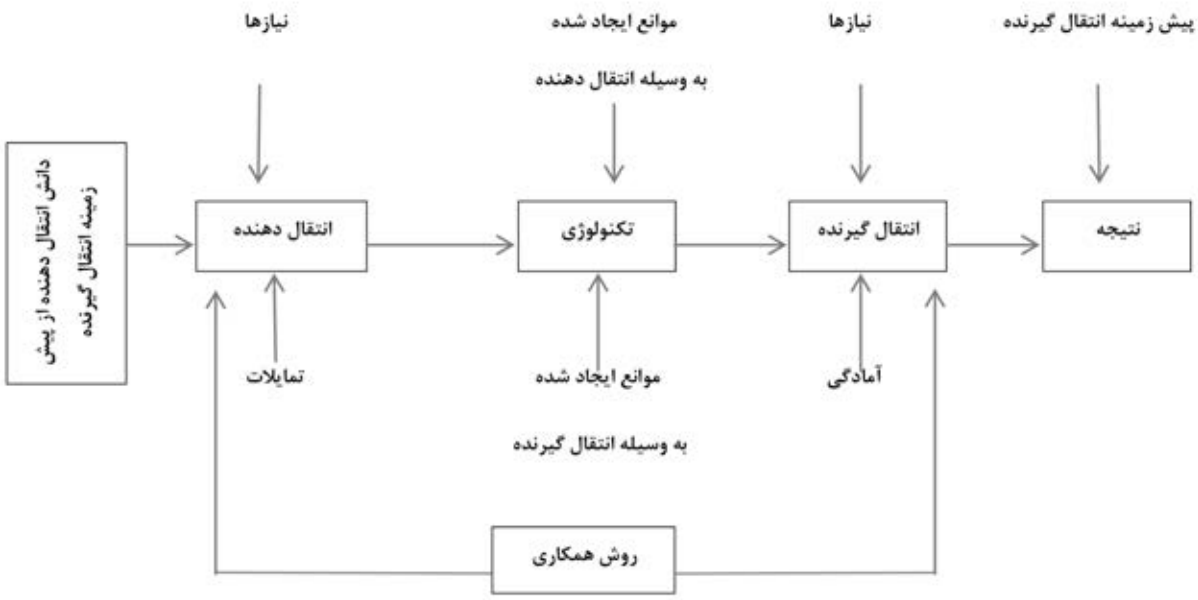
سازمان جهانی مالکیت معنوی (WIPO) تکنولوژی را دانش سازمان یافته برای تولید یک محصول یا ارائه یک خدمت می داند. دانشی که می تواند در یک اختراع یا طرح صنعتی تجلی یابد. براساس این تعریف تکنولوژی برابر با دانش است اما دانشی سازمان یافته، عینی و در ارتباط مستقیم با تولید کالا یا خدمات مشخص.

ب) transfer(انتقال): در ادبیات لاتین واژه "TRANS" به معنی طی یا گسترش سرتاسری و "FERRE" به معنای حمل کردن می باشد. بنابراین انتقال تکنولوژی را میتوان به عنوان فرایند فعالی در نظر گرفت که در آن تکنولوژی از یک مرز به مرزی دیگر انتقال می یابد. این مرزها می تواند متعلق به کشورها، شرکت‌ها و یا حتی افراد باشد، به عبارت دیگر، این انتقال فرایندی است که از آن فناوری در مکانی به جز محل اولیه خلق آن برای تولید فرآورده‌ها، همچنین به منزله مبنایی برای خلق تکنولوژی‌های نوین، انتشار پیدا می کند.

۲- مراحل انتقال تکنولوژی

انتقال تکنولوژی فرایندی است پیوسته و مستمر که از زمان تصمیم به اخذ تکنولوژی آغاز شده و گام به گام، مراحل دیگر را در بر می گیرد. مراحل انتقال را می توان به صورت زیر برشمرد:

• **ارکان اصلی انتقال:** مدل جامع و کاملی که در تمام شرایط تعریف شده باشد، وجود ندارد. سملی (SAMLI) در سال ۱۹۸۵ مدلی درباره ارکان انتقال ارائه کرده است که در این مدل، ارکان انتقال تکنولوژی شامل پنج رکن اصلی می باشد: انتقال دهند، تکنولوژی، انتقال گیرنده، روش همکاری و نتیجه. مدل مورد نظر در نمودار ۱ قابل ارائه می باشد.



نمودار ۱ - ارکان انتقال تکنولوژی (سملی-۱۹۸۵)

۱. انتقال دهنده: اولین و مهمترین ویژگی انتقال دهنده این است که نسبت به زمینه نیازهای انتقال گیرنده، دانش و شناخت کافی داشته باشد. در ضن انتقال دهنده باید نسبت به انتقال تکنولوژی تمایل داشته باشد. خواسته‌های انتقال دهنده باید تا حد امکان مطابق با خواسته‌های انتقال گیرنده باشد تا انتقال تکنولوژی یک معامله سودمند دو طرفه گردد.

۲. تکنولوژی: این واژه معانی زیادی را در بر دارد. بسیاری از افراد صرفاً کاربرد تجهیزات فنی سنگین از علوم پیشرفته در فعالیت‌های اقتصادی را در نظر می گیرند. بنابراین، تکنولوژی شامل سخت افزار، نرم افزار و دیگر فعالیت‌های حمایتی می باشد. مناسب بودن آن برای انتقال گیرنده باید بر اساس عوامل متعددی سنجیده شود.

۳. انتقال گیرنده: هر کشور در یافت کننده تکنولوژی، نیازها، ارزش‌ها و فرهنگ متفاوتی دارد. بنابراین انتقال موفقیت آمیز تکنولوژی مستلزم ارتباط بین خواسته‌های انتقال دهنده، درک نیازهای انتقال گیرنده، ماهیت تکنولوژی و اولویت‌های انتقال گیرنده از نظر نیازهای اقتصادی و فرهنگی می باشد. برای دستیابی به هماهنگی بین انتقال دهنده، تکنولوژی و انتقال گیرنده حداقل ۳ عامل بایستی در نظر گرفته شود.

• خواسته‌های انتقال گیرنده (Recover Needs)
• آمادگی انتقال گیرنده (Readiness)
• پیش زمینه آن (Background)

۴.روش همکاری: با توجه به مذاکرات طرفین و موضوع مورد انتقال، قراردادی بین آنها در زمینه انتقال تکنولوژی به امضاء می رسد که معرف روش همکاری طرفین می باشد. دقت در تنظیم مفاد این قرارداد از سوی هریک از طرفین امکان کسب مزایای بیشتری را برای آنها مهیا می کند.

۵.نتیجه‌یااثر: تعریف شاخصی برای ارزیابی نتیجه، ضروری است. همانطور که هتمن (Hetman) می گوید هر تکنولوژی فرصت هایی برای نوآوری مستمر فراهم می کند. شاید اولین معیار، میزانی است که تکنولوژی جدید، موجب نوآوری می‌شود. معیار دیگر می تواند میزان کارکرد تکنولوژی کسب شده و خروجی‌های آن باشد.

۳- روش‌های انتقال تکنولوژی

منظور از روش انتقال تکنولوژی، مجموعه ای از فعالیت‌های از پیش تعریف شده ای است که طی آن تکنولوژی مورد نیاز در اختیار متقاضی قرار می گیرد. روش‌های انتقال تکنولوژی بسته به نوع تکنولوژی و شرایط گیرنده و دهنده آن متفاوت و در برخی موارد بسیار متنوع است. طبقه بندی‌های مختلفی نظیر تقسیم آن به روش‌های مستقیم و غیرمستقیم، درونی و برونی، رسمی و غیررسمی، تجاری و غیرتجاری، تجسم یافته و غیر تجسم یافته، انجام پذیرفته است.

۱. سرمایه گذاری مشترک (joint venture)

در سرمایه گذاری مشترک دو یا چند شرکت در قالب شرکتی جدید با هم به فعالیت پرداخته و در ریسک ها، منافع و کنترل عملیات با هم شریک می شوند. اگرچه ریسک هنوز بالا است، ولی برای هریک از شرکاء کاهش یافته است. چنانچه مهارت‌ها و منابع شرکاء مکمل یکدیگر باشند، احتمال موفقیت افزایش می‌یابد. با این وجود مدیریت سرمایه گذاری‌های مشترک به خاطر اهداف و سطح کنترل متفاوت شرکاء می تواند مشکل باشد. سرمایه گذاری مشترک میان چند شرکت چند ملیتی و دارای ویژگی‌های زیر می باشد:

الف) شرکت محلی به تکنولوژی پیشرفته شرکت چند ملیتی دست می یابد. البته میزان انتقال تکنولوژی به انگیزه و مشارکت شرکت چند ملیتی بستگی دارد.

ب) سرمایه گذاری مشترک فشارهای مالی را برای طرفین همکاری کاهش می دهد. زیرا هردو طرف از این همکاری منفعت کسب می کنند و هزینه کسب دارائی‌ها برای شرکت چند ملیتی نیز کمتر می شود.

۲. سرمایه گذاری مستقیم خارجی

یک شرکت تصمیم میگیرد تا محصولات خود را در خارج از کشور تولید کند یا برخی از منابع خود را در خارج از کشور سرمایه گذاری کند. این کار امکان انتقال تکنولوژی را به کشور دیگر فراهم می سازد. اما تکنولوژی در مرز و محدوده شرکت باقی می ماند.

سرمایه گذاری مستقیم خارجی به عنوان یکی از مهمترین شیوه‌های انتقال تکنولوژی محسوب می شود. انتقال تکنولوژی توسط سرمایه گذاری مستقیم خارجی معمولاً زمانی به وقوع می پیوندد که یک یا چند شرکت خارجی (معمولاً شرکت چند ملیتی) در امر انتقال سرمایه، مهارت فنی، مدیریتی و بازاریابی در یک کشور (میزبان) از طریق شعبه‌های خود در آن کشور فعالیت می نماید. قابل ذکر است که شرکت‌های خارجی می توانند تمام، حداکثر و یا حداقل مالکیت شعبه‌های خود را در کشور خارج عهده دار شوند. از آنجا که منابع جهانی تکنولوژی عمدتاً در اختیار شرکت‌های چند ملیتی می باشد سرمایه گذاری مستقیم خارجی که توسط آنها انجام می گیرد نقش مهمی در جذب تکنولوژی به کشورهای در حال توسعه دارد.

درکل، سرمایه گذاری مستقیم خارجی بیشتر به کشورهایی راه می یابد که خصوصیاتی نظیر نیروی کار ارزان و ماهر و وفور منابع طبیعی، داشته باشند. یکی از فواید مهم سرمایه گذاری خارجی این است که معمولاً انتقال معلومات، دانش فنی جدید، مهارت‌های مدیریتی و بازاریابی به کشور گیرنده را به همراه دارد. اگرچه انتقال تکنولوژی از طریق سرمایه گذاری مستقیم خارجی همواره مطرح بوده است ولی انتقادهایی نیز به این روش وارد شده است، از جمله این انتقادها می توان به مواردی که در آن سرمایه گذار که معمولاً شرکت‌های چند ملیتی می باشند و سعی در نفوذ هرچه بیشتر در بازار کشور گیرنده و استفاده از منابع خام و ارزان طبیعی و نیروی انسانی می نماید، اشاره نمود.

۳. کنسرسیوم (Consortium)

کنسرسیوم روشی است که در آن دو یا چند شرکت در قالب یک شرکت یا یک مجموعه بزرگ با یکدیگر همکاری می کنند، زیرا منابع هریک از آنها برای مؤثر کردن تغییرات تکنولوژیکی محدود می باشد. معمولاً این اقدام مشترک بین کشورها یا گروهها و مجتمع‌های بزرگ برقرار میشود.

در این نوع سرمایه گذاری معمولاً افراد و شرکت‌های متعددی مشارکت می نمایند. همچنین در این نوع از سرمایه گذاری، در بازار یا کشوری همکاری مشارکت صورت می گیرد که هیچ یک از شرکت‌ها در آن فعالیت ندارند. کنسرسیوم‌های بین المللی معمولاً برای انجام دادن طرح‌های بزرگ و طولانی مدت مانند پروژه‌های بهره برداری که هزینه آنها بر عهده بانک‌ها و صندوق‌های بین المللی می باشد تشکیل می گردد و در یکی از کشورهای دنیا به ثبت می رسد. به طور کلی کنسرسیوم نسبت به سرمایه گذاری مشترک از تشکیلات حقوقی معتبرتر و منسجم تری برخوردار بوده و عمر طولانی تری داشته و با اتمام یک پروژه منحل نمی گردد.

۴- ادغام

ادغام و اخذ مالکیت یک شرکت، با تبدیل دو شرکت مجزا به یک شرکت به وجود می آید که این یا از طریق داشتن سهم مساوی یا از طریق اخذ مالکیت شرکت دیگر، امکان پذیر است. در روش ادغام، یک شرکت با شرکت دیگری که عرضه کننده تکنولوژی مورد نظر است، شرکت جدیدی را تشکیل می دهد.

ادغام از جمله استراتژی هایی است که شرکتها جهت دسترسی به منابع خارجی برای رشد انتخاب می نمایند. ادغام‌ها عموماً به منظور رویارویی با عدم انطباق محیطی و افزایش انعطاف شرکتها صورت می گیرد. استراتژی ادغام به دو نوع استراتژی ذیل تقسیم می شوند: ۱- ادغام عمودی ۲- ادغام افقی

۱. ادغام عمومی: ادغام عمودی بیانگر مسیر دیگری برای رشد بالقوه می باشد و به دو روش ذیل صورت می گیرد:

الف- ادغام رو به جلو (Forward Merger): در این نوع ادغام شرکت با خریدن شرکت‌های پخش یا خرده فروش‌ها می کوشد بر میزان کنترل خود بیافزاید.

ب-ادغام رو به عقب (Backward Merger): یکی از استراتژی هایی که شرکت می کوشد در اجرای آن بر میزان مالکیت خود بیفزاید و شرکت عرضه کننده مواد اولیه را تحت کنترل خود درآورد.

۲. ادغام افقی (Horizontal Merger): در این نوع از استراتژی شرکت می کوشد شرکت‌های رقیب را به مالکیت خود در آورد و بر میزان کنترل خود بر آنها بیفزاید.

۵- اکتساب (Acquisition)

اکتساب عبارت است از خرید کامل یا حداقل بیش از نیمی از سهام یک مؤسسه یا شرکت توسط شرکت خارجی که آنها را با منابع خود (مزایای خاص شرکت مادر) از قبیل توانائیهای تکنولوژیکی، مدیریتی، دانش فنی و... ترکیب می نمایند. عوامل زیادی هستند که باعث می شوند یک شرکت بین المللی به تملک یا خرید سهام یک شرکت داخلی اقدام می نماید که عبارتند از: بدست آوردن منابع ارزان محلی از جمله نیروی انسانی، بدست آوردن اسم و شهرت تجاری خاص به خصوص اگر

هزینه و مخاطره انتخاب نام جدید زیاد باشد، جلوگیری از مخارج هنگفت ناشی از عدم کارائی در دوران اولیه شروع کار، جلوگیری از خطراتی چون رکود قیمت‌ها که در پی احداث واحد جدید و اضافه شدن ظرفیت بروز می کند.

۶- تأسیس یا راه اندازی شرکت فرعی با مالکیت صددرصد خارجی (Wholly – owned subsidary)

در این روش سرمایه گذاری، شرکت‌های چند ملیتی به منظور گسترش امور تجاری و در راستای تأمین مالی خارجی کشور میزبان، اقدام به تأسیس شرکت‌های فرعی با مالکیت صددرصد خارجی تحت قوانین تجاری کشور میزبان می نمایند و سرمایه گذار، سرمایه مورد نیاز خود را تأمین نموده و از هر جهت دارای استقلال کامل می باشد. شرکتهای خارجی ممکن است در شرایط ذیل به کارگیری روش تأسیس شرکت فرعی با مالکیت صددرصد خارجی را نسبت به سایر روش‌های سرمایه گذاری خارجی ترجیح دهند:

۱. هنگامی که دارائیهای خاص زیاد یا دارائیهای با پتانسیل بالای سودآوری داشته باشند. به هرحال شرکت خارجی در این مورد ترجیح نمی‌دهد تا درآمدهای بالقوه ای که دارایی هایش ممکن است ایجاد نماید را تسهیم نماید.

۲. هنگامی که دارایی‌های ناملموسی و دانش‌های ضمنی مرتبط با سازمان خود داشته باشند و به آسانی نتوان آنها را به شریک خارجی انتقال داد.

۷- قرارداد لیسانس (Licensing)

قرارداد لیسانس، قرارداد اعطای حقوق، و مجوزی است برای ساختن، استفاده و یا فروختن یک محصول معین، طرح صنعتی یا نوع فرایند و روندی که برای تولید یک کالا و خدمات لازم است مانند لیسانس حق ثبت اختراع، اسرار تجاری، دانش و کمک‌های فنی، علامت تجاری و کپی رایت.

این قرارداد هم برای لیسانس دهنده (Licensor) و هم برای لیسانس گیرنده (Licensee) جذاب می باشد. برای لیسانس دهنده پرمنفعت ترین راه استفاده از داراییهای معنوی و فنی اش محسوب می گردد. لیسانس دهنده از طریق قرارداد لیسانس قادر خواهد بود که سرمایه و توانایی‌های فنی، تکنولوژیکی و مدیریتی خود را در تولید تکنولوژی‌های جدیدتر متمرکز سازد؛ بدون اینکه بار مالی و ریسک تجاری آن را در بازاریابی تحمل نماید.

لیسانس گیرنده نیز از طریق این قرارداد یک خط تولید صنعتی پیشرفته و مورد آزمون قرار گرفته برای تولید بالا و خدمات را به دست می آورد، بدون اینکه خطرات گوناگون آن مانند هزینه‌های گزاف و زمان طولانی تحقیقات و خطر به نتیجه نرسیدن آن را تحمل نماید. این قرارداد برای لیسانس گیرنده ممکن است پس از یک دوره زمانی تولید و بهره برداری این امکان را فراهم نماید که تحت نام و علامت لیسانس دهنده برنامه‌های تحقیق و توسعه را در داخل کشور با امکانات فنی و مالی خود انجام دهد.

۸- قرارداد فرانشیز (امتیاز فعالیت تجاری و توزیع Franchising)

فرانشیز قراردادی است که به وسیله آن اطلاعات، تجربیات فنی و شهرت تجاری یک طرف قرارداد با سرمایه گذاری طرف دیگر برای فروش مستقیم کالا یا انجام یک خدمت به مشتری فروخته می شود. این قرارداد موجب میگردد تا کالا و خدمات دهنده فرانشیز که نتیجه دستاورد اختراع، علامت تجاری و یا سایر حقوق مالکیت صنعتی وی است توسط گیرنده فرانشیز به مصرف کننده و مشتری ارائه گردد. نمونه بسیار آشنا و معمول این نوع قراردادها که در کشورهای در حال توسعه وجود دارد، فرانشیز هتل‌های زنجیره ای است. این قرارداد هم برای دهنده فرانشیز و هم برای گیرنده فرانشیز یک توافق جذاب محسوب می گردد. دهنده فرانشیز، تجارت خود را با سرمایه، سرمایه گذاران محلی توسعه می‌دهد و با این استقلال و مالکیت انحصاری خود را به نقاط مختلف جهان گسترش داده و محصولات تولیدی خود را با هزینه و سرمایه محدودی پخش و توزیع می نماید. در مقابل گیرنده فرانشیز این امکان را می یابد که در یک منافع تجاری بزرگ مانند شهرت و محبوبیت ایجاد شده قبلی، مدیریت کارآمد و برنامه‌های تبلیغات جهانی سهیم گردد.

۹- قرارداد دانش فنی (Know – How Contract)

دانش فنی به مجموعه ای از اطلاعات صنعتی مفید، محرمانه، ارزشمند و تازه اطلاق می گردد که به همراه آن، اطلاعات و مهارت‌های فنی و غیرفنی مربوطه که در طراحی، ساخت و عملیات واحد صنعتی به منظور تولید و ساخت محصول و یا مواد مورد نیاز باشد، وجود دارد.

سازمان جهانی مالکیت معنوی(WIPO)دانش فنی را به عنوان اطلاعات، داده یا دانشی که از تجربه و مهارت قابل اعمال در صنعت ناشی شده، تعریف نموده است. بنابراین دانش فنی، اطلاعاتی در خصوص سازمان، مدیریت، روند اجرا و اعمال و فنون بازاریابی یک واحد تولیدی و تجاری را در بر می گیرد. در صورتی که شروط مربوط به دانش فنی در یک نوشته یا سند مجزا و متمایز ارائه شود آن سند یا نوشته معمولاً قرارداد دانش فنی نامیده می شود. از طریق چنین شروطی، یک طرفه یعنی عرضه کننده دانش فنی متعهد می شود دانش فنی را برای استفاده به طرف دیگر یعنی گیرنده دانش فنی انتقال دهد. دانش فنی به صورت ملموس و غیر ملموس انتقال داده میشود. دانش فنی در شکل غیر ملموس از طریق آموزش فنی گاهی "دستیاری فنی" نامیدی می شود. دانش فنی در شکل غیر ملموس، شامل هدایت عملی عملیات ساخت و تولید یا عملیات دیگری از قبیل طراحی یا مدیریت مالی و پرسنلی تا بازاریابی می باشد که گاهی "خدمات مدیریتی" نیز نامیده می شود.

۱۰- بیع متقابل

در روش بیع متقابل، سرمایه گذار از طریق تأمین تجهیزات و تکنولوژی‌های لازم برای تولید در محدوده زمانی مشخصی در پروژه سهیم می شود و موظف است برای دریافت اصل و سود سرمایه خود، بخشی از محصول تولیدی را صادر کند. در واقع در این نوع معامله، منابع مالی به صورت ماشین آلات، تجهیزات و دانش فنی به منظور تولید در اختیار خریدار قرار می گیرد و تأمین کننده منابع متقابلاً و تحت شرایط قرارداد مربوطه، تولیدات خریدار را به جای پول نقد که ممکن است کمتر، برابر و یا بیشتر از ارزش منابع اولیه منابع استفاده شده باشد، دریافت نماید.

۱۱- روش‌های ساخت، بهره برداری و انتقال (Build, Operate, Transfer)

اصطلاح BOT به روشی اطلاق می گردد که در آن سرمایه گذار متعهد تأمین مالی و ساخت تأسیسات شده و پس از ساخت تا پایان مدتی که برای بازپرداخت سرمایه در نظر گرفته شده از تأسیسات بهره برداری به عمل آورده و مدت سرمایه گذاری با توجه به زمان لازم برای بازپرداخت هزینه‌های سرمایه گذاری تعیین می شود. پس از انقضای مدت قرارداد مالکیت کل تأسیسات طبق شرایط از پیش تعیین شده به صاحب اصلی پروژه انتقال می یابد. BOT بیشتر در طرح‌های زیربنائی و عمومی همانند نیروگاه ها، جاده ها، پالایشگاه ها، تونل ها، و پل ها کاربرد دارد و به همین علت طرف داخلی قرارداد لزوماً باید جزو واحدهای دولتی و یا شهرداری‌ها و مؤسسات عمومی باشند. در این روش کلیه منابع مالی مورد نیاز برای اجرای یک طرح از سوی تأمین کننده منابع مالی تأمین شده و به وی اجازه داده می شود برای مدت معلوم با شرایط از پیش تعیین شده از طرح بهره برداری نماید و پس از آن کلیه تأسیسات و حقوق ناشی از آن را به طرف خارجی از محل محصول طرح یا درآمد حاصل از عملکرد اقتصادی آن انتقال می دهد. پروژه‌های BOT به طور بالقوه می تواند انتقال تکنولوژی را تسهیل نموده و قابلیت‌های داخلی برای توسعه بازار سرمایه را شکوفا نماید. چنانچه موافقتنامه پروژه BOT به خوبی مذاکره و تدوین شده باشد، مؤسسین خصوصی را به یک نرخ بازگشت سرمایه معقول محدود نموده و این اطمینان را به

وجود می آورد که پروژه منافع ملی و اقتصادی کشور را تأمین می کند. در پروژه‌های BOT، ریسکهای بهره برداری و حتی فروش خدمات پروژه را پیمانکار پذیرا خواهد بود. لذا پیمانکار با انتخاب BOT خود را در معرض ریسک‌های بالایی قرار می دهد که این نیازمند سازمان و تجربیات فراتر از ترتیبات موجود در پیمانکاران عام پروژه‌های عمرانی است.

۱۲- تأمین از خارج یا برون سپاری (Outsourcing)

معمولاً هنگامی از روش تأمین از بیرون استفاده می شود که دسترسی به تکنولوژی محصول آسان نبوده و یا شرکت نیازی به کسب تکنولوژی محصول نداشته باشد. در این روش به جای خرید تکنولوژی، محصولی که تکنولوژی در آن نهفته است، خریداری می شود. با اینکه سرعت بهره برداری در این روش بالا است، هیچ تضمینی برای انتقال و تملک تکنولوژی وجود ندارد. در این روش برای اطمینان از عملکرد دائمی تکنولوژی، تضمین فروشنده جهت ارائه خدمات پس از فروش ضروری است.

در هر مرحله چرخه عمر تکنولوژی، همکاری و برون سپاری راهبردی می تواند منبع فرصت و سود آوری جهت گسترش مشارکت در زمینه تکنولوژی پیشرفته باشد. همچنین روشی همراه با ریسک‌ها و هزینه‌های کمتر و سرمایه گذاری‌های ثابت است که شرکت به طور همزمان انعطاف پذیری، نوآوری و اعتبارش افزایش می دهد.

• تأمین از خارج خدمات علمی یا توانمندی‌های کلیدی

• تأمین از خارج متخصصان

تجارت تکنولوژی شرط ضروری جهت بهره وری و سود آوری شرکتها است. در حقیقت، تأمین از خارج دانش تکنولوژیکی از طریق لیسانس، R&D مشترک، توافقنامه‌های پژوهشی و همکاری‌های R&D نسبت به گذشته رایج تر شده است و بازارهایی در صنایع مختلف جهت مبادله تکنولوژی به وجود آمده است.

۱۳-سرمایه گذاری در سهام (Equity Investment)

سرمایه گذاری در سهام سازمان دیگر نیز امکان دستیابی به تکنولوژی را فراهم می کند. این رویکرد چندین شکل مختلف دارد. یکی اینکه شرکت دریافت کننده جهت دست یابی به دانش، در شرکت صاحب تکنولوژی سرمایه گذاری می کند. رویکرد دیگر این است که شرکت جهت دسترسی به بازارها و عوامل تولید در شرکت دریافت کننده سرمایه گذاری می کند. همانطورکه میزان مالکیت تا حدودی میزان کنترل بر تکنولوژی را تعیین می کند. چانه زنی نیز براساس قدرت مالی طرفین است.

نوع دیگر این رویکرد سهام اقلیت (Minority equity) است. در این روش، یک شرکت بخشی از سهام سازمانی که، تکنولوژی مورد نظر در آن وجود دارد را خریداری می کند. اما در مدیریت نقشی ایفا نمیکند.

۱۴- همکاری در زمینه تحقیق و توسعه (R&D Collaboration)

همکاری در زمینه تحقیق و توسعه به چند صورت است:

• تحقیق و توسعه مشترک (Joint R&D)

در روش تحقیق و توسعه مشترک دو یا چند شرکت با هم توافق می نایند تا مشترکاً و بدون تبادل سهام یکدیگر در زمینه یک تکنولوژی مشخصی تحقیق و توسعه انجام دهند.

• قرارداد تحقیق و توسعه (R&D Contract)

در روش قرارداد تحقیق و توسعه، یک شرکت توافق می نماید تا هزینه تحقیق و توسعه در زمینه تکنولوژی مشخصی را در یک مؤسسه پژوهشی، دانشگاه یا شرکت نوآور کوچک تأمین نماید.

• سرمایه گذاری در پژوهش (Research funding)

در روش سرمایه گذاری در پژوهش یک شرکت جهت خلق ایده و بدست آوردن فرصت، هزینه پژوهشی مقدماتی را در یک مؤسسه پژوهشی، دانشگاه و یا شرکت نوآور کوچک تأمین می نماید.

۱۵- کسب تکنولوژی از طریق افراد متخصص (Educational Acquisition)

در روش کسب تکنولوژی از طریق افراد متخصص، شرکت متخصصانی را که به زمینه تکنولوژیکی خاصی آشنایی دارند، استخدام می کند یا شرکتی کوچکتر را به منظور تصاحب افراد آشنا به توانمندی مدیریتی یا تکنولوژیکی خاص، خریداری می کند.

در این روش شرکت خریدار به سرعت افراد آشنا به حوزه کسب و کار را تصاحب می کند، در حالی که در روش سهام اقلیت، شرکت اصلی به کارمندان خودش متکی است. کارمندانی که از این طریق وارد شرکت اصلی می شوند، ممکن است عامل اصلی تغییر جهت بازار- محصول اولیه شرکت باشند.

۱۶- استخدام و تبادل نیروی انسانی (Human Exchange & Hiring)

قلب تکنولوژی انسان است، انسانی که می تواند سخت افزار و دانش فنی را به خوبی به کار بگیرد و در یک روند تکاملی بخشی از نیازهای تکنولوژیک افراد را برآورده نماید. تجربه نشان داده است کشورهایی که توانسته اند سرمایه‌های انسانی خود را غنی کرده و به درستی هدایت نمایند، می توانند تمام مؤلفه‌های تکنولوژی را فراهم کرده و به پیشرفت قابل توجهی برسند. تحولات جهانی امکان استفاده از روش استخدام و تبادل نیروی انسانی را افزایش داده است. حتی در شرایط عادی نیز می توان با به خدمت گرفتن مشاوران مناسب به فنون نهفته که جهت عرضه محصول لازم است، دست یافت. جهت استفاده از این روش آمادگی، انگیزه و علاقه دریافت کننده تکنولوژی ضروری است و با وجود این شرایط، می توان به هزینه بسیار پایین تری نسبت به سایر روش‌های انتقال، تکنولوژی را کسب نمود. در این روش افرادی که در زمینه تکنولوژی ضمنی (Coverted Technology) دانش و مهارت دارند نسبت به انتقال دانش به دریافت کننده، محدودیت و ممنوعیت ندارند، استخدام می شوند. در زمینه بین المللی این افراد ممکن است شامل اتباع خارج از کشور و یا اتباع داخلی که جهت کار به خارج رفته اند، باشند.

۱۷- شبکه سازی (Networking)

در روش شبکه سازی، یک شرکت به منظور حفظ پیشگامی در یک زمینه تکنولوژیکی، یک شبکه ارتباطی ایجاد می کند تا بتواند از فرصت‌های تکنولوژیکی استفاده کرده و روندهای تکاملی را طی کند.

در شبکه‌های ارتباطی بین شرکت‌ها به منظور انتقال تکنولوژی، صادرات نیز صورت می گیرد. بازارهای خارجی منبع تقاضا و منشاء یادگیری بواسطه روابط نزدیک با خریداران است. تجربیات شرکت‌های آسیای شرقی نشان می دهد که اطلاعات، نیازمندی‌ها و انتقال دانش به واسطه خریداران منبع مهمی برای فروشندگان است. اطلاعات به دست آمده از این طریق، ابزاری برای تمرکز و بهبود قابلیت تولید است. روابط نزدیک و بلند مدت خریدار- فروشنده اطلاعات جامعی را در خصوص بازارهای بین المللی، خصوصیات تولید و روشهای مناسب تولید فراهم می کند.

۱۸- مهندسی معکوس (Reverse engineering)

در روش مهندسی معکوس، شرکت گیرنده با شبیه سازی، شکستن کدها و پی بردن به رموز تکنولوژی و دوباره سازی محصول به تکنولوژی دست می یابد.

انتقال تکنولوژی از این طریق معمولاً به وسیله خرید ماشین آلات از خارج و کپی کردن از روی آن صورت می گیرد. انتقال از طریق مهندسی معکوس معمولاً زمانی صورت می گیرد که شرکت‌های چند ملیتی (Multinational enterprises) و یا کشور عرضه کننده تکنولوژی از اعطای امتیاز تکنولوژی‌های به روز و پیشرفته به کشورهای در حال توسعه امتناع می ورزد. کاربرد این روش در صنایعی که اجزاء ترکیبی آن به

سادگی قابل دسترس باشد مانند صنایع کامپیوتر و نیمه‌هادی‌ها متداول‌تر است. در ضمن استفاده از این روش برای کشورهایی که از نظر توانمندی تکنولوژیکی ضعیف باشند، بسیار مشکل به نظر می‌رسد. کپی آزاد (Freecopying) از اسناد و تکنولوژی (بخش نرم افزار) که بخش‌های آشکار تکنولوژی را در بر می‌گیرد، یک روش انتقال تکنولوژی مورد علاقه سازمان‌های غیرتجاری است. ریسک بسیار پایین این روش باعث اعتبار و شهرت آن شده است.

۱۹- جاسوسی صنعتی (Industrial Espionage)

علیرغم وجود تردیدهای اخلاقی در روش، استفاده از آن از نظر سودآوری ممکن است یک تصمیم منطقی باشد. سرمایه گذاری‌های عظیم و چرخه عمر طولانی محصول در صنعت تکنولوژی‌های پیشرفته مانند کامپیوترهای بزرگ، پیشرو شدن در تکنولوژی را امکان پذیر می سازد. در برخی شرایط بقای یک شرکت در سایه دستیابی به چنین تکنولوژی هایی امکان پذیر است.

۲۰- انتقال تکنولوژی از طریق بستن قراردادهای مشروط

در این روش، کشور دارنده تکنولوژی در قرارداد فروش یا انجام کار ملزم می شود، که قسمتی از انجام آن را بر اساس مقررات کشور دریافت کننده تکنولوژی، واگذار کند. این روش موجب ارتقای توازن تخصصی و تکنیکی شرکت‌های ثانوی داخلی خواهد شد.

۲۱- فروش تکنولوژی به صورت یکجا و یا کلید در دست (Turn Key)

این روش معمولاً از راه شعبه وابسته به شرکت چند ملیتی واگذارکننده تکنولوژی در کشور گیرنده صورت می گیرد و با آن که عدم دخالت شرکت واگذار کننده و با سرمایه مستقل کشور گیرنده انجام می گیرد. در این حالت، فروشنده در تولید و توزیع کالا نقش داشته و چون مستقیماً بر شکل استفاده از تکنولوژی کنترل دارد، آن را به گونه‌های دیگر انتقال تکنولوژی ترجیح می دهد.

۲۲- ثبت اختراعات ارزان قیمت خارجی در کشور

کشورهای صنعتی از دیرباز به عنوان مرکز ثبت اختراعات شناخته شده اند و به این وسیله، اختراعات را به کشور خود می کشانند و آنها را به بهای نازلی خریداری می کنند.

جمع بندی و نتیجه گیری

در کل میتوان چنین بحث نمود که نمی‌توان برای همه موقعیت‌ها و شرایط فقط به یک روش خاص اکتفا و استناد نمود. انتقال تکنولوژی بر حسب نوع تکنولوژی مورد انتقال و شرایط به خصوص هرکدام متفاوت می باشد. درجه و میزان تأثیر و موفقیت هریک از روش‌های انتقال تکنولوژی همچنین به میزان تواناییهای جذب و درک دانش فنی انتقال گیرنده تکنولوژی بستگی دارد.

بنابراین می توان چنین نتیجه گیری نمود که عوامل مهم تعیین کننده روش انتقال تکنولوژی به مقدار بسیاری شامل ترکیبی از تمایل انتقال دهنده تکنولوژی جهت عرضه تکنولوژی و دانش فنی و همچنین توانایی دریافت کننده تکنولوژی جهت کسب و جذب تکنولوژی می باشد. اهمیت انتخاب روشهای انتقال تکنولوژی بسیاری از کشورهای در حال توسعه را بر آن داشته است که انواع مختلف روش‌های اکتساب تکنولوژی را جهت انتخاب مناسبترین آنها آزمایش نمایند.

انتقال تکنولوژی پیشرفته و ورود به آخرین مرزهای تکنولوژی، مستلزم شیوه‌های مدرن انتقال تکنولوژی است که تقریباً از بسیاری جهات با شیوه‌های مرسوم انتقال تفاوت دارد. این امر به معنای منسوخ شدن شیوه‌های مرسوم انتقال تکنولوژی نیست، چه بسا که استفاده از این نوع شیوه‌ها هنوز برای ما مناسب و مطلوب باشد. به هر حال سه جنبه مهم شیوه‌های جدید انتقال تکنولوژی عبارتست از:

۱. تأکید کردن بر فعالیت‌های تحقیقاتی برون کشوری برای جذب و انتقال تکنولوژی به داخل.

۲. به کارگیری متخصصان خارجی برای پرکردن خلأهای تکنولوژی بومی.

۳. استفاده از هر ساز و کار عملی برای شناسایی و ردگیری پیشرفتهای تکنولوژی بومی.

همه این جنبه‌ها براین حقیقت تأکید می کنند که تکنولوژی‌های پیشرفته را نمی‌توان مانند تکنولوژی‌های سنتی خرید. زیرا این نوع تکنولوژی‌ها شدیداً به عامل انسانی متخصص وابسته اند که معمولاً کشورهای رو به توسعه از کمبود آن رنج می برند. به نظر می رسد که مناسب ترین روش آن است که زمان و هزینه انتقال را به حداقل برساند و دسترسی به بازار، میزان جذب تکنولوژی و همراهی با تحولات آن را به حداکثر برساند.

۴. چرخه‌های حیات تکنولوژی

۴. ۱. شکل پیشرفت تکنولوژیک منحنی (S):

تکنولوژی طبق یک چرخه حیات تکنولوژی سه مرحله ای پیشرفت می کند:

- دوره نوآوری جدید، که به نام مرحله جنینی نیز شناخته می شود
- دوره بهبود تکنولوژی، که به مرحله رشد نیز معروف است
- دوره بلوغ تکنولوژی

وقتی تکنولوژی جدید یا بهتری ظاهر می شود، تکنولوژی موجود ممکن است کهنه بشود یا جای خود را به آن تکنولوژی جدید بدهد. دوره نوآوری جدید، دوره ای است که از رشد اولیه کندی برخوردار است در این دوره آزمایشات اولیه و بررسی‌های مقدماتی روی سیستم انجام می شود. دوره بهبود تکنولوژی، دوره ای است که مشخصه بارز آن رشد سریع و پایدار است. دوره بلوغ تکنولوژی وقتی آغاز می شود که تکنولوژی به بالاترین حد پیشرفت خود می رسد و پیشرفت در عملکرد کند می شود. در این دوره، تکنولوژی حد و مرزهایی که به وسیله عوامل مختلفی همچون حدود فیزیکی تعیین می شود، می رسد. وقتی که یک تکنولوژی به مرزها و حدود طبیعی اش می رسد به تکنولوژی بالغی تبدیل می شود که ممکن است کهنه یا تعویض شود. مراحل مختلف چرخه حیات تکنولوژی عبارتند از:

- مرحله شکل گیری و پیدایش تکنولوژی
- مرحله آغاز به استفاده از تکنولوژی
- مرحله گسترش میزان استفاده از تکنولوژی
- مرحله بلوغ تکنولوژی
- مرحله جایگزینی تکنولوژی
- مرحله کهنه شدن تکنولوژی

۵. مراحل پیدایش تکنولوژی

طی مراحل پیدایش تکنولوژی، بازار اصلاً آن تکنولوژی را نمیشناسد، در واقع هیچ پاسخی به آن نمی‌دهد. اما، این مرحله دوره ای است مهم که طی آن دانشمندان و مهندسان تلاش بسیاری می کنند و پول زیادی خرج می کنند تا تکنولوژی را خلق کنند، نمونه‌های اولیه ای از آن تولید کنند و آن را آزمایش کنند. هدف هر مدیر تحقق و توسعه ای، کاهش این مدت زمان تا حد ممکن است، زیرا بسیار پرهزینه است و درآمدزا نیست.

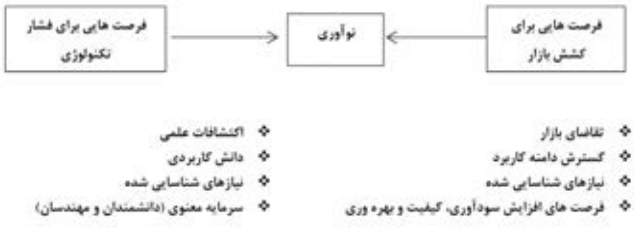
۶. کاربرد تکنولوژی جدید

پس از اینکه موج کاربرد تکنولوژی جدید روانه بازار شد، ارزش بازار آن تکنولوژی از مسیر پیشرفت تکنولوژیک پیروی خواهد کرد. یعنی ارزش بازار تکنولوژی جدید در زمان آغاز به کارگیری، از رشد کمی برخوردار است.

۷. دوره رشد سریع تکنولوژی

با رسیدن تکنولوژی به دوره رشد سریع، ارزش بازار آن نیز به سرعت افزایش می یابد. طی مرحله رشد تکنولوژی، میزان نفوذ آن تکنولوژی در بازار به میزان و نرخ نوآوری و نیازهای بازار به آن تکنولوژی جدید بستگی دارد.

۸. مرحله بلوغ تکنولوژی
با رسیدن تکنولوژی به مرحله بلوغ خود، سرعت رشد آن نیز کاهش می یابد. در جایی ارزش بازار آن تکنولوژی در اوج خود قرار می گیرد و سپس از آن به بعد به تدریج کاهش می یابد.
۹. مرحله جایگزینی تکنولوژی
در این مرحله، سهم بازار شرکتهایی که به استفاده از تکنولوژی قدیمی و کهنه شده ادامه می دهند، به تدریج کم و کوچک می شود و درآمدهایش نیز کاهش می یابد. در این مرحله، تکنولوژی بالغ می شود و وارد مرحله جایگزینی می شود.
۱۰. مرحله کهنه شدن و پیر شدن تکنولوژی
طی آن تکنولوژی ارزش اندکی دارد یا دیگر ارزشی ندارد.
۱۱. تکنولوژی های چند نسلی
تکنولوژی، مانند همه سیستم ها، سلسله مراتبی دارد. یک سیستم می تواند از چند زیر سیستم یا سیستم فرعی تشکیل شود و هر زیر سیستم نیز چند جزء دارد. کامپیوتر شخصی، یک تکنولوژی است و یک چرخه حیات تکنولوژی دارد. این تکنولوژی خود از چند زیر تکنولوژی تشکیل می شود. یکی از این زیر تکنولوژی ها، ریز پردازنده است که می توان آن را به عنوان یک تکنولوژی برخوردار از یک چرخه حیات تکنولوژی کامل نامید. به همین ترتیب، ریز پردازنده خود از چند تکنولوژی چند نسلی یا زیرتکنولوژی تشکیل می شود.
۱۲. تعامل تکنولوژی و بازار
بسیاری از تحولات و پیشرفت های اخیر تکنولوژیک بر پایه اکتشافات علمی جلوتر از خود استوار می باشند. علم، پایه و اساس توسعه تکنولوژیک را فراهم می آورد و توسعه تکنولوژیک نیز بازارهای جدید را خلق می کند. توسعه تکنولوژیکی به وسیله کشش بازار نیز تحریک و ایجاد می شود. اغلب هدف از ابداع یک تکنولوژی، رفع و برآورده ساختن نیاز یا تقاضای بازار است. این مؤثرترین راه برقراری پیوند میان تکنولوژی و بازار است. البته در بیشتر موارد، کشش بازار به وسیله مصرف کنندگان ایجاد می شود.



۱۳. پیشرفت تکنولوژی و نوآوری در محصول و در فرآیند
وقتی که نرخ نوآوری کالا به اوج خود می رسد و شروع به کاهش و کم شدن می کند، یک طرح کالا غالب و نوآوری در فرایند به دنبال عرضه طرح های جدید کالا صورت می گیرد. این نوآوری در سراسر چرخه حیات تکنولوژی و به منظور تحریک نوآوری های ریشه ای و تدریجی در کالا، ادامه می یابد. نوآوری ها درفرایند، چرخه حیات یک کالا را افزایش می دهد و به حفظ موقعیت رقابتی آن کمک می کند تا این که یک تکنولوژی جایگزین موجب انقطاع در این سیستم شود. برای یک کالای واحد، چرخه حیات تکنولوژی و چرخه حیات کالا با هم روی می دهند.
۱۴. رقابت در مراحل مختلف چرخه حیات تکنولوژی
۱.مرحله آغازین و رشد چرخه حیات تکنولوژی
پس از این که نوآوری جایگاه خود را در بازار پیدا کرد، به صاحب خود اجازه و امکان می دهد تا با حق ثبت آن را کسب کند یا استاندارد صنعت را تعریف کند. یک طرح غالب کالا می آید و تکنولوژی اثری عمیق بر عملکرد، هزینه ها و کیفیت خواهد گذاشت. در این فاز از مرحله رشد، تکنولوژی، به عنوان تکنولوژی کلیدی شناخته می شود و یک شرکت باید قابلیت هایش در این حوزه کاهش بدهد تا بتواند رقابت کند.
۲. ادامه چرخه حیات تکنولوژی
به علت وجود داشتن طرح غالب، بقیه شرکت ها مجبورند استراتژی دیگری برای رقابت بیابند. بهترین راه نوآوری، در فرایند برای کاهش هزینه ها است. راه های دیگر، اتکا به دارایی های مکمل همچون شهرت برای افزایش سهم بازار و راه دیگر استفاده از بازاریابی و بهبود خدمات مشتری می باشد.
۳. مرحله تکنولوژی بالغ
وقتی تکنولوژی به مرحله بلوغ می رسد و نرخ نوآوری کاهش می یابد، به یک کالای مصرفی تبدیل می شود که همه رقبا می توانند از آن استفاده کنند. تکنولوژی ها در این مرحله به عنوان تکنولوژی های پایه شناخته می شوند و نمی توانند برتری رقابتی قابل ملاحظه ای برای یک شرکت ایجاد کنند. هم زمان با اینکه تکنولوژی به مرحله بلوغ نزدیک می شود؛ قوانین رقابت به شرح زیر تغییر می کند:
• رقابت مبتنی بر نوآوری به رقابت مبتنی بر پایه قیمت و کیفیت تبدیل می شود.
• نوآوری ها در فرایند معمولاً غالب می شوند و اهمیت آن ها به عنوان وسیله ای مؤثر در کسب مزیت رقابتی افزایش می یابد.
• شرکت ها با معرفی مجموعه کالاها هم خانواده به بازارهای بخش بندی شده با یکدیگر رقابت می کنند
• شرکت ها برای کاهش قیمت ها به صرفه جویی ها در مقیاس متوسل می شوند
• اهمیت تخصصی شدن و کارایی تولید در شرکت ها افزایش می یابد
• تنها شرکت های با بازارهای غالب می توانند به بقای خود ادامه دهند. این امر به نفع شرکت های بزرگ است. لذا همین ادغام ها و خریدار شرکت ها در استراتژی های شرکت ها افزایش می یابد.
• سازمان های بزرگ با تکنولوژی بالغ، معمولاً خشک، بوروکراتیک و چند لایه اند. چنین ساختاری اغلب مانع نوآوری می شود و تهدیدی است برای پایداری موفقیت ها
• شرکت های با تکنولوژی های بالغ در معرض تهدیدهای ناشی از افزایش رقابت از طرف آن دسته شرکت هایی قرار می گیرند که هزینه های تولید، هزینه های نیروی کار یا هزینه های سربار پایین تری دارند
• تکنولوژی بالغ همیشه در معرض خطر جایگزین شدن و حذف به وسیله تکنولوژی جدیدتر قرار دارد، مدیریت شرکت باید نسبت به تکولوژی های نوظهور یا رقابتی حساس و هوشیار باشد.
نرخ پذیرش یک نوآوری از طرف اعضای یک سیستم اجتماعی تابع عوامل زیر است:
۱. میزان بهتر به نظر رسیدن یک نوآوری جدید در مقایسه با نوآوری موجود، نمونه ای از یک نوآوری کهنه روش تولید ارزان تری را پیشنهاد می کند.
۲. میزان سازگار بودن نوآوری با نیازها و ارزشهای مصرف کنندگان: یک نمونه از یک نوآوری غیرقابل سازگار، کالای جدیدی است که ممکن است موجب بروز آلودگی در جامعه ای شود که افراد آن نسبت به آلودگی زیست محیطی حساس اند.
۳. میزان پیچیده تر به نظر رسیدن نوآوری: یک نمونه آن، فرایند جدیدی است که آموزش آن به کارکنان مستلزم وقت و تلاش بسیار و تحمل هزینه های اجرایی زیاد است.
۴. میزان معرفی نوآوری به شکل آزمایش آن، قبل از پذیرش آن به وسیله مشتری: به عنوان نمونه داروی جدیدی که پزشکان می توانند قبل از تجویز گسترده آن به همه بیماران، آن را روی تعداد معدودی بیمار داوطلب آزمایش کنند. نمونه های رایگان داروهایی که به پزشکان داده می شود، انجام آزمایش های اولیه از طرف آنها را میسر و ممکن می سازد.
۵. میزان مشاهده نوآوری و نتایج آن، به وسیله پذیرندگان بالقوه: یک نمونه آن، ساعتهای هوشمند است. زمانی که که مردم رضایت دیگران از عملکرد آنها را مشاهده و احساس کنند، تمایل بیشتری برای خرید و مصرف آن ها خواهند داشت.

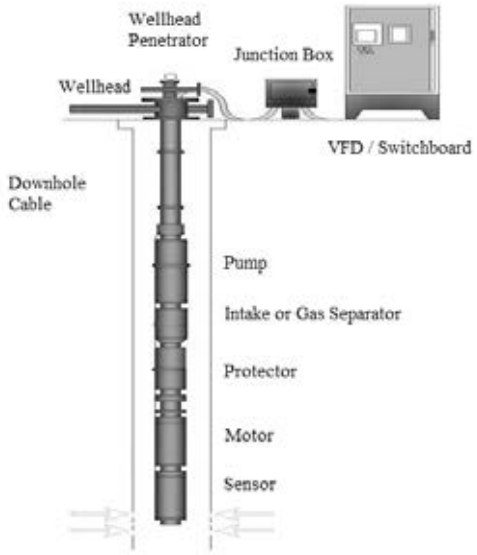
منابع: معتبر و موجود

معرفی تکنولوژی درایو فرکانس متغیر (VFD) و کاربرد آن در مجموعه پمپ ESP

آرمین بازیاری، حمید سلیمانی ایدیشه، علی رسولی امیرآباد، آیلین قلی‌زاده
شرکت دانش‌بنیان پادیاب تجهیز

مقدمه

با توجه به کاهش فشار متوسط مخازن کشور و به تبع آن کاهش توان تولیدی چاه‌ها، لزوم استفاده از روش‌های فرازآوری مصنوعی به عنوان راهکار چاه محور جهت استحصال بیشتر نفت بیش از پیش مورد توجه قرار گرفته است. فرازآوری با گاز و استفاده از پمپهای درونچاهی SRP، PCP و ESP از روش‌های متداول فرازآوری مصنوعی می‌باشند. با توجه به شرایط مخازن کشور، از میان روش‌های فرازآوری مصنوعی، استفاده از مجموعه پمپ درون‌چاهیESP به دلیل مقرون بصرفه بودن، امکان پوشش محدوده وسیعی از دبی تولیدی، امکان نصب در چاه‌های انحرافی، نیاز به فضا و تجهیزات سرچاهی کم، امکان نصب در اعماق زیاد، قابلیت استفاده در محیط‌های دارای مواد خورنده و با دمای بالا، مورد توجه ویژه می‌باشد. شماتیک یک مجموعه متداول ESP در شکل ۱ آمده است.



شکل ۱. شماتیک مجموعه پمپ درون‌چاهی ESP

به طور خلاصه عملکرد مجموعه پمپ درون چاهی ESP بدین صورت است که برق مورد نیاز موتور درون چاهی توسط کابل مخصوص ولتاژ بالا از سر چاه به موتور منتقل و سبب چرخش شفت موتور می‌شود. چرخش شفت موتور با استفاده از Coupling به شفت اجزای بالاتر منتقل و سبب چرخش پمپ سانتریفیوژی که در بالاترین قسمت مجموعه ESP قرار دارد، می‌شود. نهایتا با چرخش پمپ، فشارافزایی انجام شده و سیال با شرایط مدنظر، تولید خواهد شد.

همچنین با توجه به میزان دور شفت، نرخ تولید سیال متفاوت خواهد بود و تنظیم دور شفت توسط درایو کنترلر سرچاهی انجام می‌گردد. بدین منظور در گذشته از Switchboard استفاده می‌شده که این درایو عموما در فرکانس ثابت ۵۰ یا ۶۰ هرتز کار می‌کند. از معایب استفاده از Switchboard می‌توان به عدم کنترل کامل بر روی عملکرد مجموعه ESP به علت عدم توانایی در تغییر فرکانس، و همچنین مشکلات ناشی از استارت مجموعه ESP با فرکانس بالا (۵۰ یا ۶۰ هرتز) اشاره نمود که می‌تواند سبب آسیب به شفت و همچنین ایجاد مشکل در کابل و موتور درون چاهی به علت افزایش تا حدود شش برابری آمپر در لحظه استارت شود.

به منظور رفع محدودیتهای عملکرد پمپ ESP در فرکانس ثابت، امروزه استفاده از Switchboard تقریباً منسوخ شده و بطور معمول از درایو فرکانس متغیر یا همان VFD (Variable Frequency Drive) جهت بهینهسازی و کنترل عملکرد مجموعه ESP استفاده می‌شود (شکل ۲). از جمله مزایای استفاده از VFD می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:

انعطافپذیری عملیاتی بیشتر با تعریض بازه مجاز عملکردی پمپ (Operating Region)

بهینهسازی شرایط کارکرد پمپ جهت کار در نقطه BEP در دبیهای مختلف

کنترل خودکار شرایط تولیدی با توجه به تغییر پارامترهای مخزنی و ستون چاه

امکان راهاندازی نرم مجموعه ESP (Soft Starting)

امکان رفع برخی چالش‌های مجموعه ESP مانند Gas Lock، Shaft Stuck و...

حفاظت از موتور در برابر اضافه ولتاژ، اضافه‌بار، زیربار ماندن، اتصال کوتاه، خطاهای لحظه‌ای، از دست رفتن فاز و...

کاهش تنش موتور (حرارت کمتر، ارتعاش کمتر و گشتاور لحظه‌ای کمتر)

افزایش عمر مفید مجموعه ESP

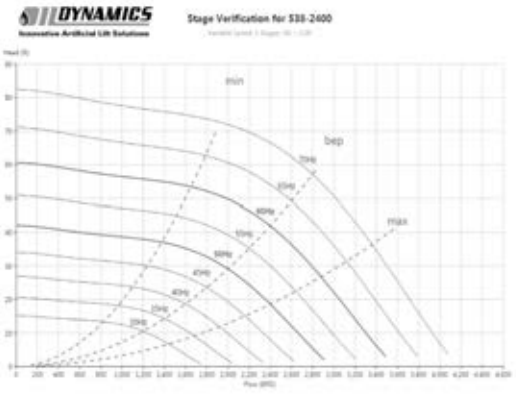
امکان انجام چاه آزمایی

بهینهسازی مصرف برق با کاهش فرکانس در دبیهای کم

سهولت راهبری ESP با سیستم کنترل و مانیتورینگ پیشرفته

شکل ۲. نمونه درایو فرکانس متغیر ساخت شرکت Oil Dynamics آلمان

در شکل ۳ نمودار عملکردی پمپ مدل ۵۳۸-۲۴۰۰ شرکت Oil Dynamics آلمان آورده شده است. به جهت مقایسه می‌توان مشاهده کرد که اگر کنترل پمپ توسط Switchboard در فرکانس ۵۰ هرتز انجام شود، بازه دبی قابل تغییر در این فرکانس از حدود ۱۴۰۰ تا ۲۴۰۰ بشکه در روز خواهد بود؛ که این تغییرات هم فقط با تغییرات سایز چوک سرچاهی قابل کنترل می‌باشد. در صورتیکه با کنترل عملکرد پمپ توسط VFD و از آن‌جا که معمولا عملکرد VFD در بازه‌های ۴۰ تا ۷۰ هرتز می‌باشد، دبی ۱۱۰۰ تا ۳۴۰۰ بشکه در روز قابل دست‌یابی خواهد بود و این مهم هم با تغییر فرکانس و هم با تغییر سایز چوک سرچاهی امکان‌پذیر می‌باشد.



شکل ۳. نمودار عملکردی پمپ ۵۳۸-۲۴۰۰ در فرکانس‌های متفاوت

با توجه به اهمیت استفاده از VFD جهت کنترل مجموعه ESP، در این مقاله تلاش شده است تا نحوه کار این تجهیز بیان گردد.

درباره VFD

همانگونه که پیشتر اشاره گردید، استفاده از VFD و تغییر فرکانس با امکان تغییر در سرعت چرخش موتور مزایای زیادی بهمراه دارد. با اینحال، جهت استفاده از VFD، حداقل و حداکثر فرکانسی وجود دارد که موتور در آن محدوده به سلامت عمل خواهد کرد. لذا تعیین کمترین و بیشترین فرکانس عملیاتی آن از اهمیت بسزایی برخوردار می‌باشد. همچنین درایو فرکانس متغیر (VFD) به موتورهای الکتریکی کمک می‌کند تا استارت نرم داشته باشند که باعث می‌گردد جریان کشیده شده در لحظه اولیه روشن شدن به طور چشم گیری کاهش یابد. همچنین VFD باعث افزایش بازدهی و کاهش فرسوده شدن موتور الکتریکی و کابل درون‌چاهی و درنتیجه کاهش هزینه‌های عملیاتی می‌گردد.

برخلاف موتورهای DC، سرعت موتورهای AC با تغییر ولتاژ ورودی قابل کنترل نیست. در عوض، تغییر فرکانس باعث تغییر در میدان الکترومغناطیسی استاتور موتور الکتریکی می‌شود که درنتیجه آن سرعت چرخش شفت موتور تغییر می‌کند. بطور کلی دو نوع VFD وجود دارد. VFD از نوع $\frac{\text{Voltage}}{\text{Hertz}}$ که از متداول‌ترین و مقرون بصرفه‌ترین نوع آن می‌باشد. این نوع VFD تغییر سرعت موتور را با کنترل نسبت بین ولتاژ و فرکانس انجام می‌دهد؛ خصوصا در سرعتهای نزدیک سرعت پایه موتور. نوع دیگر VFD که پیچیده‌تر و گران‌تر می‌باشد، Vector Control VFD است که سرعت موتور را در همه گستره سرعت با دقت بسیار زیادی کنترل می‌کند (در حالت Full Torque تا سرعت صفر).

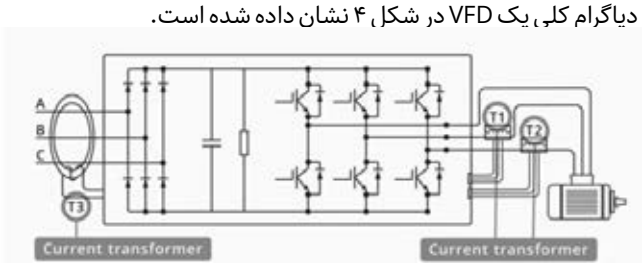
اگر موتور الکتریکی به صورت ناگهانی با فرکانس بالا و در حالت سکون روشن شود، آمپر زیادی از موتور کشیده می‌شود که می‌تواند به موتور آسیب جدی وارد کند. همچنین Torque ناگهانی ایجاد شده می‌تواند به بیرینگ‌ها، واشرها و قسمت‌های مکانیکی صدمه وارد نماید. به همین دلیل اکیداً توصیه می‌گردد که سرعت موتور به صورت تدریجی افزایش یابد. به کمک VFD موتور الکتریکی قادر خواهد بود در سرعت‌های پایینتر از سرعت پایه که مجموعه پمپ ESP بر آن اساس طراحی شده است، استارت شود. همچنین VFD دارای یک حد بالای فرکانس است که سرعت موتور از حالت پایه در آن بسیار بیشتر است. شایان ذکر است اگرچه سرعت بالاتر در فرکانس‌های بالا در دسترس است؛ بدین معنی نیست که این سرعت قابلیت عملیاتی داشته باشد. بیشتر موتورهای الکتریکی می‌توانند گشتاور ثابت (CT) در حالت Over-Speed ایجاد کنند که باعث اتلاف گشتاور و همچنین اگر جهت کارکردن پمپ مورد استفاده قرار بگیرد، باعث Over-load موتور می‌شود. ضروری است در مواقعی که نیاز می‌باشد که موتور در فرکانسی بیشتر از ۶۰Hz کار کند، گشتاور مورد نیاز و همچنین گشتاور تولید شده توسط موتور محاسبه گردد.

زمانی که روتور موتور به خوبی بالانس نشده باشد، لرزش موتور با افزایش سرعت چرخش موتور افزایش می‌یابد. در عمل، هیچوقت نمی‌توان روتور با بالانس ایده‌آل به علت محدودیت‌های موجود در پروسه تولید و tolerances، ساخت. زمانی که موتور ۵۰ درصد بیشتر از سرعت پایه خود می‌چرخد، می‌تواند سبب بروز مشکلات جدی گردد. لرزش سبب افزایش مشکلات مکانیکی و Heat Stress بر موتور و بیرینگ‌ها شده و در نتیجه عمر موتور و سایر اجزای آن کاهش می‌یابد. از این رو باید اطمینان حاصل گردد که لرزش در محدوده قابل قبول بوده تا از هزینه کرد بالای نگهداری و تعمیر جلوگیری شود. محدودیت‌های دیگر الکتریکی و مکانیکی نیز برای ماکزیمم سرعتی که موتور می‌تواند با آن کار کند وجود دارد. در سرعت‌های بالا، اصطکاک بیرینگ‌ها افزایش می‌یابد که باعث کاهش بازدهی موتور، افزایش توان مورد نیاز و هزینه‌های عملیاتی می‌گردد.

یکی دیگر از مواردی که در خصوص درایوهای فرکانس متغیر باید ذکر گردد، Back-EMF یا ولتاژی است که میدان ناشی از آن با چرخیدن شفت موتور مخالفت می‌کند. چرخش شفت موتور سبب ایجاد میدان مغناطیسی خلاف جهت میدان مغناطیسی ایجاد شده ناشی از برق ورودی به سیم پیچ موتور شده، در نتیجه سرعت چرخش شفت از آنچه که باید باشد، کمتر خواهد بود. به زبان ساده‌تر، EMF ایجاد شده ناشی از چرخش شفت با EMF ورودی به موتور(منظور ولتاژ اعمالی به موتور است) مخالفت می‌کند و به همین دلیل به آن Back-EMF می‌گویند. Back-EMF با سرعت زاویه ای (Angular Velocity) شفت موتور رابطه مستقیم دارد. Back-EMF زمانی که ولتاژ به موتور اعمال می‌شود ولی هنوز نچرخیده صفر است. هر چه موتور سریع‌تر بچرخد، Back-EMF بیشتر می‌شود که همیشه هم در خلاف جهت EMF منبع ولتاژ موتور است، که سبب می‌شود مقدار ولتاژ خالص استاتور کاهش یابد. با توجه به وجود Back-EMF درموتورهای الکتریکی در حال چرخش، ولتاژ مورد نیاز برای رسیدن به سرعت‌های بالا با حفظ گشتاور، افزایش می‌یابد و در نهایت از آنچه که VFD می‌تواند ارائه دهد، بیشتر می‌شود.

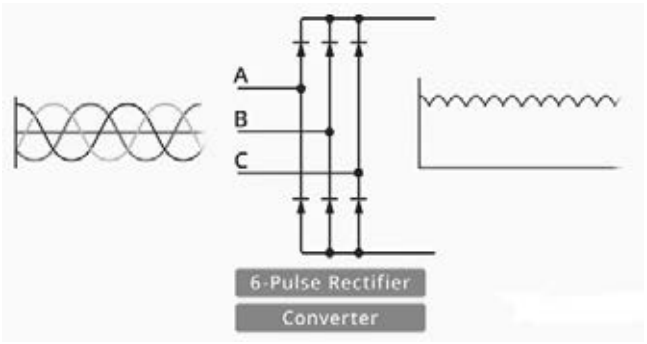
نحوه عملکرد VFD

دیاگرام کلی یک VFD در شکل ۴ نشان داده شده است.



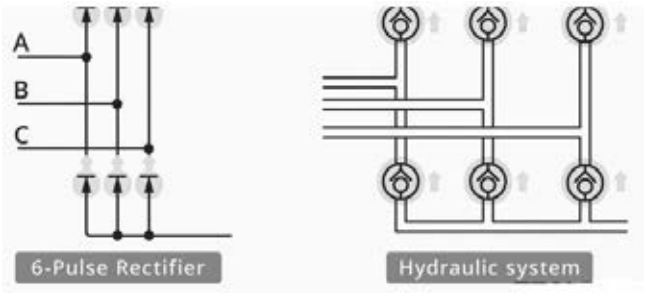
شکل ۴. دیاگرام کلی درایو فرکانس متغیر (VFD)

در ادامه قسمت Converter می‌باشد که rectifier هم به آن اطلاق می‌شود و در شکل زیر قابل مشاهده است.



شکل ۵. قسمت Converter شش پالس درایو VFD

این قسمت Six-Pulse Rectifier هم نامیده می‌شود و جایی است که سه فاز جریان متناوب AC به کمک دیودها به جریان مستقیم DC تبدیل می‌شود. می‌توان شش دیود استفاده شده را مشابه شش شیر یک طرفه درنظر گرفت که نحوه اتصال آن‌ها بهم دیگر، همانطور که در شکل ۶ نشان داده شده است، بسیار استراتژیک می‌باشد.



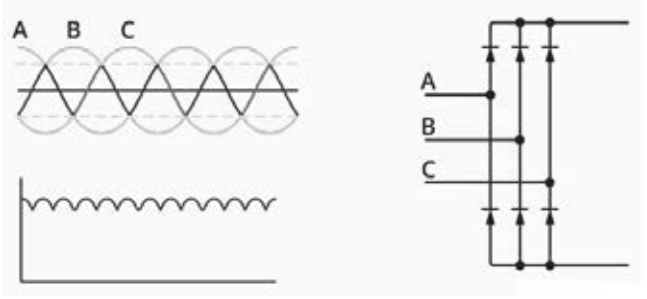
شکل ۶. شماتیک دیودهای مورد استفاده جهت تبدیل برق AC به DC

همان‌طور که شیر یک طرفه فقط امکان عبور سیال در یک جهت را ممکن می‌سازد، جریان نیز فقط در یک جهت قابلیت عبور از دیودها از آند به سمت کاتد را دارا می‌باشد. به عبارتی در دیود، جریان زمانی برقرار خواهد شد که ولتاژ در آند بیشتر از ولتاژ در کاتد باشد. بنابراین، زمانی که جریان سه فاز متناوب به Converter وصل می‌شود:

زمانی که فاز A از فاز B, C بزرگتر است، دیود A باز شده و جریان فقط از این دیود عبور می‌کند.

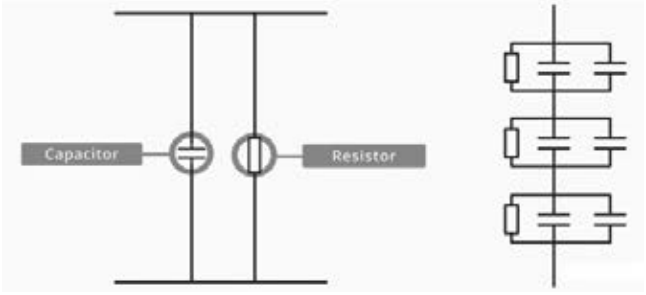
زمانی که فاز B از فاز A, C بزرگتر است، دیود B باز شده و جریان فقط از این دیود عبور می‌کند.

زمانی که فاز C از فاز A, B بزرگتر است، دیود C باز شده و جریان فقط از این دیود عبور می‌کند.



شکل ۷. شکل موج نهایی عبوری از دیودها

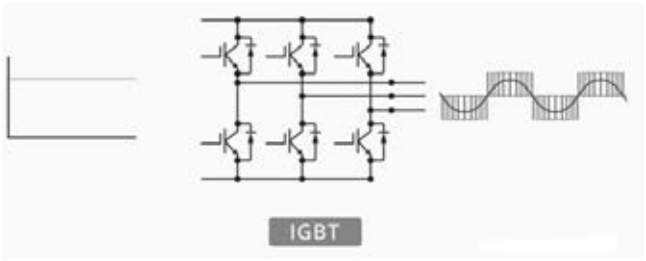
در ادامه، DC Filter و Buffer وجود دارد که به عنوان DC bus نیز شناخته می‌شود. در دیاگرام زیر DC bus با یک Capacitor و Resistor نشان داده شده است، البته در واقعیت چندین Capacitor و Resistor به صورت سری و موازی با هم قرار گرفته اند.



شکل ۸. شماتیک قسمت DC bus درایو VFD

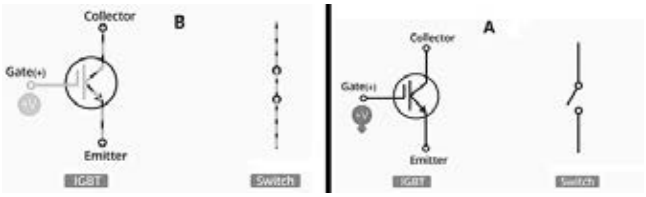
در ادامه توضیحات مربوط به DC bus، کاربرد Resistor تقسیم کردن ولتاژ است و در واقع تضمین می‌کند که همه Capacitors دارای ولتاژ یکسانی باشند.

آخرین مرحله از خروجی درایو VFD، قسمت IGBT می‌باشد که تبدیل کننده جربان DCبه AC و همچنین خروجی PWM می‌باشد.



شکل ۹. قسمت IGBT مربوط به درایو VFD

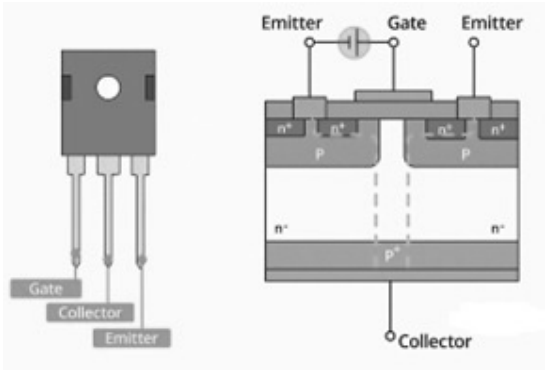
در این مرحله جریان ثابت به جریان متناوب به صورت یک خروجی ماژوله شده به پالس دارای عرض مشخص تبدیل می‌شود. اما این به چه معناست و چطور این اتفاق می‌افتد؟ غیر ممکن است که در خصوص VFD و Isolated Gate Bipolar Transistors (IGBT)صحبت شود در حالی که ندانیم Pulse Width Modulation (PWM)چیست. به طور کاملا خلاصه PWM یکی از راه‌های کنترل سیگنال آنالوگ با خروجی دیجیتال است.



شکل ۱۰. عبور جریان از IGBT. در حالت قطع (A) و وصل (B)

شایان ذکر است که IGBT توانایی دارد تا چندصدبار در ثانیه باز و بسته شود. IGBT دستگاهی Solid-State است، به این معنی که قسمت متحرک ندارد. به جای باز و بسته شدن فیزیکی کانکشن، IGBT با اعمال ولتاژ به یک Semiconductor که Gate نامیده می‌شود، باز می‌شود. در واقع تغییر ویژگی‌های Gate باعث ایجاد مسیر عبور یا مسدود شدن مسیر برای جریان برق می‌شود.

در شکل ۱۱ شماتیک IGBT نشان داده شده که شامل ترمینال (Pins) به عنوان نماینده Collector ،Gate و Emitter می‌باشد.



شکل ۱۱. شماتیک IGBT

جریان از مسیر Conductance که از Collector و Emitter تشکیل شده است، عبور و Gate کنترل دستگاه را انجام می‌دهد.

IGBT مانند یک سوئیچ عمل می‌کند. بدین صورت که:

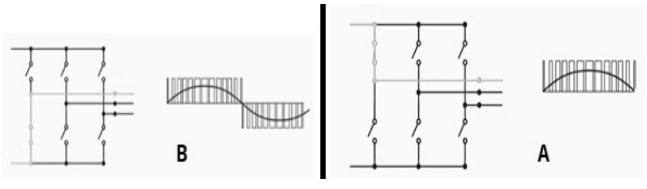
زمانی که ولتاژ مثبت اعمال شود، Gate بسته شده (حالت روشن) و به جریان اجازه می‌دهد بین Collector و Emitter حرکت کند.

اگر ولتاژ اعمالی کافی نباشد، Gate به حالت Turned off در می‌آید و جریان نمی‌تواند بین Collector و Emitter حرکت کند.

به منظور جلوگیری از عمل نکردن دستگاه IGBT، ولتاژ در حالت خاموش، به صورت منفی نگه داشته می‌شود.

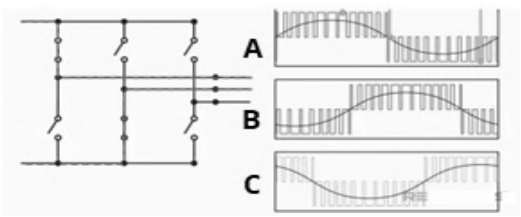
حال که نحوه کارکردن IGBT مشخص شد، کاربرد آن در VFD مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

همانطور که در شکل زیر مشخص است، سوئیچ‌های بالا در قسمت مثبت DC Bus و سوئیچ‌های پایین در قسمت منفی DC bus قرار دارند. زمانی که یکی از سوئیچ‌های بالا بسته است (وصل است)، فاز موتور و ولتاژ آن مثبت خواهد بود. همچنین اگر یکی از سوئیچ‌های پایین بسته باشد (وصل باشد)، فاز موتور و ولتاژ آن منفی خواهد بود. بنابراین، با کنترل سرعت و توالی اینکه کدام سوئیچ‌ها باز یا بسته باشد، می‌توان فاز و فرکانس سیگنال را کنترل کرد: صفر، منفی یا مثبت.



شکل ۱۲. وصل بودن سوئیچ بالا و تشکیل موج مثبت(A)، وصل بودن سوئیچ پایین و تشکیل موج منفی (B)

در شکل ۱۳ نیز شکل نهایی موج ایجاد شده نشان داده شده است.



شکل ۱۳. ایجاد موج مثبت (A)، ایجاد موج منفی (B)، موج نهایی خروجی از IGBT (C)

شایان ذکر است سیگنال خروجی VFD یک سیگنال PWM می‌باشد که شکل موج آن مستطیلی است و در کارکرد VFD نقش بسیار مهمی دارد؛ چرا که تعیین کننده ولتاژ متغیر (AC) و فرکانس است که VFD را قادر می‌سازد تا سرعت چرخش موتور را کنترل کند.

ساخت داخل درایوهای فرکانس متغیر

با در نظر گرفتن کلیه مزایای ذکر شده برای استفاده از درایو فرکانس متغیر (VFD) و با توجه به شرایط مخازن نفتی کشور و گسترش روزافزون استفاده از مجموعه پمپ درون‌چاهی ESP، ضرورت ساخت داخل این کالای استراتژیک و بومی‌سازی تکنولوژی بکار رفته در آن بیش از پیش نمایان شده است. با درک این نیاز، شرکت دانش‌بنیان پادیاب تجهیز بعنوان شرکت ایرانی پیشتاز در حوزه فرازآوری مصنوعی با تکیه بر تجربه ۱۵ ساله خود در زمینه مهندسی، تأمین، نصب و راه‌اندازی پمپ‌های درون‌چاهی ESP، اقدام به بومیسازی درایوهای فرکانس متغیر تحت لیسانس شرکت صاحب تکنولوژی Oil Dynamics آلمان در کارخانه خود در شهر اهواز نموده است. شایان توجه است در فرآیند بومیسازی صورت پذیرفته، شرایط خاص عملیاتی و نیاز کارفرما در مناطق مختلف عملیاتی خشکی و دریا در نظر گرفته شده و بر این اساس برخی قسمتهای VFD با هدف بهبود عملکرد آن مطابق با نیاز داخلی بازطراحی گردیده است.

شکل ۱۴. ساخت و آزمایش VFD در کارخانه شرکت پادیاب تجهیز

جمع بندی

با توجه به اینکه مخازن کشور در نیمه دوم عمر خود قرار گرفته و دارای افت فشار گردیده‌اند و با در نظر گرفتن این حقیقت که عموماً نرخ این کاهش فشار در حال افزایش است، استفاده از روش‌های فرازآوری مصنوعی و بومی‌سازی تکنولوژی‌های مربوطه دارای اهمیت بسزایی در برنامه‌های توسعهای مخازن می‌باشد. در میان سایر روش‌های فرازآوری مصنوعی، استفاده از مجموعه پمپ درون‌چاهی ESP به دلیل مزایای بسیاری که دارد و عمدتاً متناسب با شرایط مخازن کشور است، در حال گسترش میباشد. با اینحال، بهره‌وری بالا و عملکرد مطمئن مجموعه پمپ درون‌چاهی ESP به چگونگی راهبری آن بستگی خواهد داشت که امروزه این مهم به کمک درایو فرکانس متغیر (VFD) تسهیل گردیده است. با استفاده از VFD می‌توان در فرکانس‌های متفاوت و همچنین گشتاورهای مختلف، مجموعه ESP را راهبری نمود. علاوه بر این، با استفاده از VFD، کنترل گستره دبی تولیدی بدلیل تغییر شرایط چاه و مخزن و اطمینان بیشتر از کارکرد مناسب مجموعه ESP نیز امکان‌پذیر خواهد بود.

معرفی توانمندی‌های شرکت مهندسی نوآوران تکساز صنعت

بومی سازی تاپ‌درایو برای اولین بار در خاورمیانه

شرکت مهندسی نوآوران تکساز صنعت (تایکو) در سال ۱۳۷۰ با هدف توسعه ظرفیت مهندسی ساخت تجهیزات ویژه در کشور، پا به عرصه فعالیت صنعتی گذاشت. این شرکت به همراه شرکتهای زیر مجموعه خود، با حضور در صحنه‌های مختلف صنعتی، قابلیت و توانمندی خود را به عنوان یک مجموعه قوی صنعتی به اثبات رسانده است.

شرکت‌های تحت پوشش

- شرکت مهندسی نوآوران سویاب صنعت (تولید کننده پمپ سوخت، وموتورهای الکتریکی خوردو)
- شرکت جامح تلاش صنعت طوس
- شرکت جهان توسعه پارس صنعت

چشم‌انداز شرکت

- تولید محصـوالت در سـطح اسـتانداردهای روز جهـان، شناسـایی بازارهـای هدف در کشـورهای مختلف و صادرات محصوالت تولیدی، افق چشم انداز آتی شرکت را تشکیل میدهد.

اهداف شرکت

• اعتلای توان علمی و فنی شرکت در راستای نوآوری، تنوع تولید و بهبود کیفیت محصولات
• بومی سازی تکنولوژی ساخت تجهیزات مورد نیاز کشور در صنایع مختلف بر مبنای استفاده از تخصص داخلی و تکنولوژی نوین روز
• اجرای استراتژیهای تدوین شده و دستیابی به توسعه پایدار
• جلب اعتماد و رضایت ذینفعان

زمینه‌های فعالیت صنایع نفت، گاز و پتروشیمی

• مهندسی، تامین، ساخت، نصب و راه‌اندازی تجهیزات صنایع نفت و گاز
• تاپ درایو - Top Drive
• سیستم‌های کنترل سرچاهی - Well Head Control Panel
• دستگاه ارسال و دریافت توپک - Pig Launcher & Receiver
• پکیج تزریق مواد شیمیایی - Chemical Injection Package
• مهندسی، تامین، ساخت، نصب و راه‌اندازی تجهیزات واحدهای پتروشیمی
• تولید محلول‌های هیدروکربنی از ضایعات پلیمری (پلاستیک)
• تولید اکسیداسیون آروماتیک ها
• تولید پلی ایزوپرن
• تولید اسید سولفوریک
• تولید کلرات پتاسیم
• مخازن تحت فشار
• برج ها
• مشاوره مدیریتی در صنایع بالادستی
• دکل‌های حفاری زمینی، دریایی و تعمیراتی
• لوله‌های حفاری

ماشین آلات صنعتی ویژه

• سیستم خشک کننده مواد (تحت خلا)
• طراحی، ساخت و اجرای انواع همزن
• قطعات یدکی پمپ گاینارد

ماشین آلات صنایع ساختمانی، معدنی، سیمان و فولاد

• طراحی، ساخت و اجرای (EPC) انواع سیستم انتقال مواد
• تولید آند و کاتد مورد نیاز خطوط تولید مس کاتدی
• ماشین آلات تجهیزات گندله سازی
• ماشین آلات بتن سبک

آشنایی با دستگاه تاپ درایو

تاپ درایو (Top Drive) یک تجهیز بسیار پیشرفته برقی، هیدرولیکی است که به صورت دستگاهی مجزا و در ارتفاع مناسب در دکل حفاری نصب می‌گردد و لوله‌های حفاری و در نتیجه مته را به حرکت در می‌آورد. با پیشرفت تکنولوژی و نیاز بازار سیستم‌های گرداننده فوقانی (TD) از سال ۱۹۸۲ به صنعت حفاری اضافه شدند و به مرور جایگزین سیستم حفاری (Rotary Table) RT گردید. مکانیزم عملکرد در تاپ درایو (Top Drive) کاملاً با روش حفاری RT متفاوت است بطوری که این دستگاه مانند یک دریل ستونی که موتور محرک آن در قسمت بالا بوده، عمل نموده و از بالا نیروی قائم و حرکت دورانی موتور را از طریق یک گیربکس بر رشته لوله‌های حفاری و مته اعمال مینماید. در حالی که در روش حفاری RT حرکت و گشتاور از طریق میز گردان (Rotary Table) و کیلی (Kelly) به رشته لوله‌های حفاری منتقل میشوند. تاپ درایو با قابلیتهای ویژه‌ای که دارد به صورت اتوماتیک و با استفاده از نیروی هیدرولیکی توانایی بستن و باز کردن لوله‌ها و مته حفاری، برداشتن لوله حفاری از محل مخصوص، هم مرکز کردن آن با محور دستگاه و بستن آن را دارد. بنابراین در این دستگاهها علاوه بر اینکه تا حد زیادی نقش اپراتور در حفاری حذف شده، زمان انجام فرآیند حفاری کاهش قابل توجهی یافته و از نظر ایمنی نیز بسیار مهم بوده و باعث جلوگیری از حوادث حین حفاری نظیر کنترل انفجار ناشی از وجود حفره‌های گازی در عملیات حفاری چاه‌های نفت می شود.

آنچه که واضح است در طی بیش از ۲۰ سال اخیر روش غالب، استفاده از تاپ درایو از نوع سیستم (Top Drive Portable) PTD به جای روش (Rotary Table) RT برای حفاری چاه‌های نفت و گاز بوده است.

مزایای استفاده از تاپ درایو

۱- کاهش زمان حفاری (استفاده از ابزار مناسب و امکان اتصال سریعتر لوله‌ها به هم و همچنین استفاده از یک استند لوله ۲۷ متری بجای یک شاخه لوله ۹ متری در روش میز گردان (Rotary Table) که منجر به کاهش یک سومی زمان لوله گذاری یا لوله برداری در زمان حفاری می گردد)

۲- افزایش سرعت حفاری (استفاده از سیستم کنترل الکتریکی، هیدرولیکی و موتور و گیربکس پرقدرت قابل کنترل در سرعت‌ها و گشتاورهای مختلف در زمان حفاری و همچنین افزایش سرعت عمل در زمان بلند کردن، محکم کردن، باز کردن لوله‌ها و...)

۳- توانایی انجام اندازه گیری و ثبت شاخص‌های مورد نیاز در هنگام حفاری (پنل حفاری و HMI)

۴- امکان حفاری جهت دار و افقی با استفاده از سیستم‌های کنترلی پیشرفته (Tool Face)

۵- توانایی تنظیم و کنترل سرعت و گشتاور روی رشته لوله‌های حفاری و مته که باعث کاهش خرابی مته می شود.

۶- استفاده از سیستم فوران گیر دستی و هیدرولیکی IBOP (این سیستم با فشار کاری psi ۱۰۰۰۰ کمک بسزایی در افزایش ایمنی به هنگام فوران چاه در زمان حفاری خواهد نمود)

۷- کاهش گیر لوله‌ها هنگام حفاری، لوله بالا و لوله پایین

۸- هنگام گیر احتمالی لوله ها، می تواند در هر زمان از حفاری، دوران (Rotate) یا Back Ream انجام دهد.

۹- دستگاه تاپ درایو باعث افزایش سرعت عمل اپراتور در هنگام عملیات مانده یابی(fishing) می گردد.

۱۰- حفار با استفاده از دوربین نصب شده روی جایگاه دکل بان، کلیه عملیات حفاری را زیر نظر خواهد داشت و این موضوع باعث افزایش سرعت عمل و ایمنی می گردد.

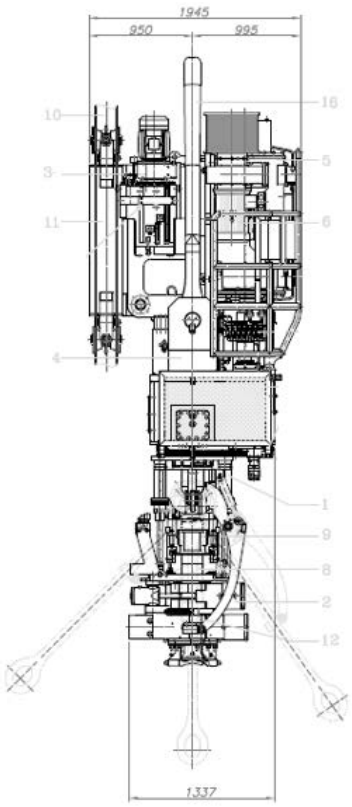
تاریخچه شکل‌گیری تاپ درایو ملی ۵۰۰_NTS

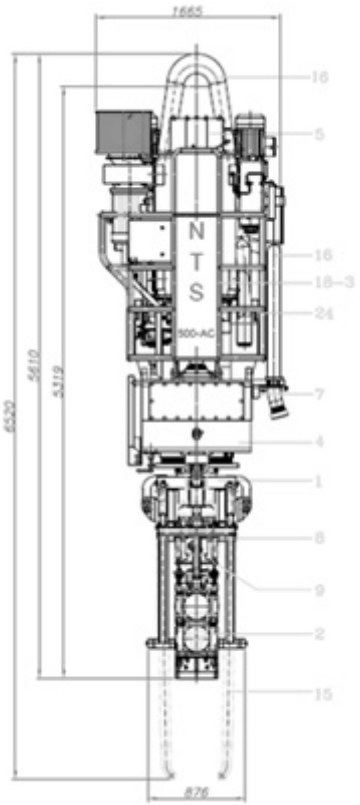
شرکت تایکو در سال ۱۳۷۰ تاسیس گردیده و در زمینه ساخت ماشین آلات ویژه و با تکنولوژی خاص مورد نیاز کشور فعالیت نموده است. این شرکت با بهره گیری از تجارب ارزشمند بیش از یک دهه فعالیت موفقیت آمیز در طراحی، ساخت و نصب و راه اندازی محصولات و ماشین آلات پیشرفته در صنایع مختلف کشور، در سال ۱۳۸۲ با انعقاد قرارداد ساخت، نصب و راه اندازی ۱۵دستگاه تاپ درایو طرح MH500 با (مشارکت شرکت MH) برای شرکت پشتیبانی ساخت و تهیه کالای نفت تهران، پا به عرصه صنعت حفاری گذاشت.

این شرکت با بهره گیری از تجربیات حاصل از اجرای این پروژه و چندین سال بهره برداری از دستگاه‌های فوق توسط کارفرما در شرایط اقلیمی ایران و نتایج بازسازی و تعمیرات اساسی دستگاه‌های مختلف تاپ درایو مشابه خارجی (MH، وارکو، هایدرالیفت و...) و بررسی مزایا و معایب فنی عملکرد دستگاه‌های تاپ درایو برندهای مختلف و همچنین ارائه خدمات تامین و تعمیرات در دوره زمانی گارانتی، اقدام به طراحی و تدوین دانش فنی ساخت تاپ درایوی با ویژه گی‌ها و مشخصه‌های جدید و منحصر فرد نمود و در سال ۱۳۹۱ موفق به ساخت و تحویل اولین دستگاه تاپ درایو ایرانی با برند NTS 500 به شرکت ملی حفاری گردید. این شرکت تاکنون دو دستگاه تاپ درایو با برند NTS 500 ساخته و تحویل داده است و در هم اکنون نیز سه دستگاه تاپ درایو با برند NTS500 را در حال ساخت دارد و همچنین با برنامه ریزی‌های صورت گرفته این شرکت توانایی تولید و تحویل حداقل ۵ دستگاه تاپ درایو برند NTS 500 را در سال دارد.

مشخصات فنی تاپ درایو NTS_500

1. PIPE HANDLER
2. TORQUE WRENCH
3. TWO HYDRAULIC POWER UNITS
4. GEAR BOX & SWIVEL
5. MAIN AC MOTOR
6. MAIN MOTOR COOLING SYSTEM
7. SERVICE LOOP MANIFOLD
8. IBOP VALVE (KELLY VALVE)
9. KELLY VALVE ACTUATOR
10. GUIDANCE SYSTEM FOR PTD
11. GUIDE DOLLY
12. SAVER SUB
13. WIRE LINE RUNNING ADAPTER
14. MUD PIPE, GOOSENECK, WASH PIPE
15. ELEVATOR LINKS
16. LIFTING BAIL





مشخصات فنی تاپ درایو NTS_500

Length (Drilling)	5600 mm
Length (Tripping)	6300 mm
Width	1950 mm
Hoisting Capacity	500 short tons
Power Rating	860 KW (1150 HP)
Gear ratio	1: 12.5
Main shaft	6 5/8" REG API r. h. Box ID:76mm (3")
Working pressure	350 bars (5000 psi)
Max. Continuous Torque	59600 Nm
Speed at max. Torque	0-140 rpm
Max. Continuous Speed	208 rpm
Torque at max. Speed	40100 Nm
Torque in Spin mode	6800 Nm
Speed in Spin mode	15 rpm
Make up/Break out Torque	81000 Nm
Weight	12500 kg
Torque Tube Length	42m

اهم نوآوری‌های دستگاه تاپ درایو بومی ساخت شرکت تایکو (NTS_500) نسبت به نمونه‌های مشابه خارجی

• استفاده از دو واحد قدرت هیدرولیکی (HPU) مستقل از هم به منظور کاهش زمان انتظار دکل (waiting) در هنگام خرابی و از مدار خارج شدن یکی از واحدهای قدرت هیدرولیکی (HPU)

• تغییر در لینک تیلت Link Tilt و پایپ هندلر Pipe Handler به جهت افزایش ظرفیت تحمل بار

• استفاده از درایو مدل ACS880 به جای ACS600 و افزایش قابلیت مانیتورینگ در پکیج VFD

• بهبود IBOP Actuator (تقویت مواد اولیه، ایجاد تغییر در مدل و مکانیزم عملکرد)

• بهبود در طراحی (تقویت انتقال گشتاور) و همچنین تقویت مواد اولیه مورد استفاد در ساخت متعلقات سیستم گیربکس

• دو تکه نمودن کابل‌های فرمان (قسمت داخلی و بیرونی دکل) جهت ایجاد سهولت در نصب و امکان تعویض کابل قسمت خراب شده (افزایش طول عمر کابل وکاهش هزینه به دلیل اینکه صرفا امکان تعویض قسمت خراب شده کابل وجود دارد)

• استفاده از سویول یکپارچه و واش پایپ بر اساس استاندارد P500

• اضافه کردن پنل HMI جهت استفاده حفار در کنار پنل مکانیکی (در پنل HMI نشانگرهای کنترلی زیادی از قبیل زمان‌های گریس کاری و روغنکاری و... اضافه گردیده است که در پنل مکانیکی وجود نداشته و امکان اضافه نمودن این نشانگرها در پنل مکانیکی وجود ندارد و همچنین وجود آنها کمک شایانی در بهبود کارکرد و افزایش طول عمر دستگاه خواهد داشت)

• تقویت کولرهای VFD از ۳ تن تبرید به ۱۰ تن تبرید برای استفاده در مناطق حاره ای با دمای کارکرد ۵۵+۱ درجه سانتیگراد بصورت ۳ پکیج مستقل از هم که در صورت نیاز به صورت همزمان یا پله ایی وارد و از مدار خارج می شوند.

• بهبود سیستم روغنکاری گیربکس با اضافه نمودن سیستم روغنکاری برقی گیربکس در کنار سیستم هیدرولیکی دستگاه این امکان فراهم گردیده که در مواقع لزوم (خرابی یکی ازسیستم‌های برقی و یا هیدرولیکی) بتوان از سیستم کمکی استفاده نمود

• شناسایی اقلام و قطعات ضعیف در دستگاه‌های مشابه خارجی و بهبود طراحی آنها و همچنین تقویت مواد اولیه مورد استفاده در ساخت آنها (جک ها، پین ها، پیچ‌ها و...)

• دو تکه نمودن کابل‌های قدرت (قسمت داخلی و بیرونی دکل) با استفاده از جانکشن باکس یا کانکتور به جهت ایجاد سهولت در نصب کابل و امکان تعویض کابل قسمت خراب شده (افزایش طول عمر کابل و کاهش هزینه تامین کابل به دلیل اینکه امکان تعویض قسمت خراب شده کابل فراهم گردیده است)

• استفاده از کابل ۲۰ رشته Small Power کانکتوری بجای کابل‌های مجزا از هم، جهت برق دهی به موتورهای کوچک دو واحد قدرت هیدرولیکی Blower،(HPU) و... (در مدل‌های خارجی از چند رشته کابل مستقل از هم که داخل یک شیلنگ قرار دارند استفاده می گردد و این موضوع در طولانی مدت باعث تنیده شدن و پیچیدگی کابل‌ها به هم و نهایتا قطعی کابل‌ها می گردید و همچنین استفاده از کابل ۲۰ رشته این امکان را فراهم نموده که در هنگام قطعی یکی از رشته سیم‌ها بتوان رشته سیم‌های ذخیره از استفاده نمود)

• قابلیت نصب بر روی انواع دکل‌های حفاری موجود در ایران در کمترین زمان و با حداقل اصلاحات لازم بر روی دکل

• ایجاد تغییرات در محل استقرار کانکتورها پشت VFD به منظور سهولت در نصب کانکتور و جلوگیری از صدمه دیدن کابل‌ها

• اعمال تغییرات در چیدمان داخلی تابلوها جهت ایجاد سهولت در دسترسی و افزایش سرعت تعمیرات

• شناسایی اقلام و قطعات ضعیف برقی و بهبود قطعات برقی مورد استفاده در داخل تابلوهای VFD و دستگاه جهت رفع عیوب متداول

• گارانتی یکساله دستگاه و ارائه خدمات پس از فروش ۱۰ ساله (همچنین امکان ایجاد انبار قطعات پای کار و ارائه قطعات یدکی متناسب با شرایط کاری دستگاه جهت کاهش زمان انتظار دکل (waiting)

• امکان حضور شبانه روزی متخصصان شرکت تایکو در کنار دستگاه در طول مدت زمان گارانتی در صورت نیاز کارفرما (این موضوع تاثیر قابل توجهی در افزایش طول عمر مفید دستگاه و کاهش زمان انتظار دکل (waiting) که از فاکتورهای بسیار مهم در عملیات حفاری می باشد، داشته است)

• اجرای دوره‌های آموزشی و ارائه مشاوره ضمن خدمت به پرسنل شرکت‌های حفاری

فهرست سوابق شرکت در صنایع نفت، گاز پتروشیمی

• ساخت، نصب و راه‌اندازی ۱۵ دستگاه تاپ درایو مدل MH با مشارکت شرکت MH
• طراحی و ساخت داخل ۲ دستگاه تاپ درایو با برند ملی مدل NTS 500
• طراحی و ساخت داخل ۳ دستگاه تاپ درایو با برند ملی مدل NTS 500 – (در حال حاضر دستگاه اول آماده تحویل می باشد و دو دستگاه با پیشرفت فیزیکی ۶۵ درصد در حال انجام می باشد)
• تامین قطعات، بازسازی و تعمیرات اساسی (Overhaul) تعداد یازده دستگاه تاپ درایو (شامل شش دستگاه تاپ درایو MH مدل AC -500- PTD / یک دستگاه تاپ درایو MH مدل DDM650 / دو دستگاه تاپ درایو وارکو مدل TDS۱۱SA / دو دستگاه تاپ درایو BPM مدل DQ70)
• تامین قطعات، بازسازی و تعمیرات اساسی (Overhaul) تعداد یازده دستگاه سویول مدل NOV P500
• طراحی و ساخت تعداد دوازده عدد شیر IBOP (تعداد هشت عدد شیر تاپ درایو وارکو طرح TDS11SA و تعداد پنج عدد شیر تاپ درایو NTS500 & PTD -500- AC MH)
• طراحی و ساخت تعداد ۱۸عدد شفت اصلی دستگاه تاپ درایو (تعداد ۳ عدد شفت تاپ درایو وارکو TDS11SA، تعداد ۵ عدد شفت تاپ درایو NTS 500 ساخته و تحویل گردیده است و همچنین در حال حاضر تعداد ۶ عدد شفت اصلی تاپ درایو AC MH -500- PTD و ۴ عدد شفت اصلی تاپ درایو وارکو TDS11SA نیز در حال ساخت می باشد)
• طراحی، ساخت و نصب ساب استراکچر دکل حفاری
• طراحی، ساخت و نصب تابلوهای کنترل سر چاهی (Wellhead Control Panel & HPU)
فازهای ۴، ۵، ۶، ۷، ۸ پارس جنوبی
• طراحی و ساخت دستگاه ارسال و دریافت توپک (Pig Launcher & Receiver)
• طراحی و ساخت پکیج تزریق مواد شیمیایی (Chemical Injection Package)
• طراحی و ساخت پکیج دیزل اویل (Diesel Oil Package)

گواهینامه‌های بین‌المللی-افتخارات

شرکت تایکو به دلیل نوآوری در تکنولوژی و موفقیت در ارایه محصولات جدید همه ساله در معتبرترین نمایشگاههای صنعتی کشور حضور فعال داشته و در سال ۱۳۹۱ به عنوان برترین سازنده صنعت حفاری انتخاب گردیده است.

همچنین در طی حدود نیم قرن فعالیت صنعتی همواره در پی دستیابی به بالاترین سطح استانداردهای بین المللی جهت جلب رضایت مشتریان خود بوده که در این مسیر موفق به اخذ گواهینامه‌های بین المللی زیر گردیده است.

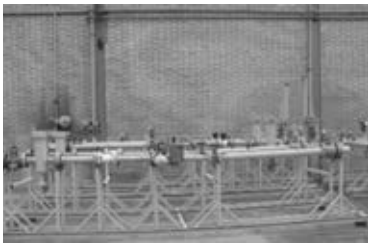
همچنین شرکت تایکو از بدو تاسیس تا کنون در عرصه فعالیت صنعتی همواره در پی دستیابی به بالاترین سطح استانداردهای بین المللی جهت جلب رضایت مشتریان خود بوده و در راستای ارائه خدمات و محصولات با کیفیت، سازگار با محیط زیست و ایمن، اقدام به ایجاد و نگهداری سیستم مدیریت یکپارچه (IMS) نموده است:

• سیستم مدیریت کیفیت ISO9001 : 2015
• سیستم مدیریت زیست محیطی ISO14001 : 2015
• سیستم مدیریت ایمنی و بهداشت حرفه‌عی: ISO45001 : 2018
• سیستم مدیریت کیفیت در صنایع نفت، گاز و پتروشیمی ISO29001:2020

سایر محصولات

• طراحی، مهندسی، ساخت و نصب مخازن اتمسفریک سقف ثابت
• طراحی، مهندسی، ساخت و نصب مخازن اتمسفریک سقف شناور
• طراحی، مهندسی و ساخت تاورها و مخازن تحت فشار
• طراحی، مهندسی و ساخت سپریتورها و فیلترهای صنعتی
• طراحی، مهندسی و ساخت راکتورهای سولفور زدایی
• طراحی و ساخت مخازن تبریدی دوجداره
• طراحی، ساخت و نصب دودکش‌ها و داکتها
• طراحی و ساخت تجهیزات جانبی توربینهای گازی
• تعمیرات اساسی مخازن

• ایستگاه تقلیل فشار گاز T.B.S و میترینگ در ظرفیت‌های مختلف و انواع مسطح و کابینتی
گاز پالایش شده از پالایشگاه برای مصرف در بخش خانگی و صنعتی نیاز به فشاردارد. این عمل توسط ایستگاه‌های تقلیل فشار بین راهی و شهری انجام می گردد. اندازه گیری میزان مصرف گاز طبیعی نیز توسط ایستگاه‌های میترینگ انجام می شود.



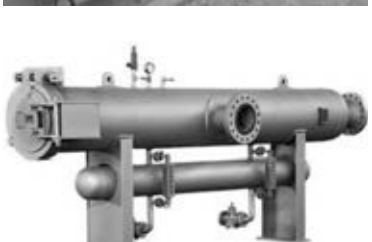
• ایستگاه تقلیل فشار گاز C.G.S در ظرفیت‌های مختلف
گاز طبیعی استحصال شده از پالایشگاه دارای فشار بالایی درحد ۱۴۰۰ پوند می باشد. تقلیل فشار این گاز توسط ایستگاه‌های CGS انجام می شود و فشار تا حدود ۲۵۰ پوند تقلیل پیدا می کند.

• کالیبراسیون و تعمیر فلومترهای توربینی گاز
یکی از انواع کنتورهای مورد استفاده جهت اندازه گیری حجم گاز مصرفی در ایستگاه‌های تقلیل فشار کنتورهای توربینی می باشد.
این کنتورها نیاز به کالیبراسیون و تعمیر در بازه زمانی مشخص دارند.

• شیر ایمنی قطع کننده جریان گاز حساس به زلزله
یکی از تجهیزات ایمنی مورد نیاز برروی خطوط لوله گاز شیرهای ایمنی قطع کننده جریان گاز می باشد. این شیرهای پنوماتیک در صورتیکه به هر دلیل فشار خط بالاتر یا پائین تر از حد مجاز و یا سیستم حساس به زلزله فعال باشد مسیر خط ایستگله را به کلی قطع می‌کند.

• گرمکن گاز طبیعی
در برخی از ایستگاه‌های تقلیل فشار به دلیل افت فشار بسیار زیاد گاز نیاز به تامین دمای بالاتر می باشد. این هیترها به دودسته کلی مستقیم و غیر مستقیم تقسیم بندی می گردند.

• فیلتر سپراتور
فیلتراسیون گاز طبیعی قبل از ورود به ایستگاه و تجهیزات آن از اقدامات بسیار مهم و اساسی می باشد. این فیلیتراسیون شامل جداسازی سقف ثابت و سقف شناور مایعات و ذرات جامد معلق می باشد.



• طراحی، ساخت، نصب وراه اندازی مخازن ذخیره اتمسفریک
مخازن بعنوان یکی از المان‌های مهم در صنعت جهت ذخیره سازی انواع مایعات از جایگاه قابل توجهی در صنعت برخوردارند. مخازن از لحاظ نوع فرآیند به چند گروه مختلف قابل دسته بندی هستند.

بهینه سازی و گزارش دهی عملیات جابجایی دستگاه حفاری

دکتر ناصر عرفانی مجد- استاد و مدیر گروه دانشگاه صنعتی شهدای هویزه
هاشم روحی - استاد دانشگاه آزاد ماهشهر
امیر حسین روحی- دانشجو مهندسی برق دانشگاه صنعتی شهدای هویزه

چکیده

بدون شک تکمیل هر حلقه چاه جزء گرانترین بخش توسعه یک میدان می باشد. متخصصین شرکت‌های حفاری برای بهینه سازی و کاهش هزینه در بخش عملیات حفاری، فعالیت‌ها و نوآوری‌های زیادی انجام داده اند و از تکنولوژی‌های نوین در این امر بهره فراوان برده اند. طبق مطالعات صورت گرفته عملیات جابجایی که حدود ۲۵ درصد هزینه تکمیل یک حلقه چاه را در بر می‌گیرد (Dunhum, 2014)، کاملا از دید کارشناسان مخفی بوده و حتی اقدام به اندازه گیری پارامترهای آن هم که اولین قدم در راستای بهینه سازی هر فعالیتی می باشد، تا کنون انجام نشده است. عبارت ترخیص تا اثباد Release to Spud (RTS) اغلب برای بیان زمان شروع تا پایان جابجایی یا زمان تعریف شده برای جابجایی دستگاه حفاری از محل قدیم به محل جدید است. این مدت زمان براساس توافقنامه بین پیمانکار حفاری و شرکت کارفرما تعیین می شود. در این مطالعه که پس از چندین سال تحقیق و پژوهش که توسط یک تیم مجرب متشکل از نخبگان الکترونیک، نرم افزار، حفاری و مکانیک صورت پذیرفت منجر به ابداع سامانه گزارش دهی و بهینه سازی فرآیند جابجایی دستگاه حفاری (Rig Move Reporting & Monitoring [2RM]) ، گردید، که با استفاده از این سامانه ابتدا اقدام به شناسایی و اندازه گیری فعالیت کلیه منابع مورد استفاده در عملیات جابجایی (نیروی انسانی و ماشین آلات: جین پل، کرن و تریلی ها) در شرکت ملی حفاری ایران اقدام گردید و در راستای آن شاخص‌های اندازه گیری برای جابجایی دکل حفاری تعیین شد. نتایج حاصل از بررسی داده‌های اخذ شده حاکی از پتانسیل بسیار بالایی در زمینه بهینه سازی این عملیات قدیمی و نوآوری در این عرصه می باشد.

مقدمه

از زمان انقلاب حفاری در بهره برداری از شیل گاز، صنعت به تلاش بیشتری برای افزایش بازده کل شامل زمان حفاری و زمان جابجایی دستگاه روی آورده است. امروزه در صنعت حفاری دنیا از روش‌های مختلفی برای جابجایی دستگاه حفاری استفاده می شود، در همه این روشها نیاز است روش‌های بهینه نمودن آن روش را هم بدانیم. صنعت حفاری در ایران با حفر اولین حلقه چاه نفت در مسجد سلیمان آغاز شد و اکنون که حدود یک قرن از عمر آن می گذرد، این صنعت دوران پر فراز و نشیبی را طی کرده و بسیاری از تحولات اقتصادی، سیاسی و اجتماعی کشور در سایه آن رقم خورده است. دکل‌های حفاری از جمله مهمترین ابزار الات حفاری هستند که می توانند سهم بسزایی در صنعت نفت در بخش بالادستی ایفا کنند. این در حالی است که سالیان متمادی دست خوش تغییرات و تکامل بسیاری شده اند تا باعث گشته امروزه عملیات‌های مختلف و پیچیده حفاری با دقت بسیار بالایی در نقاط گوناگون انجام پذیر باشد.

بعد از اینکه یک چاه تکمیل شد، دکل برای جابجایی به محل جدید انتقال می یابد. جابجایی دکل بخشی از چرخه زمانی یک دکل است که شامل خواباندن/جابجایی و برپایی دکل می باشد. جابجایی دکل، یعنی زمان بین آزادسازی دکل از چاهی که تکمیل شده و اثباد آن در موقعیت جدید صورت پذیرد و این زمان بعنوان زمان غیرفعال در نظر گرفته می شود. در این طرح، سامانه ایی برای تشخیص، اندازه گیری و گزارش دهی عملیات جابجایی به منظور بهینه سازی و کاهش هزینه و حادثه این عملیات قدیمی تشریح می گردد.

ضرورت اجرای طرح

براساس مطالعات انجام شده، در دنیا حدود ۲۵٪ زمان یک دکل حفاری صرف عملیات جابجایی می شود. در شش ماهه دوم سال ۱۳۹۵، ۸۲۹ روز برای جابجایی ۹۴ مورد عملیات جابجایی در شرکت ملی حفاری ایران پیش بینی شده بود. که این تعداد جابجایی در ۱۰۷۷ روز انجام گردید. یعنی در واقع ۲۴۸ روز عقب ماندگی از برنامه، که این مدت با فرض هزینه هر روز به طور متوسط ۸۰ میلیون تومان، معادل ۲۵ میلیارد تومان در نیم سال می باشد. همچنین اگر این مدت، صرف عملیات حفاری می شد، معادل زمان حفر ۴ حلقه چاه در نیم سال می باشد.

از آنجاییکه عملیات جابجایی پس از تکمیل یک حلقه چاه انجام می گیرد و کلیه تجهیزات اندازه گیری و آنالیز نظیر سیستم نمودارگیری از گل، چارت جالی گراف و... مورد استفاده قرار نمی گیرد و عملا به صورت کاملا سنتی انجام می گیرد، سامانه یاد شده می تواند تحولی عظیم در بهینه سازی این فرآیند از نقطه نظر افزایش ضریب ایمنی، کاهش هزینه و کاهش مدت زمان انجام عملیات جابجایی ایجاد نماید. لذا اهداف طرح را به صورت زیر می توان خلاصه کرد:

- افزایش ضریب ایمنی
- کاهش هزینه جابجایی
- کاهش زمان جابجایی
- اندازه گیری مدت زمان پایین آوردن، حمل و برپایی هر بخش دستگاه حفاری به تفکیک
- تخمین دقیق مدت زمان جابجایی دکل با توجه به شرایط و مسافت بین دو محل جدید و قدیم
- بهینه سازی زمان جابجایی با حذف زمان‌های غیر ضروری
- امکان نظارت بر جابجایی دستگاهها به صورت آنلاین
- امکان بررسی دقیق هر نوع حادثه در حین جابجایی
- انتقال مهارت و دانش فنی عملیات جابجایی
- شناسایی بهترین گروه‌های عملیاتی با اندازه گیری و مقایسه دقیق عملکرد هر کدام

مروری بر پژوهش‌های پیشین

بوچانان در سال ۱۹۸۷ یکسری خط مشی و قوانین را اینگونه بیان کرد که استفاده از این خط مشی قوانین می تواند به عنوان مسیرِ راهنما برای دستورالعمل برنامه‌های جابجایی‌های دکل باشد که در این موارد اظهار داشت که چیدمان تجهیزات دکل حفاری از یک جابجایی به جابجایی دیگر تغییر نمی‌کند. لذا باید بدانیم چه عواملی باعث ایجاد متغیرهای انسانی بغرنج و تجهیزات در حال استفاده هستند (Buchanan, ۱۹۸۷). او همچنین برنامه جابجایی مقرون بصرفه را اینگونه معرفی کرد که در ابتدا مبنایی برای زمان بندی جابجایی مشخص و همچنین لیستی از ابزار و تجهیزات را تهیه و همچنین مجموعه استانداردهای هزینه و کنترل را تدوین کنید.

علی سلیمان و همکاران در سال ۲۰۱۳ با شرکت ADCO در میادین BAB و ASAB تحقیقاتی وسیعی در خصوص بهینه سازی عملیات جابجایی انجام دادند. در این دو میدان به منظور حفظ سقف تولید نیاز به تعمیر چاه‌های تولیدی بود. بنابراین نیاز به تعداد زیادی جابجایی دستگاه‌های حفاری در این دو میدان وجود داشت. در نتیجه این مطالعه، میزان متوسط جابجایی به ۴٫۶ روز در ۱۱۰ روز دکل در سال صورت کاهش یافت. میزان کاهش هزینه در میدان ASAB معادل ۶۰ روز یا ۸MM$ و برای میدان BAB معادل ۳۹۰ روز یا ۱۹۰MM$ بود (Suliaman bin, ahmed, Jimenez, al Hamadi, & Naser, ۲۰۱۳).

الرفاعی و همکاران در مقاله خود بیان کردند که در ۱۰ سال گذشته تقاضا برای سیستم جابجایی دکل‌های حفاری و چالش‌های پیش روی آن NDC را ملزم به ارائه راه حلی برای تبدیل سیستم جابجایی قدیم به سیستم جابجایی جدید ساخت. که بر مبنای آن در سال ۱۹۸۱ یک دکل با تمام ویژگی‌های پیشرفته طراحی شد و همچنین دکل‌های با سیستم پیشرفته برای چاه‌های کلاستری، اولین نوع آن در خاورمیانه طراحی گردید. در این تحقیق چالشهایی نظیر بارهای حفاری، شرایط جابجایی دستگاه حفاری، wind load و... برای طراحی‌های مختلف دستگاه‌های حفاری مورد توجه قرار گرفت (Elrefai & Abd Elnaby, ۲۰۱۷).

بر اساس مطالعات الوارز و همکارانش در سال ۲۰۰۹، حدود ۲۵٪ از کل زمان یک دستگاه حفاری صرف خواباندن، برپایی و یا حمل بین محل قدیم و جدید می شود. شکل ۱

شکل ۱ خلاصه زمان بندی دستگاه حفاری خشکی ۲

دانهام و همکارانش در سال ۲۰۱۴ نتایج ارزشمندی از بررسی عملیات جابجایی ۱۲ دستگاه حفاری متفاوت، بدست آوردند. جالب است بدانید در ابتدای این پروژه پژوهشی هدف شناسایی نحوه جابجایی دستگاه حفاری بود (تعداد تریلی ها، تجهیزات کمکی، مسایل مرتبط با طراحی). با توجه به یافته‌های اولیه این پروژه، اهداف کار و محل‌های بهبود احتمالی از این اندازه گیری با استفاده از ""Hard Data بسیار فراتر از طرح اولیه اصلاح گردید. با همکاری و هماهنگی شرکت‌های پیمانکار حفاری، نتایج این مطالعات بکار بسته شد و بهینه سازی انجام پذیرفت. با توجه به آنالیز نتایج داده ها، مبنایی برای جابجایی دستگاه حفاری ایجاد شد. این مبنا با ۷ حرکت اول جابجایی دستگاه حفاری صورت گرفت و با استفاده از برنامه ریزی نرم افزار یک مبنایی یا جابجایی بهینه دستگاه حفاری به مدت ۳٫۵ روز برای دکل‌ها ایجاد گردید. نتایج حاصل جنبه‌های مختلف بهینه سازی عملیات جابجایی را در بر می گرفت: طراحی دکل، فرآیندهای مرتبط با جابجایی، افزایش تعداد حلقه چاه، کاهش هزینه و زمان جابجایی. ایشان همچنین عوامل موثر در تعیین مدت زمان جابجایی را به صورت زیر بیان کرد: جغرافیای منطقه، فاصله بین محل جدید و قدیم، شرایط آب و هوایی، تجهیزات جابجایی، نیروی انسانی و طراحی و نوع دستگاه حفاری (Dunhum, ۲۰۱۴).

بر اساس نتایج و آنالیز داده‌های صورت گرفته بر روی دستگاه حفاری توسط دانهام جهت ساده سازی فرآیند جابجایی دکل حفاری (خواباندن/برپایی)، راهکارهایی جهت کاهش هزینه جابجایی ارائه کرد و به نتایج زیر دست یافت که به طور مثال به بعضی از این موارد در زیر اشاره خواهیم کرد.

• راهکارهای کاهش هزینه جابجایی

ارتباط بین افراد گروه‌های عملیاتی و آموزش پرسنل دکل

یکی از چالش‌های حین عملیات جابجایی دستگاههای حفاری، ضعف ارتباط بین گروه‌های عملیاتی مختلف مسئول عملیات جابجایی دستگاه حفاری می باشد. ارتباط بین رئیس دستگاه حفاری، مسئول گروه جابجایی، رئیس منطقه حفاری، مهندس ناظر حفاری و نیروهای عملیاتی حفاری در موفقیت عملیات جابجایی بسیار حائز اهمیت می باشد. بندرت ممکن است عملیات جابجایی طبق برنامه صورت پذیرد، در صورت بروز هر گونه اشتباه، رئیس دستگاه باید برنامه جایگزین داشته باشد. همچنین باید در این موارد نفرات آموزشهای لازم را دیده باشند. با توجه به سختی کار حفاری و انتقال و جابجایی پرسنل از شرکتی به شرکت دیگر باعث کاهش تجربه در بین گروههای عملیاتی می شود. به همین دلیل هر میزان سرمایه گزاری در آموزش نیروی انسانی باعث کاهش هزینه، زمان جابجایی و افزایش ایمنی حین عملیات می شود (Dunhum, ۲۰۱۴).

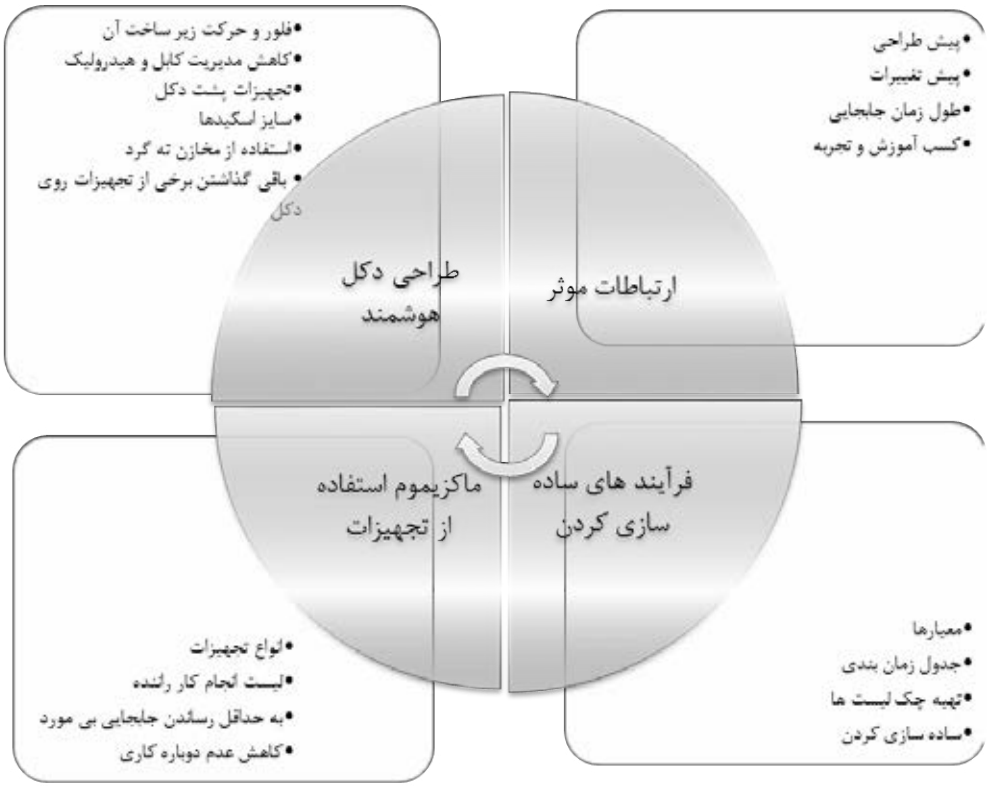
ترتیب و توالی بین باز کردن و بستن تجهیزات حفاری

تعیین رابطه بین اجزاء مختلف و وابستگی آنها به همدیگر بسیار مهم است. تشخیص وابستگی‌ها و ارتباطات بین تجهیزات یکی از روش‌های ساده آنالیز و کاهش تعداد دوباره یا چند باره کاری هاست. به عنوان مثال، امکان باز کردن الک لرزان و حمل آن در روزهای اول خواباندن دکل وجود دارد اما در هر حال، امکان نصب آن در محل جدید بدون نصب مخزن الک لرزان وجود ندارد. بنابراین، نصب الک لرزان وابسته به نصب مخزن الک لرزان است. این گونه روابط و وابستگی یکی از موارد مهمی است که باید در نظر گرفته شود (Dunhum, ۲۰۱۴).

چیدمان وسایل در محل دستگاه حفاری

اندازه محل دستگاه حفاری و همچنین جاده‌های دسترسی به محل دستگاه حفاری نیز می تواند بر جابجایی دکل تاثیر گذارد. اگر سایت حفاری ایده ال باشد ماشین الات حفاری به راحتی در محل قابلیت حرکت دارند. اگر تجهیزات

دکل از زوایای مختلف قابل دسترسی باشد، این امر سبب می شود بارگیری و حمل تجهیزات سریعتر انجام شود و تاخیر کمتری جهت دسترسی به بارگیری و حمل و نقل تجهیزات بوجود بیاید. همچنین اجازه می دهد خواباندن بخش هایی از دکل به یکباره انجام گردد. برای مثال، اگر تجهیزات backyard برداشته شود به راحتی میتوان Mast را پایین آورد. طراحی استاندارد سایت دستگاه حفاری می تواند برای جابجایی دکل مفید باشد و منجر به روش پیاده سازی دقیق تر فرآیند جابجایی می شود (Dunhum, ۲۰۱۴).



شکل۲- چهار عامل اصلی بهبود و پیشرفت در جابجایی[۲]

معرفی سامانه 2RM

2RM (Rig Move Reporting & Monitoring) سامانه پایشگر جابجایی دستگاه‌های حفاری است که توسط یک تیم مجرب متشکل از متخصصین الکترونیک، حفاری و نرم افزار طراحی شد که می توان فعالیت‌های زیر را تحلیل و در راستای ایجاد یک جابجایی بهینه اقدامات لازم را انجام داد:

• زمان ورود و خروج ماشین آلات سنگین
• مدت زمان انتظار تریلی‌ها قبل و بعد از بارگیری
• مدت زمان انتظار تریلی‌ها قبل و بعد از تخلیه
• عملکرد کرن‌ها و جین پل‌ها با اندازه گیری زمان‌های فعال، آماده بکار، غیرمفید، نهان
• اندازه گیری زمان بازکردن و بستن اجزاء دستگاه حفاری
• اندازه گیری زمان بارگیری و تخلیه اجزاء دستگاه حفاری

هدف اصلی اندازه گیری‌های فوق، تهیه و نمایش فرآیند جابجایی دستگاه‌های حفاری بر روی کاغذ و ایجاد ساختاری جهت تعیین زمان‌های مفید، از دست رفته آشکار و نهان در راستای بهینه سازی فرآیند جابجایی در آینده می باشد.

این سامانه پس از ثبت در مجموعه پارک علم و فناوری خوزستان، به درخواست شرکت ملی حفاری ایران بر روی یکی از دستگاه‌های حفاری آن شرکت در تابستان گذشته راه اندازی و مورد آزمایش قرار گرفت.

ملزومات اجرای پروژه

سامانه ۲RM با حداقل اطلاعات اولیه قابل راه اندازی است ولی برای عملکرد بهینه این طرح نیاز به اطلاعات زیر می باشد:

• ارائه برنامه پیش بینی جابجایی از سوی کارفرما
• تهیه لیستی از ماشین آلات مورد نیاز برای هر جابجایی (کرن، جین پل و...)
• ابعاد و وزن تقریبی تجهیزات یکبار برای هر دستگاه حفاری
• تعیین گروههای عملیاتی قبل از شروع هر عملیات جابجایی

۴۸ ساعت قبل از شروع جابجایی ضروریست کارفرما ضمن هماهنگی با ادارات زیربط (عملیات، ایمنی، حراست و ترابری و...) جهت استقرار سامانه به شرکت بنیان صنعت نوتاش درخواست خود را اعلام می نماید. این سامانه با هماهنگی کارفرما در ورودی محل قدیم و جدید دستگاه حفاری نصب و همزمان با شروع عملیات خواباندن، حمل و نصب تجهیزات دکل حفاری، اقدام به شناسایی و اندازه گیری فعالیت می نماید. با توجه به استفاده از تکنولوژی‌های نوین در ساخت دستگاه، برای راه اندازی سامانه هیچ تغییری و یا مزاحمتی در عملیات جابجایی ناشی از بکارگیری این سرویس در عملیات جابجایی ایجاد نمی‌شود.

تقسیم بندی اجزاء جابجایی دستگاه‌های حفاری

برای نمایش بهتر میزان پیشرفت عملیات خواباندن، حمل و برپایی دستگاه حفاری، دستگاه حفاری را به ۱۳ قسمت اصلی تقسیم بندی می کنیم ۱): کاروان‌های مدیریتی، سیستم کنترل فوران، سیستم بالابری، سیستم تولید نیرو، سیستم گل، تجهیزات حفاری، کنترل جامدات، سیستم دورانی، دکل، فلور، تاسیسات و غیره.

۱بخش‌های اصلی دستگاه حفاری در عملیات جابجایی

کاروان_مدیریتی	تاسیسات	تجهیزات_حفاری	تولید_نیرو	گل	دکل
کانکس حفاری انحرافی	بسکت روغن	اتصالات سیال حفاری	اتاق برق	پمپ گل ۱	تاج دکل
کانکس H2S	مخازن آب	بسکت	ژنراتور ۲	پمپ گل ۲	درام
کاروان مدیریتی ۱	مخازن گازوییل	بسکت ساب۱	ژنراتور ۳	تریپ تانک جدید /کیلی جکتور	دکل
کانکس کمپانی من	مخزن اب ۱	بسکت ساب۲	ژنراتور ۱	خرک گل ۲/ ۳عدد	ساب بیس A
سالن غذا خوری ۱	مخزن اب ۲	بسکت لوله ۱	کمپرسور هوای اضطراری	خرک گل ۲/۱ عدد	ساب بیس B
سالن غذا خوری ۲	مخزن اب ۳	بسکت لوله ۲	کیبل تری	خرک گل ۳/۳ عدد	قاب ۱ A
کاروان پزشک	مخزن اب ۴	بسکت لوله ۳	اتاق کمپرسور	خرک گل۴/ ۳ عدد	قاب ۱ B
کاروان مدیریتی ۲	مخزن اب ۶	بسکت لوله ۴	کابل کشی	داگ حوض گل۱ /استندپایپ فلور	قاب ۲ A
کاروان مدیریتی	مخزن اب اسقاطی۱	بسکت لوله ۵		داگ حوض گل۲ و انبار گل	قاب ۲ B
کاروان مهمان	مخزن اب اسقاطی۲	بسکت لوله ۸	**کنترل_فوران**	شیکر۲و۳ / تصفیه کننده گل	قاب ۳ A
کانکس کارگر محلی	مخزن اب کاروان	بسکت لوله۶و راه پله	□□□	مخزن تریپ تانک	قاب ۳ B
کانکس کارگر محلی+جهارپایه	مخزن آب ۷	بسکت لوله۷	کومی یونیت	مخزن ساکشن جدید ۲	قیچی
اتاق مکانیک و برقکار	مخزن گازوییل ۱	پایپ جوینت	جوک منیفولد /انبار پمپ	مخزن گل دیسندر جدید	مانکی بورد
	مخزن گازوییل ۲	تجهیزات حفاری_غیره ۱		مخزن گل دیسندر قدیم	
	مخزن گازوییل شرکت نفت ۱	تجهیزات حفاری_غیره ۲	**انبار_کارگاه**	مخزن گل ذخیره ۱و۲جدید	**فلور**
	مخزن گازوییل شرکت نفت ۲	تجهیزات حفاری_غیره ۳	انبار	مخزن گل ذخیره قدیم ۱و۲	داگ حوض فلور
		تجهیزات حفاری_غیره ۴	انبار پایه کار	مخزن گل ساکشن جدید۱	راه پله
غیره		کالر۱	انبار کمپانی من و تانکر اب موتورها	مخزن گل میدل جدید	فلور
اتاقک واشکولی/دستشویی/ مخزن اب کارواش		کالر۲	انبار مکانیک و تانکر	مخزن گل میدل قدیم	
بونکر سیمان ۱و۲		کالر۳	شاپ جوشکار	هیر جدید	**سیستم_دورانی**
بونکر سیمان ۳ و۴		کالر۴	شاپ مکانیک برق	هیر قدیم	تیبل وموتور جوش
جین پل قرمز		کالر۵	انبار کمپانی من	لوله قائم	تیبل
ضایعات		کالر۶		لوله گل برگشتی	
کرن ۵۰ تن		کالر۷	**کنترل_جامدات**	مخزن گل ۱	**بالابر**
کرن زرد		مانکی برد / قرقره کابل	شیکر۱ و دیگر	مخزن گل ۲	هوک
		وزن نما / ماشین زاویه باب / کنترل پنل		مخازن گل	دراورکس
				هیر	بلاک
				گاز زدا	کابل حفاری
				همزن	

گزارشات روزانه و نهایی

گزارشات زیر به صورت روزانه و یا در پایان عملیات جابجایی جهت بهینه سازی فرآیند جابجایی در اختیار کارفرما قرار می‌گیرد:

جدول ۲گزارشات روزانه و نهایی

عنوان	روزانه	پایان جابجایی
خلاصه گزارش روزانه عملیات جابجایی	√	√
تجزیه تحلیل پیشرفت عملیات جابجایی کلی		√
تجزیه تحلیل پیشرفت عملیات جابجایی خالص		√
مقایسه برنامه پیشبینی و واقعی		√
نفر ساعت نیروی انسانی مورد استفاده در هر قسمت		√
آمار ماشین آلات مورد استفاده در هر بخش	√	√
مدت زمان بازکردن هر بخش		√
مدت زمان بارگیری هر بخش		√
مدت زمان تخلیه هر بخش		√
مدت زمان نصب هر بخش		√
مدت زمان انتظار تریلی‌ها قبل و بعد از بارگیری در محل قدیم	√	√
مدت زمان انتظار تریلی‌ها قبل و بعد از تخلیه در محل قدیم	√	√
تعریف و تعیین شاخص‌های عملیاتی برای بهینه سازی **		√
آمار تحلیلی تعداد لود حمل شده توسط تریلی ها	√	√
تجزیه تحلیل عملکرد تریلی‌ها در یک نگاه	√	√
روند عملکرد هر تریلی به تفکیک		√
محاسبه زمان‌های نهان *		√
عملکرد کرن و جین پل در یک نگاه	√	√
تجزیه تحلیل عملکرد کرن و جین	√	√
تعیین بازده کرن و جین	√	√

زمان‌های نهان پس از تعیین شاخص عملکرد توسط کارفرما بعد از اینکه حداقل ۲۰ مورد جابجایی پایش گردید، محاسبه و اعلام می گردد.

تمامی شاخص‌ها بعد از حداقل ۲۰ مورد جابجایی برای شرایط مشابه قابل محاسبه و معتبر می باشند.

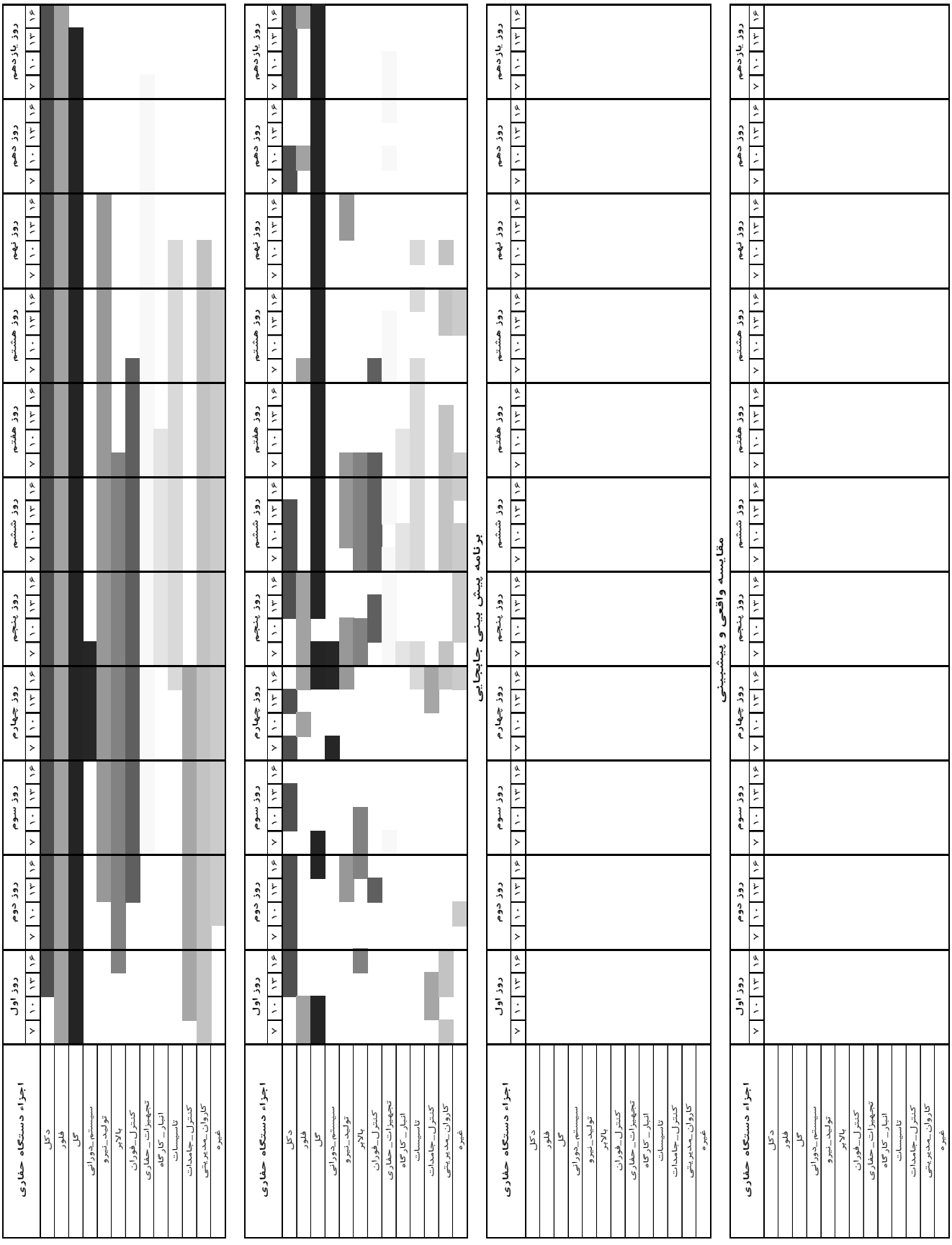
این گزارشات در فاز بعدی پروژه، در صورت صلاحدید و درخواست کارفرما به صورت Online در دفتر کار مسئولین مربوطه جهت کنترل و نظارت دقیق تر و بهبود مستمر، قرار می‌گیرد.

به عنوان مثال یک نمونه از گزارشات به نام خلاصه گزارش عملکرد روزانه در زیر نمایش داده می شود. در قسمت بالایی این نمودار، زمان شروع تا پایان جابجایی به صورت Gross نمایش داده شده، در قسمت زمانهایی که فعالیتی انجام نشده بیرون آورده شده است. هر کدام از ۱۳قسمت اصلی تجهیزات موجود در محل دستگاه حفاری با کد رنگ‌های مختلف نشان داده شده است. از این نمودار می توان برای مرحله اول بهینه سازی و رعایت تقدم و تاخر فعالیت‌ها استفاده نمود. به عنوان مثال در مطالعه موردی در دستگاه حفاری ۶۴ فتح ملی حفاری ایران، مسیر بحرانی پروژه، بخش سیال حفاری بود که مدیریت زمان این مدت به میزان ۳ روز قابل کاهش می باشد.

منابع

Buchanan, R. (1987). A Cost-Effective Rig Move. SPE/IADC 16092.

Dunhum, T. (2014). Measuring and Improving Land rig moves using



hard data. SPE/IADC 167986.
Elrefai, M. M., & Abd Elnaby, O. (2017). Upgrade Rig Moving System for Existing Land Rigs. SPE-188405-MS.
Suliaman bin, A., ahmed, m., Jimenez, A., al Hamadi, A., & Naser, A. (2013). Systematic Approach To Optimize The Rig Move Within ADCO Onshore. SPE/IADC 166781.

روش‌های نوین تکمیل چاه در مخازن ماسه سنگی

فرزاد قربانی
معاونت فنی-حفاری شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب

چکیده:
مشکل تولید ماسه به همراه نفت در مخازنی که جنس سنگ آنها ماسه سنگ بوده از دیر باز وجود داشته است؛ تولید ماسه باعث انسداد چاه و آسیب جدی به تجهیزات درون چاهی و برون چاهی می‌شود. این معضل بعنوان یک مشکل اساسی سالیان زیادی فکر و اندیشه افراد زیادی را به خود معطوف داشته و در همین راستا تکنیکهای بسیاری وارد بازار شده و رشد تکاملی قابل ملاحظه‌ای داشته اند. در این مقاله سعی شده است که انواع روش‌های تکمیل ماسه سنگ مورد بررسی قرار گرفته، بهترین روش بدین‌منظور تحت عنوان توریهای ماسه قابل انبساط استخراج شده و مزایا و معایب آن تشریح گردد. لازم به ذکر است که این محصول توسط شرکت همراه پوشش و شرکت ودرفورد در ایران به کار گرفته شد که نتایج درخشانی را ببار آورد.

مقدمه
مشکل ریزش ماسه بیشتر در سازندهای کم عمق ظاهر می شود هرچند این مشکل در سازندهای عمیق با عمق ۳۵۰۰ متر نیز دیده شده است. مواد جامدی که همراه سیال تولید می‌شوند، به دو دسته مجزا ذیل تقسیم می شوند:
۱- مواد جامد مربوط به سازند (Load Solids)
۲- مواد جامد سیال سازند (Fine Solids)
مواد جامد سیال سازند بایستی همراه با سیال تولید شده و به سطح زمین آورده شوند. زیرا در غیر این صورت، این مواد باعث گرفته شدن منافذ می شوند. بنابراین وقتی که صحبت از کنترل ماسه می‌شود، منظور مواد جامدی است که از سازند تولید می شود که نرخ تولیداین ماسه‌ها با نرخ تولید نفت، نسبتی کاملاً مستقیم است یعنی هر چه میزان تولید نفت رابیشتر نمایید میزان تولید ماسه‌ها نیز بیشتر خواهد شد.

مکانیزم‌های تولید ماسه همراه نفت
تولید ماسه همراه نفت به پارامترهای مختلفی بستگی دارد که تعدادی از آنها بشرح ذیل می‌باشند:
۱- به وجود آمدن نیروهای حرکتی توسط سیال متحرک (تولید ماسه افزایش پیدا می کند اگر سرعت حرکت سیال و گرانروی آن افزایش پیدا کند).
۲- کاهش سفتی و یا سختی سازند بر اثر تولید.
۳- به علت تولید آب (آب سیمان را حل می کند)، یا به علت کاهش نیروهای موییینگی.
۴- کاهش تراوایی نسبی نفت به علت افزایش درجه اشباع آب، که این امر باعث افت فشار بیشتر می شود.
۵- کاهش فشار مخزن که این امر باعث می شود تا نیروی فشردگی بالا رود و این امرباعث خراب شدن سیمان بین دانه‌های ماسه می شود.

روشهای کنترل تولید ماسه همراه نفت
به طور کلی روشهای کنترل ماسه را می توان به سه روش، کاهش نیروهای حرکتی، کنترل ماسه از طریق سفت کردن مصنوعی سازند وکنترل مکانیکی ماسه تقسیم نمود. این روشها به اختصار در این مقاله مورد بررسی قرار می‌گیرند.

۱- کنترل ماسه از طریق کاهش نیروهای حرکتی
کاهش نیروهای حرکتی و نیروهای جاری شونده معمولاً موثرترین و ساده ترین روش مبارزه با تولید ماسه می باشند. نیروهای حرکتی به طرق زیر کاهش پیدا می کنند:
تکمیل چاه با شبکه‌های بزرگتر و تمیز
افزایش تعداد شبکه‌ها در واحد طول
افزایش طول مسیر مشبک
ایجاد کانالهای مصنوعی در سازند از طریق ایجاد شکاف هیدرولیکی
کم کردن تولید تاحدی که میزان ماسه در نفت تولیدی به کمترین حد خود برسد در یک تولید طبیعی صرف نظر از میزان تولید همیشه مقداری ماسه تولید می شود. اگر میزان تولید از یک مقدار افزایش پیدا کند، تولید ماسه به صورت فزاینده ای افزایش می یابد. اگر لازم باشد به دلایل اقتصادی میزان تولید را بالا برد باید مقدار بحرانی میزان تولید را محاسبه نمود و هرگزازاین میزان تجاوز ننمود اصرار بر تولید بیشتر یکی از سریعترین روش هایی است که چاه را به ورطه انسداد می کشاند. مطلوب ترین رفتار با اینگونه مخازن نگه داشتن میزان تولید در زیر میزان بحرانی است پس تولید کم و مداوم در اینگونه مخازن بهترین توصیه است.

۲- کنترل ماسه از طریق سفت کردن مصنوعی سازند
در این روش، ماسه سازند را در منطقه نزدیک چاه طوری از لحاظ سیمانبندی محکم می کنند که این ماسه‌ها در اثر نیروهای هیدرودینامیکی که در اثر تولید ایجاد می شوند- حرکت نکنند. در این روش رزین یا صمغ به داخل سازند تزریق می شود. بعد از سخت شدن رزین سازند نیز سخت می شود، اما از طرف دیگر این روش باعث کاهش نفوذ پذیری می شود زیرا کانالها تا حدودی توسط رزین پر می شوند.

مزایای این روش عبارتند از:
- از طریق رشته لوله‌ها می توان این عملیات را انجام داد.
- در چاه‌هایی با قطر کم می توان از این روش استفاده کرد.
- از تمام قطر چاه بعد از عملیات می توان تولید کرد.
- در چاه‌های چند لایه‌ای می توان از این روش سود برد.
- ازاین روش درچاه‌هایی که‌دارای فشارهای بالا هستند می‌توان به‌سادگی استفاده کرد.

• در مخازن با دانه‌بندی ماسه‌های بسیار ریز این روش نتایج خوبی داشته است.

معایب این روش عبارتند از:

• کاهش شدید تراوایی.
• زمان پمپ کردن صمغ (رزین) به داخل سازند محدود است..
• اکثر مواد استفاده شونده در این روش بسیار سمی بوده و قابل اشتعال هستند.
• یک توزیع یکنواخت مایع از طریق روزنه‌ها به سختی اعمال می شود.
• رزین باعث ایجاد عامل پوسته‌ای شدید می شود.

۳- کنترل مکانیکی تولید ماسه

در روشهای مکانیکی، برای کنترل ماسه از فیلتر یا Gravel Packing و توری‌های ماسه قابل انبساط استفاده می‌شود. عمده موضوع در این روشها این است که کنترل ماسه باعث کاهش تولید نشود. باید مرتباً این نکته را مد نظر قرار داد که تولید بیشتر منجر به ریزش بیشتر ماسه‌ها می شود. در این زمینه تلاش‌های مستمری انجام شده که می توان به ایجاد Slotted آستری، Gravel Pack، Prepacked آستری، Wire Wraped Screen اشاره نمود. اخیراً تکنولوژی توری‌های ماسه قابل انبساط به بازار ارائه شده است که نتایج درخشانی به همراه داشته است که درادامه به آن پرداخته می شود.

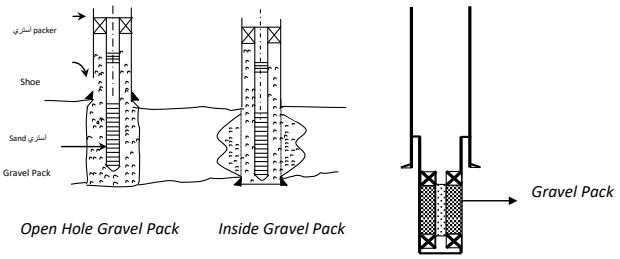
Slotted آستری، Wire Wrapped Screens و Prepacked آستری روشهای مکانیکی بودند که به علت عدم کارآیی مناسب جای خود را به سیستم Gravel Pack دادند. روش‌های مکانیکی در مسیر تکامل خود به سمت بهره‌وری از سیستم توری و دانه بندی پشت توری توسط شن پیش رفتند که در زمان خود نتایج درخشانی را به همراه آورد. در ذیل این روش تشریح شده تا بتوان مقایسه‌ای عادلانه بین این سیستم و سیستم توری‌های ماسه قابل انبساط را دنبال نمود.

۳-۱- Gravel Pack

یکی از روشهای مکانیکی نسبتاً مطلوب که جایگزین روش‌های قبلی شد Gravel Pack می باشد در این روش علاوه بر استفاده از توری در فضای حلقوی بین توری و آستری شن قرار داده می‌شود و در صورتی که سازند دچار پدیده (Wash Out) نیز شده باشد کل منطقه توسط ذرات شن پر می‌شود تزریق شن تا رسیدن به ماکزیمم فشار مجاز انجام می شود. در این سیستم باید دقت به‌عمل آید که: دانه‌های شن تا آنجا که ممکن است بزرگ باشند، تا ماسه‌ها بیرون آستری شنی متوقف شوند و دانه‌های شن سفت و سخت باشند

توری بایستی در مرکز چاه قرار گیرد. استفاده از دو Packer ضروری است تا بدینوسیله از عبور سیال و ریگ در خارج از توری ممانعت شود.

مسئله مهم دیگر انتخاب صحیح مایعی است که توسط آن ریگ در محل مورد نظر قرار گیرد. مایعاتی با گرانروی کمتر از یک، آستری شنی فشرده تری ایجاد می کنند. آب نمک و نفت، مایعاتی مناسب برای این منظور هستند. غلظت ریگ در مایع باید ۶۰ تا ۱۲۰ kg/m۳ و میزان دبی پمپ کردن بایستی ۰٫۰۱۳ s/m۳ باشد. بایستی نهایت سعی خود را کرد تا مایع مورد نظر تمیز باشد، در غیر اینصورت به سازند آسیب خواهد رسید و خلل و فرج سازند گرفته خواهند شد. مایع را بهتر است از فیلتر مناسب عبور داد. با پر کردن فضای بین آستری و سازندوتوری با آستری با شن بایستی از هر گونه حرکت ماسه در داخل سازند به طرف چاه جلوگیری شود. کنترل ماسه توسط آستری شنی‌هم درچاه‌های باز ممکن است (Open Hole Gravel Pack) و هم در چاه‌هایی که با جداری (Inside Gravel Pack) تکمیل شده‌اند (شکل-۱). اما نتایج آن در چاه‌های حفره باز چندان جالب نبوده است.



شکل ۱- کنترل تولید ماسه از طرق مختلف استفاده از Gravel Pack

یکی ازمشکلات مهم دربکارگیری Gravel Pack درچاه‌های تکمیل شده با نصب لوله جداری مسدود بودن مشبک‌ها می باشد زیرا مایع همراه با ریگ بایستی از درون این روزنه‌ها عبور کند و اگر روزنه‌ها توسط تکه‌های فلزی و یا تکه‌های سنگ سازند گرفته شده باشند، در اینصورت این امرمانع ازجاری شدن مایع ازطریق Perforation خواهدشد. بنابراین بایستی روزنه‌ها کاملاً تمیز وشسته شوند. قبل از آغاز عملیات، این کار یعنی شستشوی روزنه‌ها توسط دستگاه مخصوص انجام می‌پذیرد و توسط سیالات مناسب باید محل کاملاً تمیز گردد.

مسئله دیگر این است که روزنه‌ها بایستی بعد از پمپ کردن Gravel Pack توسط ریگها پر شوند تا بدینوسیله این روزنه‌ها توسط ماسه پرنشوند. برای این منظور با ماکزیمم توان پمپ‌ها و تا رسیدن به نهایت فشار مجاز پمپاژ شن به سازند ادامه می یابد در صورت برخورد با Wash Out شدید سازند ممکن است این عملیات هفته‌ها ادامه یابد و بارها ناچار به تزریق میزان قابل توجهی شن در چاه شوید.

۳-۲- توریهای ماسه قابل انبساط (Expandable Sand Screen (E.S.S.))

در مخازن ماسه ای که قسمت سازند بهره‌ده دارای استحکام چندانی نیست بر اثر تولید، ماسه‌ها از سازند جدا شده و در مسیر تولید قرار می گیرند که بعضاً در ترکیب با هیدروکربن‌های سنگین و با کاهش فشار و دما تولید موانع آسفالتی نموده و باعث انسداد چاه می شوند جهت جلوگیری از این مشکل سیستم‌های مختلفی بکار گرفته شده که در این قسمت به سیستم جدیدی که در چندین چاه از میدان نفتی اهواز و منصوری بکار گرفته شده است پرداخته می شود. در این سیستم روبروی کلیه مشبک‌ها توری قرار گرفته و ارتباط سازند بهره ده و چاه توسط این توری‌ها میسر می گردد. این سیستم قابلیت رانده شدن در چاه‌های جداری‌دار و غیرجداری‌دار را دارد و به خوبی در چاه‌های انحرافی نیز نصب می‌شود.

متعلقات توری‌های ماسه قابل انبساط جهت راندن در آستری ۷"از بالا به پایین عبارتند از 4" bullnose، 4" E.B.C، 4" E.S.S Joint،5" Top Sub، Hanger، Setting Tools، DPS می‌باشند که در شکل‌های ۲ تا ۹ نشان داده شده‌اند.

شکل3- 4"Expandable To Connector

شکل2- 4"Bullnose

E.S.S: Expandable Sand Screen
E.T.C: Expandable Top Connector
E.B.C: Expandable Bottom Connector

شکل5- Expandable Sand Screen Joint

شکل4- 4"E.S.S

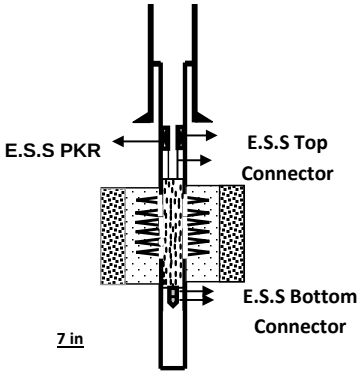
شکل 6- 4"Bullnose&4"Expandable Baottom Connector

شکل 7- کالیبره کردن ابزار نصب کننده و توپک جهت راندن در چاه

قبل از راندن رشته تکمیلی توری‌های ماسه قابل انبساط لازم است اولاً: چاه تا عمق نهایی تمیز گردد، ثانیاً: مشبک کاری صورت پذیرد، ثالثاً: تزریق پذیری مناسب حداقل بیشتر از 5 bbl/min با فشار 2000Psi در صورت نیاز اسید کاری در همین مرحله انجام شود و رابعاً: محل نصب پکر توسط خراش دهنده‌ها تمیز گردد.

۳-۳- جریان دادن چاه

بعدازنصب توری‌های ماسه قابل انبساط وگشاد کردن رشته درچاه، جریان دادن چاه عملیاتی فوق العاده حساس می باشد در همین مرحله است که با کاهنده‌های مختلف، فیلتری طبیعی در پشت توری‌های ماسه قابل انبساط ایجاد می شود و برای همیشه از حرکت ماسه‌ها جلوگیری می کند. توری‌های ماسه قابل انبساط d۱(۱۰) می باشند. چنانچه سیمان سنگ مخازن اهواز و منصوری را کاملاً حل نمایید و ذرات سنگ را از این توری عبور دهید ۹۰٪ ذرات از توری می گذرند و فقط ده درصد آنها در پشت توری باقی می مانند به همین علت در ساعات اولیه جریان، درصدی شن در نفت مشاهده می شود برای جریان دادن چاه حدود ۵ تا ۶ ساعت، چاه را روی کاهنده فوق العاده کم مثل ۳۲/۱ جریان می دهند ذرات شن در پشت توری‌ها جمع می شوند و این جمع شدگی و جور شدگی در نهایت منجر به ساخت فیلتری از جنس سنگ مخزن در پشت این توری‌ها می شود. اصولاً جریان دادن چاه باید زیر نظر نماینده شرکت سرویس دهنده انجام پذیرد که ممکن است تا ۲ روز نیز بطول بیانجامد اما در انتهای کار، نفت عاری از ماسه به سطح می آید و این روال تا مادامیکه توری‌های آسیب ندیده باشد ادامه می یابد. چنانچه دانه بندی و ساخت فیلتر از جنس سازند با دقت و وسواس انجام نشود هجوم ذرات ماسه بر روی بدنه توری‌ها خیلی سریع اثر خود را می گذارد. امروزه تعدادی از چاه‌های منصوری و اهواز توسط توری‌های ماسه قابل انبساط تکمیل شده و باعث افزایش تولید تا چند برابر شده است.



شکل۸- جریان دادن چاه با کاهنده و دانه بندی پشت توری‌های ماسه قابل انبساط

(منظوراز D10 این است که توری به گونه‌ای انتخاب شود که اگرازاین توری بعنوان الک استفاده شود فقط ۱۰٪ ذرات ماسه‌سنگ روی آن باقی‌می‌ماند.)

۴-۳- مقایسه توری‌های ماسه قابل انبساط با Gravel Pack در مخازن ماسه‌ای

توری‌های ماسه قابل انبساط توانایی آنرا دارند که در انواع تکمیل چاه رانده شوند. این سیستم هم در چاه باز و هم در حفره بسته قابلیت نصب و بهره‌وری را دارد و در این روش در روبروی قسمتهای بهره ده چاه شبکه هایی سه لایه نصب شده که توری در لایه میانی قرار میگیرد. این مجموعه ابتدا در محل مورد نظر نصب و بعداز نصب منبسط شده بگونه ای که کاملاً به دیواره چسبیده واجازه حرکت را به سازند بهره ده نمیدهد در صورتی که در کلیه روشهای قبلی همیشه فاصله ای بین حفره چاه و توری وجود داشته که خود باعث بروز مسائل بسیاری می شده اما توری‌های ماسه قابل انبساط به دیواره چاه باز یا بسته می‌چسبند. راندن رشته تکمیلی E.S.S بسیار ساده می باشد و دکلهای سبک و نیمه سبک نیز به راحتی قادر به راندن آن می باشند. از نصب اولین توری در جهان ۱۶ سال میگذرد و طی این مدت بدون هیچ مشکلی این سیستم کار می کند. در کشور ما نیز این سیستم در تعدادی چاه در حومه اهواز رانده شد که نتایج آن مطلوب بوده و طبق اطلاعات واصله چاه‌های فوق با تولید بیشتر نسبت به سالهای قبل در حال تولید می باشند. چنانچه بعد از نصب توری‌ها پدیده تولید آب اتفاق بیافتند براحتی می توان با راندن نمودار سطح آب را مشخص نمود و قسمت آبی توری را با آستین مجزا کننده قابل انبساط مسدود نمود و قسمت آبده مخزن را ایزوله کرد و این در حالیست که در روشهای قبلی اگر چنین مشکلی پیش بیاید تعمیر چاه بسیار سخت می باشد. مزیتهای توری‌های ماسه قابل انبساط نسبت به GravelPack که بهترین روش در میان روشهای ذکر شده می‌باشد بسیارند، بگونه ای که شرکتهای عظیم نفتی دنیا به کارآمدی این سیستم کاملاً پی‌برده‌اند و استفاده از این تکنولوژی جدید بصورت فزاینده‌ای در حال رشد است. این روش آنقدر امتیاز دارد که حتی چاه‌هایی که نیاز به تعمیر ندارند را نیز می توان با این توری‌ها جایگزین کرد و با بالا بردن نرخ تولید و اضافه تولید هزینه‌های متحمل شده را کاملاً جبران نمود. رمز برتری این توری‌ها نسبت به سایر روشها در اینست که اجازه حرکت را به سازند مجاور خود نمیدهد سازند هر چند هم که سست باشد جایی برای ریزش ندارد. فاصله توری با دیواره در روشهای دیگر باعث بروز مشکلات عدیده ای از قبیل خوردگی، فرسایش، بسته شدن مسیر جریان و سرعت بالا آمدن سطح آب در محدوده چاه میشد حتی در روش Gravel Pack که سعی شده این فضا با شن پرشود باز هم مقداری فضای خالی باقی می ماند هرچند این فضا نسبت به روشهای دیگر کمتر است ولی گریزی از آن نیست و این فضای خالی مشکلات بسیاری را به وجود می آورد. در چاه‌های انحراف دار و افقی نیز امکان نصب توری‌های ماسه قابل انبساط وجود دارد. در حالیکه امکان نصب سیستم‌های دیگر خیلی سخت می باشد. مزایای توری‌های ماسه قابل انبساط به‌شرح ذیل می‌باشند.

در این توری‌ها ایزوله کردن منطقه ای چاه براحتی انجام می شود و در مخازنی که آب و نفت بصورت لایه ای و نامرتب وجود دارند این امر باعث بهره برداری از لایه‌های مختلف مخزن می شود در صورتی که در روش Gravel Pack این عملیات غیر ممکن است.

این توری چون کاملاً به دیواره چاه می چسبد به منزله دیواره محکمی برای چاه است و میتواند دانه‌های شن و ماسه را که حامل نیروهای زیادی هستند در جای خود نگهداشته و از بروز فرسایش بر اثر برخورد ذرات ریز شن و ماسه به دیواره جلوگیری کند.

این توری تمامی سطح خود را در معرض جریان قرار داده و هیچ نقطه

کوری حتی در اتصالات نیز نداشته این امر تجمع جریان در بالای اتصالات و فرسایش را از بین می‌برد. موردی که درتوری‌های معمولی همیشه اتفاق می افتاد.

• این توری چون در تماس مستقیم با مخزن میباشد امکان یک عملیات موفق نمودارگیری در حین بهره برداری را اجازه می‌دهد و اطلاعات دقیقی از مخزن بدست می‌دهد. همین قطر زیاد توری مشکل محدودیت قطری که دیگر روشها برای ابزار نمودارگیری بوجود می آورند را نیز مرتفع نموده است در Gravel Pack این قطر بسیار محدود می باشد.

• در صورت استفاده از این توری میتوان با نرخ بالا از چاه بهره برداری نمود. با آماری که از چندچاه گرفته شده‌است بطور متوسط تا ۷۰٪ تولید را بیشتر کرده است (جدول شماره۱).

• توری‌های ماسه قابل انبساط بخاطر نگهداشتن سازند، از ریزش سازند و بهم آمدن چاه جلوگیری می‌کندو بهمین دلیل‌خودنیزمسدودنشده‌ودر معرض خوردگی نیز قرار نمی‌گیرد.

• این توری دارای روش نصب بسیار ساده ای می باشد در صورتیکه Gravel Pack نیاز به تجهیزات و نفرات بیشتری جهت نصب دارد.

• در صورت نیاز این توری به تعمیر بدون آنکه رشته قبلی را از چاه خارج شود میتوان رشته جدیدی با سایز کوچکتر در آن راند و فقط باندازه ۰٫۷" قطر چاه را از دست داد.

• در این توری‌ها سرعت بالا آمدن سطح آب بسیار کمتر و بصورت یکنواخت میباشد و زمان شروع تولید آب خیلی بیشتر از Gravel Pack میباشد.

• نظر به اینکه افت فشار اصطکاکی تابعی از عکس توان پنجم قطر داخلی میباشد، قطر نهایی تکمیل تأثیر به سزایی در مقدار این افت فشار دارد، هرچه قطر نهایی تکمیل بیشتر باشد این افت فشارکمتر شده و در توری‌ها بخاطر تکمیل با قطر بیشتر این عامل نسبت به روشهای دیگرکاهش می یابد.

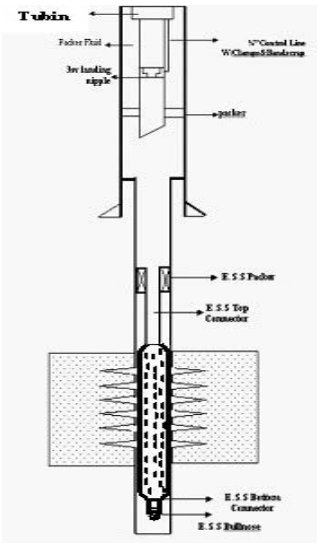
بنابراین Water Cut کمتر و Ultimate Recovery بیشتری خواهید داشت. از فاکتورهای دیگری که مؤثر بر Water Cut می باشد Rate Of Production می باشد که در آزمایشهای انجام شده مشخص شده که با بالا بردن Rate تولید سرعت بالا آمدن آب نسبت به روشهای دیگر بسیار کمتر می باشد در نتیجه Water Cut در چاه‌هایی که با E.S.S تکمیل شده‌اند بسیار کمتر می‌باشد.

• عملیات راندن E.S.S در زمان کمتری انجام می شود و به صورت معدل گیری تا ۵۵٪ زمان دکل Save می شود.

• E.S.S قابلیت رانده شدن و Expand شدن در حفره‌های افقی را دارا می باشد.

• در تکمیل با E.S.S می توان میزان تولید را تا مقدار دلخواه افزایش داد بدون آنکه درصدی ماسه وارد نفت شود.

• E.S.S قابلیت رانده شدن همزمان با تکمیل های حومه شهری و تکمیل با پمپ درون چاهی را دارد.



شکل ۱۰- تکمیل چاه حومه شهری به‌همراه سیستم مهار ماسه

۵-۳- مشکلات توری‌های ماسه قابل انبساط

• توری‌های ماسه قابل انبساط در صورت خراب شدن غیر قابل بازیافت می‌باشند. تعمیرات و آن بسیار مشکل است و آسیاب کردن آن غیر ممکن و سخت می باشد. درصورت خراب شدن این سیستم ناگزیر به راندن یک سایز کوچکتر بوده و یک سایز از دست خواهد رفت. در ازای راندن هر توری از قطر داخلی چاه ۰٫۷" کسر می‌شود. قیمت توری‌ها فوق العاده گران می باشند اما نتایج درخشان آن در تولید کاملاً این قضیه را جبران می کند. درچاه‌هایی که شدیداً فرسایش شده اند این سیستم جهت نصب مناسب نیست.

شماره چاه	نوع سیستم مهار شن	دبی(هزار بشکه در روز)		فشار جریانی (پام)		میزان افت فشار تحتانی (پام)		ملاحظات
		قبل ازنصب سیستم	بعد از نصب سیستم	قبل ازنصب سیستم	بعد از نصب سیستم	قبل از نصب سیستم	بعد از نصب سیستم	
اهواز-۱۶	GP	۳	۳/۲	۱۳۲۶	۱۰۸۰	۳۰-۵۰	۴۰۲	به‌علت‌افزایش‌نمک‌دبی‌از۴ه‌ب‌ربه ۳/۵ه‌ب‌ر کاهش یافت
اهواز-۹۱	ESS	۱/۵	۲	۱۲۹۲	۱۲۳۹	-	۲۰	
اهواز-۱۴۹	ESS	۱/۵	۳/۵	۱۰۶۰	۱۲۲۰	۱۰-۱۵	۶۵	
اهواز-۱۵۶	ESS	۲/۵	۵	۱۲۲۶	۱۳۴۹	-	۱۴	
اهواز-۲۴۳	GP	۳	۴/۵	۱۳۰۰	۱۲۰۵	-	۱۶۶	قبل‌ازتولیدشن‌وبسته‌شدن‌درسال۸۲ بادبی۳ه‌ب‌ردرمدارتولید قرار داشت.
اهواز-۲۵۱	GP	۱/۵	۳	۱۲۰۵	۹۸۲	۱۰-۲۰	۵۰۳	
اهواز-۳۲۵	GP	۱/۵	۱/۱	۱۱۸۵	۷۳۳	۴۲	۵۰۰	قبل از تعمیر میزان نمک تولیدی عادی بود لیکن بعد از تعمیر حدود ۴۰٪ تولید آب دارد.
منصوری-۱۲	ESS	۳	۵	۹۵۰	۹۱۶	۳۱	۸۹	
منصوری-۴۲	ESS	۱/۵	۳/۲	۸۲۰	۸۱۰	-	۵۶	
اهواز-۱۵۷	GP	۳	۳/۵	۱۲۵۰	۱۲۰۰	۴۴	۸۶	

جدول شماره ۱- مقایسه افزایشی تولید در توری‌های ماسه انبساط‌پذیر یا Gravel Pack

نتیجه گیری:

با توجه به بررسی کلیه روش‌ها و مطالعه افت فشار مخازن در بخش‌های ماسه‌خیز به نظر می‌رسد که روش توری‌های ماسه قابل انبساط از کلیه روش‌های دیگر جلوگیری از تولید ماسه همراه نفت مناسب‌تر بوده خصوصاً اگر هدف بهره‌برداری با نرخ بالا از یک چاه باشد.

References

1: SPE/106972: [First Installation Of An Openhole Expandable Sand Screen Completion In The Iranian Oilfield Operational Success And Production Enhancement –A Case History].A.Hooshmandkoochi and F.Ghorbani, National Iranian Oil Company.
2: SPE/ 67726: [The Global Impact of Expandable Sand Screen on Reservior Drilling and Completion]. Paul Metcalfe, SPE, Weatherford Completion Systems Inc. Rob Urselmann, SPE, Shell U.K. Exploration & Production. Jan Saeby, Brunei Shell Petroleum
3: SPE /59142: [Optimisation of Well Economics By Application of Expandable Tubular Technology]. Oladele O. Owoeye (SPE), Leste.O.Aihevba (SPE), R.A.Hartmann and V.C. Ogoke (SPE) Shell Petroleum Development Company Nigeria.
4: SPE/57565: [Trial of an Expandable Sand Screen to Replace Internal Gravel Packing]. Mark van Buren and léon van den Broek, SPE, Petroleum Development Oman, Calum Whitelaw, Petroline Wellsystems.

روش‌های راندن کابل نمودارگیری درون لوله مغزی سیار Coiled Tubing

محمد رضا معتمد کیا
کارشناس ارشد دستگاه لوله مغزی سیار - شرکت مناطق نفتخیز جنوب

چکیده

سیستم که اکنون توسعه داده شده و در آن راندن و خارج سازی کابل الکتریکی E-line به درون لوله مغزی سیار (CT) به حالت کاملاً پیچانده شده انجام می شود که در مقایسه با روش‌های دیگر از هزینه کمتری برخوردار است مد نظر قرار داده و همچنین در این مقاله علت نیاز به این روش و همچنین تئوری به کار رفته برای توسعه این طرح و همچنین مقایسه آن با طرح‌های دیگر و حالت‌های مختلف را تحت بررسی قرار می دهیم.
سیستم راندن کابل الکتریکی ۷ رشته نمودارگیری به درون لوله مغزی سیار که در حالت کاملاً پیچانده شده بر روی قرقره قرار گرفته در مقایسه با روش‌های قبلی راندن کابل روش مورد نظر راحت تر و با هزینه کمتری قابل انجام می باشد.
در این مقاله درباره سیستم و تئوری به کار رفته برای توسعه راندن کابل به درون لوله و مفاهیم در نظر گرفته شده در آزمایش انجام آن بیانگر بهبود وضعیت کار و کاهش هزینه‌های مربوط به آن نسبت به روش‌های قبلی می باشد.

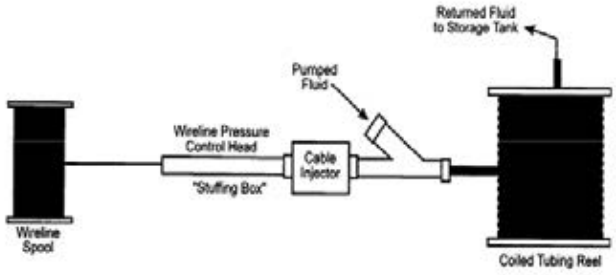
مقدمه:

اولین کار نمودارگیری با لوله مغزی سیار در نیمه دهه ۱۹۸۰ انجام شده بود انجام این عملیات در چاهای افقی به وسیله لوله مغزی سیار امکان پذیر شد. اما به علت پر هزینه بودن این گونه عملیات ادامه انجام آن سال‌ها دچار رکود بود. علت هزینه بالای آن هم به دو دلیل عمده بود یکی اینکه راندن کابل و خارج سازی آن به درون لوله مغزی دارای هزینه بالا و کار مشکلی بود و دوم اینکه به دلیل نبودن وسایل نمودارگیری مخصوص لوله مغزی که در نهایت می بایست ۲ دو شرکت سرویس دهنده در انجام این نمونه عملیات (نمودارگیری) با لوله مغزی مشارکت می کردند یکی شرکت ارائه دهنده خدمات نمودارگیری و دیگر شرکت ارائه دهنده خدمات لوله مغزی سیار تا عملیات مذکور انجام شود. اما در حال حاضر با پیشرفت صنعتی و امکان به وجود آمده در ساخت وسایل نمودارگیری مخصوص لوله مغزی و همچنین حفاری رو به رشد افقی و انحرافی لزوم استفاده از عملیات نمودارگیری در جاهای افقی و انحرافی با لوله مغزی سیار را می طلبد.

در گذشته سه روش برای راندن کابل به درون لوله مغزی سیار وجود داشت:
۱- لوله مغزی سیار را به درون چاه می راندند و به حالت کاملاً آویخته قرار می دادند و سپس کابل را به روی آن می راندند.
۲- لوله مغزی را به صورت افقی بر روی زمین صاف و هموار پهن می کردند و سپس کابل را به درون آن پمپ می کردند.
۳- در هنگام ساخت لوله مغزی سیار یک نوع کابل را به درون آن تعبیه می کردند و سپس آن کابل را کشیده و کابل الکتریکی نمودارگیری را جایگزین آن می کردند که از درون کویل عبور می دادند.
در هر کدام از این روش‌ها هزینه انجام کار بالا بود و احتمال آسیب دیدن لوله و یا کابل چه هنگام راندن و یا خارج سازی کابل وجود داشت در صورتی که طرح پیشنهادی برای این کار در حالت لوله کاملاً پیچانده شده بر روی قرقره و در نهایت ایمن تر و ارزان تر انجام کار می باشد.

۱- پمپاژ کابل به درون لوله مغزی :

چند سال است که شرکت‌های سرویس دهنده خدمات لوله مغزی برای خارج سازی کابل نمودارگیری با استفاده از پمپ تراک و پمپاژ کابل را از لوله خارج می کنند اگرچه حرکت کابل کاملاً مشخص و با ایجاد صدای تلق تلق قابل تشخیص می باشد منتها دارای مشکلات خاص خودش بود مثلاً این که حرکت کابل به حالت نامرتب و غیر پیوسته بود و نمی‌شد آن را به طور منظم بر روی قرقره چید. خروج کابل از لوله صرفاً به علت پمپاژ آب به درون لوله نیست بلکه به سبب پدیده Capstan می باشد. در ابتدا تصور می شد که این پمپاژ آب است که کابل را به جلو می راند. بلکه آن به سبب پدیده جنبش و اهتزاز Capstan است که باعث این کار می شود اگرچه لرزش و جنبش کابل درون لوله مغزی در اثر توربولنسی آب درون لوله است و باعث حذف پدیده اصطکاک و یا کاهش آن بین لوله و کابل می شود و در نهایت منجر به غلبه نیروی که در اثر تنش برشی حاصل از ویسکوزیته سیال موجود درون لوله می شود که با ایجاد یک نیروی کوچک محوری می شود که کابل را در جهت حرکت سیال می راند. پمپاژ کابل به درون لوله مغزی به مراتب سخت تر است از خارج سازی آن. از آنجایی که کابل در جهت پمپاژ سیال حرکت می کند مانند شکل ۱

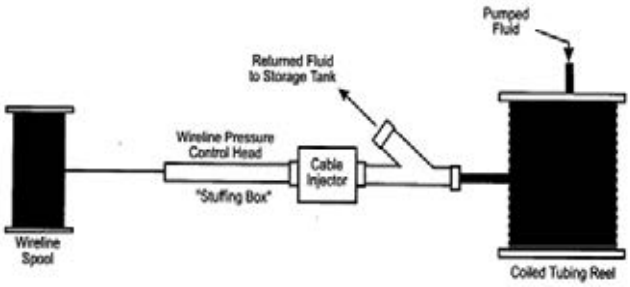


شکل-نمونه از سیستم تزریق کننده کابل ۱:

دارای یک سیستم کنترل فشار به نام (استافینگ باکس) جعبه نشت بندکن که کار نشت بندی اطراف کابل را در زمانی که فشار پمپاژ بالا است از آن استفاده می شود اگرچه نیروی کافی برای راندن کابل در برابر این فشار لازم است اعمال شود نیروی تنش برشی حاصل از ویسکوزیته سیال به

مقدار کافی نیست که بر نیروی فشاری حاصل از سطح مقطع کابل غلبه کند. لازم است که یک دستگاه از خارج جعبه نشت بند کن وجود داشته باشد که کابل را با فشار به درون آن وارد کند و همچنین به آن آسیب وارد نکند در نتیجه این دستگاه می بایست بین جعبه نشت بند کن و قرقره قرار بگیرد که از یک طرف کابل را بکشد و از طرف دیگر به قسمت لوله که بر روی قرقره قرار دارد بفرستد که تزریق کننده کابل نام دارد این دستگاه باعث می شود عملیات خارج سازی کابل از لوله مانند شکل ۲ از حالت نامرتب بودن جلوگیری کرده و کابل را به شکل منظم بر روی قرقره قرار داد.

۲- مفهوم تزریق کننده کابل



شکل-۲.تزریق کننده کابل

کاملاً آشکار است که تزریق کننده کابل یک راه حلی است که توانایی انجام عملیات موفق راندن کابل به درون لوله مغزی و همچنین تزریق خارج سازی آن را از لوله از روش درست را به ما نشان می دهد. اگرچه راه‌های متفاوتی وجود دارد جهت انجام عملیات کشیدن کابل از میان جعبه نشت بند کن که نمونه ساده آن را در شکل ۳ وجود دارد و ما در این جا به شرح آن‌ها می پردازیم.

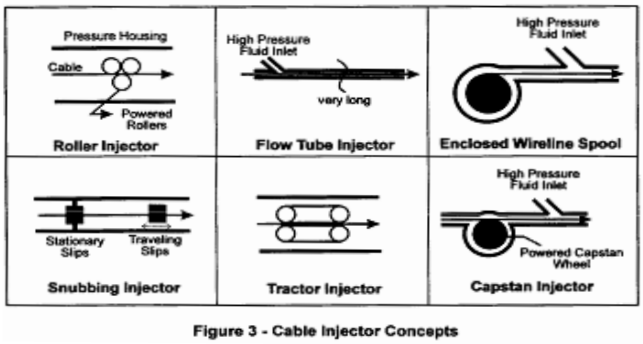


Figure 3 - Cable Injector Concepts

شکل ۳- نمونه‌های مختلف تزریق کابل

۳- روش انجکتور نوع رولری (Roller Type Injector)

در ابتدا از انجکتور نوع رولری در تزریق کننده استفاده می شد که می توانست کابل را از استافینگ باکس بکشد و به لوله تزریق کند اما این نوع دو عیب داشت یکی این که اگر کابل دون لوله متوقف شود ادامه حرکت رولرها باعث فشردن کابل و در نهایت آسیب زدن به کابل می شود اگرچه رولرها سطح تماس کوچکی را با کابل دارند ولی بعضی وقت‌ها نیاز به نیروی بیشتری جهت راندن کابل لازم می شود که اگر در آن صورت کابل به دلایلی متوقف شود باعث آسیب رساندن به کابل می شود.

۴- نوع تزریق کننده لوله جریانی (Flow Tube Injector)

استفاده از مفهوم لوله جریانی بلند جهت ساخت تزریق کننده از نوع لوله جریانی موفق تر عمل می شود به همراه پمپ کردن بر روی کابل و عبور از میان لوله افت فشار و نیروی برشی حاصل از ویسکوزیته سیال بر روی کابل باعث کشیده شدن کابل به میان جعبه نشت بند کن می شود در این روش نیز یک عیب وجود دارد وقتی که کابل از حرکت بایستد احتمال فشردگی کابل وجود دارد. یک شرکت دیگر توانست موفق تر عمل کند و یک تحقیقاتی در این زمینه انجام داد و تزریق کننده جدیدتری مانند این روش توسعه داد.

۵- طرح قرقره وایرلاینی درون محفظه

یک وسیله دیگری که در آن کابل بر روی قرقره ای درون یک محفظه ای قرار دارد که می تواند در فشارهای بالا کار کند و در آن کابل مستقیماً به لوله مغزی وصل می شود که در آن جعبه نشت بند کن و تزریق کننده وجود ندارد گرچه این سیستم سنگین و بزرگ و نیاز به محفظه ای دارد که فشار را تحمل کند اما دارای معایبی نیز است که درباره کنترل کابل در هنگام پیچاندن و تخلیه درون محفظه فشار دارد.

۶- انژکتور اسنابینگ

طرح دیگر ساختن یک تزریق کننده کابل که دارای حرکت‌های مانند حرکت سیستم Snubbing دستگاه مکنده است که دارای چنگک هایی است که کابل را گرفته و به درون لوله می فرستد منتها این هم دارای یک اشکال است که به محض این که کابل از حرکت بایستد و عدم حرکت آن سبب فشردگی آن و آسیب به آن می شود.

۷- انژکتور تراکتور

این وسیله می تواند کابل را به مانند تزریق کننده کابل را براند و درون یک محفظه پر فشار قرار بگیرد این پدیده تا حدودی مشکل بار گذاری روی کابل را حل می کند به واسطه توزیع بار بر روی طول خود تراکتر است منتها یک اشکال نیز دارد و آن این است که اگر به دلایلی کابل درون لوله توقف کند کنترلی روی کابل نمی‌توانیم داشته باشیم به سبب فشردگی کابل یعنی اگر کابل گیر کند نمی‌شود به آن فشاری اعمال کرد و آن را به حرکت در آورد.

۸- تزریق کننده کاپستان Capstan Injector

در این طرح کابل چند دور به دور یک استوانه یا چرخ دوار پیچانده شده که با حرکت آن استوانه کابل درون محفظه شتاب گرفته و به طرف لوله مغزی رانده می شود. چرخش استوانه که کابل به دور آن پیچانده شده سبب می شود که کابل از یک سر که دارای تنش کمتری است وارد شده و از طرف دیگر با تنش بیشتری خارج می شود و بدون آنکه باعث فشردگی بر روی کابل ایجاد کند از جهت دیگر خرج می شود.

۹- تئوری کاپستان Capstan Theory

تقویت نیروی اعمال شده بر روی کابل به جهت چرخ دوار به علت پدیده Capstan می باشد پدیده Capstan به دلیل عامل اصطکاک بین کابل و چرخ و تعداد دورهایی که کابل بر روی چرخ دوار دارد بستگی دارد برای مثال اگر کابل دو برابر پیچیده شده باشد دارای ۷۲۰ درجه خواهد بود.

$$\frac{T_{\text{خروجی}}}{T_{\text{ورودی}}} = e^{B\mu} \quad (1)$$

تنش اعمال شده روی کابل بعد از تقویت شدن = خروجی T

تنش اعملا شده روی کابل قبل از تقویت شدن = ورودی T

تعداد دورها ضریب در رادیان $B = 2\pi$

ضریب اصطکاک بین کابل و چرخ دوار = π

برای مثال برای فولاد بر روی فولاد ضریب اصطکاک بین ۰٫۱۵ الی ۰٫۲ درصد است این معادله معمولاً برای ساختن مقادیر جدول یک به کار رفته. توجه داشته باشید که اگر کابل را به وسیله گریس چرب کنیم ضریب اصطکاک باعث کاهش در مقادیر جدول می شود. زیبایی مفهوم پدیده کاپستان آن است که خود کنترلی دارد یعنی اگر کابل به دلایلی توقف کند تنش روی کابل در ورودی به لوله ایجاد نمی کند در نتیجه نیرویی به آن اعمال نمی‌شود که باعث کشش یا فشردگی آن شود و به آن آسیب نمی‌رساند اگرچه در پدیده کاپستان نیازی به نیروی اولیه کافی دارد جهت ساختن یک نیروی در خروجی که برای کشیدن کابل در استافینگ باکس مورد استفاده قرار می‌گیرد. منتها عیب هم دارد آن ممکن است نیروی دراگ حاصل از برشی ویسکوزیته سیال آن قدر زیاد نیست که بتواند نیروی اولیه لازم برای راندن کابل را تأمین کند.

به سبب همین تنش اولیه جریان حاصل از سیال پمپ شده که به دو قسمت ورودی تقسیم شده است مانند شکل ۵ و یک اورفیس بین ۲ تا ورودی قرار گرفته که اختلاف فشار بین این دور ورودی توسط یک چک ولو تنظیم می شود این سیستم ساده را پیش تنش دهنده می گویند که تنش اولیه را برای کاپستان جهت تقویت داری تأمین می کند.

۹- مفاهیم طراحی اینجکتور کاپستان Capstan Injector Design Concepts

نمونه‌های مختلف از انواع طرح‌ها (در شکل ۴ نشان داده شده است) که در این جا طرح کاپستان مورد نظر ماست. لذا به شرح بقیه طرح نیز می پردازیم.

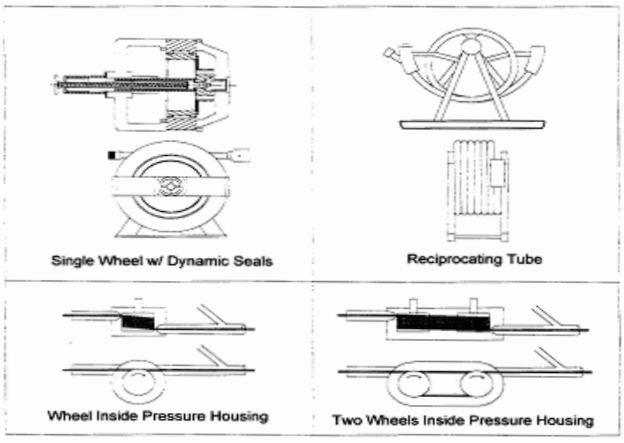


Figure 4 - Capstan Cable Injector Design Concepts

شکل ۴- مفاهیم طراحی سیستم تزریق کننده

۹-۱- سیستم تک چرخ با نشت بندی متحرک بزرگ.

این سیستم شامل یک چرخ ۲ اینچی با کنترل فشار دینامیکی اطراف چرخ است. این سیستم با نشت بندی کردن فشار دور چرخ در فشار بالای ۲۰۰ پام برای راحت تر کار کردن و جمع کردن در نقاط عملیاتی اگر به آن ممکن است در فشار بالای ۲۰۰ پام خوب جواب ندهد. نشت بندی دینامیکی در هنگام اعمال فشار قفل نمی‌شود.

۹-۲- سیستم دو چرخ در میان محفظه فشار Two Wheels Inside Pressure Hiorsing

این طرح دارای ۲ چرخ درون یک محفظه فشاری قرار می گیرد. این چرخ‌ها دارای شیاری برای کابل هستند که طراحی آن برای سیستم تک چرخ امکان پذیر نیست. با دو چرخ کابل نیاز ندارد مانند سیستم تک چرخ روی چرخ بلغزد. اشکال این طرح این است که هزینه بیشتری دارد.

۹-۳-مفهوم لوله رفت و برگشتی Reciprocating Tube Concept

این طرح دارای چند دور لوله پیچانده شده می باشد که معمولاً از لوله CT ساخته شده اند که دارای حرکت رفت و برگشتی در جهت محور پیچانده شده می باشد و کابل از درون آن عبور می کند جهت حرکت لوله باعث حرکت کابل در همان جهت می شود و سبب می شود که کابل را با خودش بکشد وقتی لوله در جهت عکس حرکت می کند کابل حرکت نمی کند در این روش که کامل مکیده می شود به درون قرقره این روش را نیز به سبب این که ایجاد حرکت‌های نامنظم می کند برچیده شد.

۹-۴-طرح سیستم چرخ درون محفظه فشار

این طرح شامل یک چرخ ساده ای است که درون یک محفظه فشاری قرار دارد وقتی که طرح اولیه حذف که دارای سعی و خطا در نتیجه نشت بندی دینامیکی بزرگ واقع می شود طرح اولیه سازگاری می شود و قابل مصرف در تولید نهایی می شود.

۹-۵-طرح سیستم ۷۵۰۰پی اس آی

طرح نهایی که توانایی کار در فشار ۷۵۰۰ پام را دارد که نمونه آن را در شکل ۶ نشان داده شده است که اجزاء آن از سمت چپ به راست توضیح داده شده است.

۹-۶-اسکیت تزریق کننده کابل

یک قسمت دیگر که بر روی اسکیت تزریق کننده کابل قرار دارد شماره اندازه مکانیکی است که برای اندازه گیری مقدار کابل وارد شده به CT را نشان می دهد بعد از شماره اندازه کابل وارد جعبه نشت بند کن می شود و آن نیز مجهز به سیستم کنترل فشار است تزریق کننده گریس هد است که این گریس برای جلوگیری از خروج نفت یا سیال درون چاه به کار می رود و هم این که کابل به هنگام رفتن به درون چاه چرب باشد باعث کاهش تأثیر پذیری Capstan می شود. (جدول شماره ۱)

جدول ۱- فاکتورهای افزایش پدیده کاپستان Tout put /Tin put

M	۰/۱۴	۰/۱۵	۰/۱۶	۰/۱۷	۰/۱۸	۰/۱۹	۰/۲۰	۰/۲۱
تعداد دور								
۱	۲	۳	۳	۳	۳	۳	۴	۴
۲	۶	۷	۷	۸	۱۰	۱۱	۱۲	۱۴
۳	۱۴	۱۷	۲۰	۲۵	۳۰	۳۶	۴۳	۵۲
۴	۳۶	۴۳	۵۶	۷۲	۹۲	۱۱۹	۱۵۲	۱۹۶
۵	۸۱	۱۱۱	۱۵۲	۲۰۹	۲۸۶	۳۹۱	۵۳۵	۷۳۳
۶	۱۹۶	۲۸۶	۴۱۶	۶۰۷	۸۸۵	۱۲۹۱	۱۸۸۱	۲۷۴۳
۷	۴۷۲	۷۳۳	۱۱۳۸	۱۷۶۷	۲۷۴۳	۴۲۵۸	۶۶۱۱	۱۰۲۶۳
۸	۱۱۳۸	۱۸۸۱	۳۱۱۰	۵۱۴۲	۸۵۰۰	۱۴۰۵۱	۲۳۲۲۸	۳۸۳۹۸
۹	۲۷۴۳	۴۸۲۹	۸۵۰۰	۱۴۹۶۲	۲۶۳۳۸	۴۶۳۶۳	۸۱۶۱۲	۱۴۳۶۶۲
۱۰	۶۶۱۱	۱۲۳۹۲	۲۳۲۲۸	۴۳۵۳۹	۸۱۶۱۲	۱۵۲۹۷۸	۲۸۶۷۵۱	۵۳۷۵۰۳

در عوض آب اجازه می دهد که کابل از میان فلوتیوپ عبور کند و نهایتاً آب به مخزن ذخیره می رسد. جعبه نشت بند کن به تزریق کننده وصل است همانگونه که در شکل ۵ نشان داده شده کابل وارد تزریق کننده می شود و در آن جا ۵ بار دور چرخ تاب داده می شود وممماس به آن می چرخد و تقویت داده شده و شتاب می گیرد از آن خارج می شود.

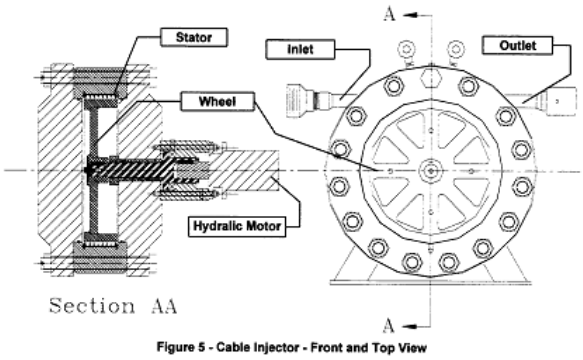


Figure 5 - Cable Injector - Front and Top View

شکل ۵- سیستم تزریق کننده کابل

۱۰-پیش تنش دهنده

بعد از خارج شدن کابل از اینجکتور کابل وارد Pre-Tensioner که یک نوع فلو تیوب می باشد می شود و یک کاهنده نیز در مسیر کنترل سیال ورودی قرار دارد که میزان افت فشار در آن را کنترل می کنند این افت فشار به خروجی کابل اینجکتور یک تنش اضافی اعمال می کنند.

بعد از خروج کابل از Pre-Tensioner کابل و آب وارد قرقره CT می شود وقتی سرعت آب به اندازه کافی بالا باشد باعث می شود تا ایجاد نوسان درون کویل می شود و حالت توربولنسی ایجاد می کند اصطکاک را کمتر و حرکت کابل را آسان تر می کند این نوسان یا لغزش کابل وضوح قابل شنیدن می باشد زیرا که به همراه صدای تلق تلق خواهد بود.

سرعت راندن کابل قابل محاسبه می باشد سرعت در بیرون و همچنین درون چرخ معمولاً باهم برابر است این ۲ سرعت در حین کار معمولاً در حدود ۱۲۰ فوت بر دقیقه است و ممکن است تا ۲۲۰ فوت در دقیقه نیز برسد. مخزن ذخیره آب یا پمپاژ پیوسته به مقدار زیاد آب نیاز دارد که می بایست قبلاً آماده کرده باشند.

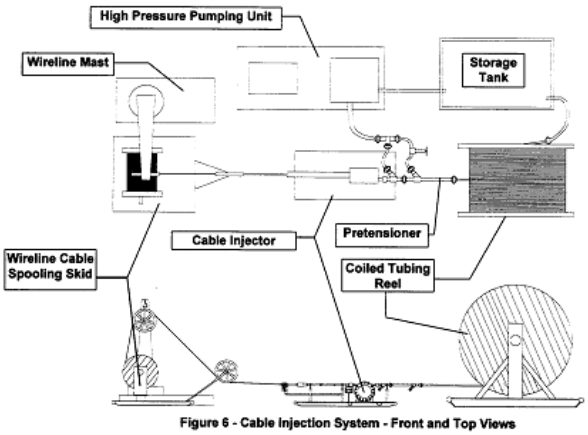


Figure 6 - Cable Injection System - Front and Top Views

شکل -۶ نمای روبرو وبالای سیستم تزریق کننده کابل

نتیجه گیری

این سیستم که اکنون بررسی شد باعث کاهش قابل توجه در هزینه‌ها می شود که برای راندن و یا خارج سازی کابل درون لوله مغزی از آن استفاده می شود در مقایسه با روش‌های دیگر دارای هزینه کمتری است سه نمونه از این طرح‌ها در حال حاظر مورد استفاده قرار دارند و بستگی به فشار کاری آنها دارد که در محدوده ای باشد طرح جدیدی ابداع شده است که در محدوده ی فشار کاری ۱۰۰۰۰پام که مورد استفاده قرار می‌گیرد

Reference

1-E. howell.L.smit.C.B lount: ct logging system. 61 st Annual Technical Conference and Exhibition. Spe 15489. October 1986

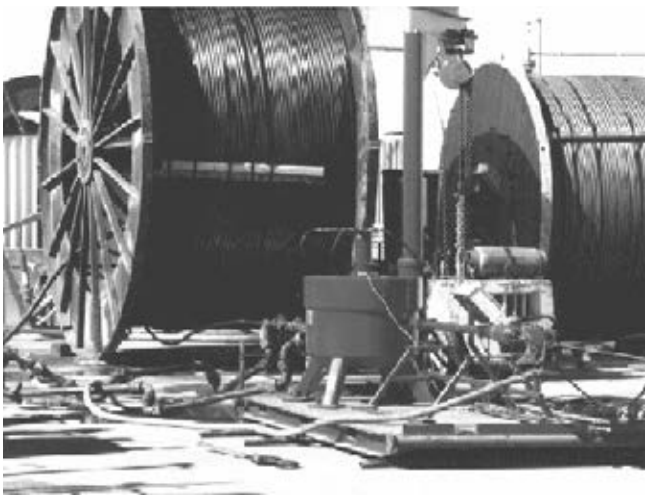
2- H.MacEwen. coiled-tubing conveyed logging system.spe European Petroletionum conference.spe

3- P.E. Harness.GA.Terizian.S.H.Fowler.F.J.Golino: An overview of Reeled tubing-conveyed production. Logging capabilities in California. California regional meeting of spe, spe 20028 ventura California April 1990

4- K. Newman.M. Corrigan.G.Kehoe A.Douglas A.Torre: Assisted lift production logging with CT Eighth offshore south east asia conference.singupor.osea 90142. December 1990

5. R.A. Rademake,K.k.Olszewski. J.J.Goffon, SD Maddox:coiled-tubing-Deployed down hole video system. 67 th Annul technical conference and exhibition of spe Washington, spe 24794 October 199

10,000 psi Cable Injector



Cable Installation Operation

ارزیابی قابلیت سرویس دهی تجهیزات در واحدهای عملیاتی پالایشگاه‌ها

سعید هاشم پور
مدیر امور مهندسی طرح‌ها - شرکت پالایش نفت آبادان

چکیده

ارزیابی FFS متشکل از ارزیابی‌های کمی مهندسی می باشد که به منظور تعیین و تایید یکپارچگی ساختاری و انسجام مکانیکی تجهیزات در حال سرویس و دارای ترک، و یا هر نقص دیگر ایجاد شده در حین ساخت و یا سرویس، انجام می پذیرند. ظروف تحت فشار، مخازن ذخیره و سیستم‌های لوله کشی با گذشت زمان در معرض انواع گوناگونی از تخریب قرار می گیرند که این امر در نهایت یکپارچگی سیستم را تحت تاثیر قرار می دهد. کُدها و استانداردهای فعلی تنها ارائه دهنده قوانین و دستورالعمل‌های مربوط به طراحی، ساخت، بازرسی و تست تجهیزات تحت فشار نوساز می باشند. در حال حاضر این کُدها در مورد پذیرش ضخامت از دست رفته و خورده شده تجهیزات از قوانین تجربی استفاده می کنند. در نتیجه، واحدهای عملیاتی اغلب به اشتباه و بدون اینکه واقعاً نیازی باشد به منظور تعمیر یا تعویض تجهیزات متوقف می شوند. در چنین شرایطی، اجرای ارزیابی‌های مهندسی نظیر ارزیابی مناسب بودن برای سرویس دهی (FFS) جهت بررسی یکپارچگی ساختاری و امکان افزایش ایمن عمر تجهیزات دارای نقص، امری مفید و در عین حال ضروری به نظر می رسد. ارزیابی (FFS) مهره تکمیل کننده حلقه اجرایی پروژه‌های بازرسی بر مبنای ریسک می باشد. آسیب‌های ممکن در صنایع پالایش و پتروشیمی که در انواع مختلف ظروف تحت فشار، سیستم لوله کشی، خطوط انتقال، مخازن ذخیره، مبدل‌های حرارتی، کوره‌ها (بدنه، تیوب‌ها و دودکش) و دیگر قطعات مکانیکی رخ می دهد در این مقاله مورد بررسی و ارزیابی قرار می‌گیرد، داده‌های مورد نیاز از تجهیزات پالایشگاهی در واحدهای عملیاتی جمع آوری شده و توسط نرم افزار Signal FFS v۵/۱ مورد تحلیل قرار میگیرد و براساس داده‌های خروجی جهت فراهم سازی Quantitative Support برای تصمیم گیری در خصوص تعمیر و یا تعویض تجهیزات بهترین تصمیم را ارائه خواهیم داد.

واژههای کلیدی: Signal FFS v ۵/۱، تعمیرات اساسی، ارزیابی مهندسی، تجهیزات پالایشگاهی.

مقدمه

مناسب بودن برای سرویس دهی، یا صلاحیت برای ادامه سرویس Fitness For Service[1] یک روش مطمئن و تایید شده برای تصمیم گیری در مورد ادامه سرویس دهی یک قطعه یا یک تجهیز می باشد. این ارزیابی‌ها یک روش چند شاخه ای برای بررسی این نکته هستند که آیا قطعه مورد نظر توانایی ادامه دادن به سرویس دهی در یک واحد فرآیندی را دارد یا خیر. اجرا و استقرار سیستم FSS در نفت و گاز و پتروشیمی و همه صنایع سنگین، می تواند باعث افزایش عمر مفید و کاهش هزینه‌های تعمیر و تعویض تجهیزات کارکرده و عدم تعویض زودهنگام تجهیز کارآمد می شود. ارزیابی مناسب بودن برای سرویس دهی ابزاری مناسب جهت یکپارچگی ساختاری و امکان افزایش عمر تجهیزات، همراستا با در نظر گرفتن ایمنی و کاهش هزینه است. استاندارد API ۵۷۹/۱-ASME FFS-1 اصلی ترین و مهمترین استاندارد بین المللی در زمینه FSS است که دستورالعمل هایی را برای ارزیابی مناسب بودن برای سرویس دهی تجهیزات صنعتی، پالایشگاه و پتروشیمی و صنایع نفت و گاز ارائه می دهد API ۵۷۹ در سال ۲۰۰۰ توسط انستیتو نفت آمریکا برای انجام ارزیابی‌های مناسب بودن برای سرویس دهی منتشر شد. از دلایل استفاده از FFS میتوان به تعیین عمر باقیمانده تجهیزات آسیب دیده، اطمینان از ایمنی تجهیزات پس از عمر طراحی آنها، اثبات استحکام کافی نمونه با وجود نقص، افزایش فاصله‌های زمانی بازرسی، کاهش زمان از کارافتادگی و خاموشی تجهیزات، رفع نواقص و معایب جزئی قبل از نیاز به تعمیرات کلی، جلوگیری از افزایش اثرات عیوب و نواقص و توسعه آن در کل مجموعه، کاهش تعمیرات غیر ضروری و صرفه جویی در نیروی کار اشاره کرد. حیطه کاری فرآیند ارزیابی قابلیت سرویس دهی تجهیزات در بخش هایی چون مخازن ذخیره، مخازن تحت فشار، پایپینگ و ایستگاههای فشار، شیرهای اطمینان، مبدل‌های حرارتی، برج‌های تقطیر، دیگ‌های بخار، پمپ ها، کمپرسور و توربین می توان نام برد.

مهمترین نواقصی که می تواند تجهیزات و سازه را تحت تاثیر قرار می دهد شامل شکست ترد[2]، خوردگی عمومی[3]، خوردگی موضعی[4] و حفره ای[5]، تاول هیدروژنی، رشد ترک، خستگی، خزش، ترک ناشی از خوردگی تنش[6]، تردی هیدروژنی، حملات هیدروژنی در دمای بالا، خرابی ناشی از آتش سوزی، ترک خوردگی هیدروژنی می باشد.

مخزن TSS (ME-601) واحد کت کراکر پالایش نفت آبادان یکی از نمونه هایی می باشد که بعلت تغییر شکل در بدنه بعلت بالا رفتن دمای بدنه جهت قابلیت ارزیابی سرویس دهی آن توسط تیم تخصصی FFS مورد بررسی قرار گرفت و خروجی آنالیز داده‌های جمع آور شده مخزن سبب کاهش تعمیرات غیر ضروری بروی مخزن گردید.

روش تحقیق

ظرف TSS (ME-601) واحد کت کراکر به منظور جداسازی ذرات کاتالیست از گاز خروجی بکار می رود، حجم این مخزن ۲۱۰ مترمکعب و وزن آن در هنگام سرویس دهی حدود ۱۵۸ تن می باشد. دمای گاز ورودی به این مخزن

1.1-FFS 2-Brittle Fracture 3-General Metal Loss 4-Local Metal Loss 5-Pitting Corrosion 6-SCC

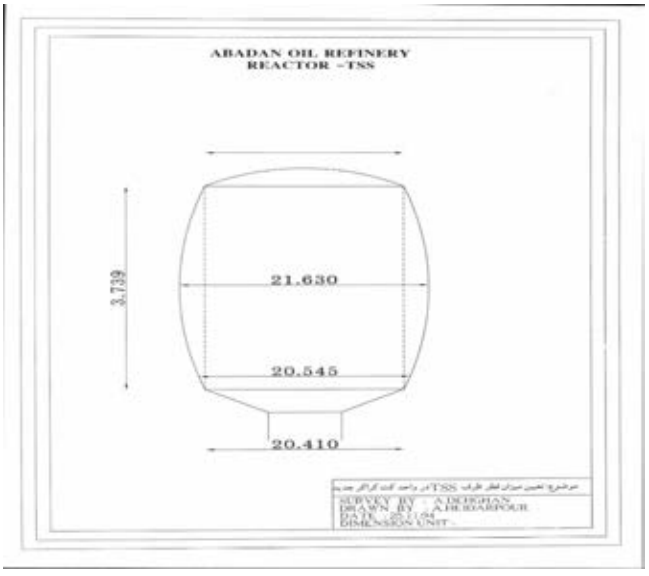
۷۱۲ درجه سانتیگراد و دارای یک لایه سرامیکی آلومینا-سیلیکات به ضخامت ۱۲/۵ سانتی متر در سطح داخلی آن می باشد.

جدول شماره یک – مشخصات فنی ظرف(TSS(ME-601

فشار طراحی مخزن	Psig ۵۲/۲۱
دمای طراحی پوسته	۳۴۳c
دمای طراحی اجزای داخلی	۷۸۸c
حداقل عمر طراحی	۱۰۰سیکل کامل خاموش/روشن
نرخ گرم کردن و سرد کردن	حداکثر ۵۰C/hr
فشار عملیاتی	۲۶/۵۴Psig
دمای عملیاتی	۷۱۲c
فشار تست هیدرولیکی	۶۸/۴۶Psig
فشار تست نیوماتیکی	۵۹۳۴۶Psig
خوردگی مجاز	۳MM
بازده اتصالات	۱
رادیگرافی اتصالات	کامل
عملیات حرارتی بازپخت پس از جوش	خیر
نوع هد بالایی/میانی/پائینی	بیضوی/استوانه/مخروط
ظرفیت حجمی	۲۱۰M۳
وزن مخزن هنگام عملیات	۱۵۸۵۰۰Kg
جنس ورقه پوسته خارجی	۷۰.GR SA۵۱۶
عمر سرویس دهی تا هنگام مشکل	۵ماه یا ۳۶۰۰ ساعت
ضخامت پوسته استوانه ای	۱۵MM
لایه عایق داخل مخزن	آلومینا-سیلیکات
قطر داخلی مخزن	۶۵۰۰MM

طرح مسئله

در اثر افزایش غیر متعارف درجه حرارت پوسته بیرونی، مخزن دچار تغییر فرم قابل ملاحظه ای در ناحیه استوانه ای گردیده است. این تغییر فرم به صورت افزایش قطر استوانه مخزن و بادکردگی در این ناحیه بروز کرد. براساس اندازه گیری انجام شده افزایش قطر در موقعیت یک متر و بیست سانتی متری از خط جوش محیطی بالایی به میزان ۳۵/۵ سانتی متر بوده است. در شکل ۱ نمای شماتیک از تغییر فرم مخزن نسبت به ابعاد اولیه نشان داده شده است، که علاوه بر افزایش قطر خارجی مخزن کمی اعوجاج و تغییر ارتفاع در موقعیت ۹۰ درجه از خط جوش شمالی به میزان ۱۶۴ سانتی متر رخ داده است.

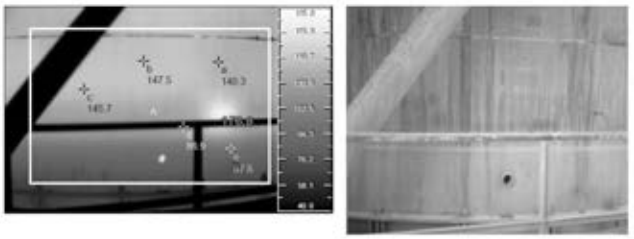


شکل شماره یک – نمای شماتیک مخزن پس از عیب

داده‌های بدست آمده از تعیین میزان نشست، میزان انحراف و گزارشات ترموگرافی به شرح ذیل می باشد:

جدول شماره دو – میزان سختی و انحراف ابعادی(TSS(ME-601

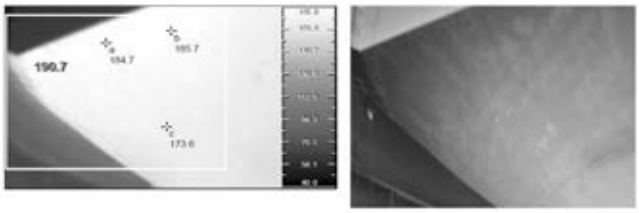
انحراف قطر	انحراف ارتفاع	مینیمم سختی	ماکزیمم سختی	محل	سال
۳۵۵ میلیمتر	۱۰۰ میلیمتر	۹۹ برینل	۱۳۵ برینل	شرق مخزن	۹۰
۴۴۴میلیمتر	۱۶۰میلیمتر	۱۲۵ برینل	۱۶۸برینل	شمال شرق	۹۴



Point data

	a	b	c	d	e	MAX
Temp	140.28	147.45	145.74	86.93	97.75	176.8

شکل شماره دو – ترموگرافی ظرف



Point data

	a	b	c	d	MAX
Temp	184.71	185.73	173.61	177.6	190.7

شکل شماره سه – ترموگرافی ظرف

بحث و نتایج

پس از بدست آوردن اطلاعات لازم در خصوص ظرف(TSS(ME-601 با استفاده از نرم افزار Signal FFS v.5.1 داده‌های بدست آمده را وارد نرم افزار کرده و از سه روش محاسباتی که بر پایه API۵۷۹ می باشد محاسبات انجام میگیرد و نتایج بدست آمده در سه سطح ۱و۲و۳ مورد بررسی قرار میگیرد. روشهای محاسباتی به شرح ذیل می باشد:

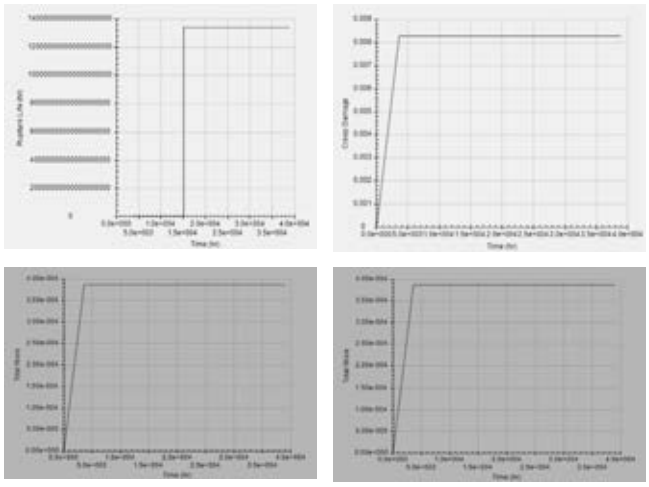
1. Omega-parameter coefficients Method
2. Minimum Larson-Miller coefficients Method
3. Average Larson-Miller coefficients Method

محاسبات سطح ۱:

در سطح یک استاندارد API RP ۵۷۹ میزان تخریب تجمعی ناشی از خزش باید کمتر از حدمجاز باشد، در غیر اینصورت تجهیز برای ادامه سرویس دهی مناسب نیست.

DC Total ≤ DC Allow فرمول ۱

هرچه میزان مجاز تخریب عدد کمتری باشد، نتایج به دست آمده محافظه کارنه تر خواهد بود، به همین منظور در محاسبات انجام شده این مقدار ۰/۰۲۵ محاسبه گردید این عدد کمتر از حد مجاز تخریب در نظر گرفته شده می باشد.



نمودار شماره چهار – level 1 result

محاسبات سطح ۲ :

Part 10 Level 2

Satisfies June 2007 API 579-1/ASME FFS-1 Level 2 Assessment.

(Refer To: June 2007 API 579-1/ASME FFS-1.)

Analysis done according to June 2007 API 579-1/ASME FFS-1

Step 1: Determine Operating Conditions

Axial to hoop stress ratio = 0.5

Exposure #	Time Increment, hr	Temperature, °F	Pressure, psi	Total Time, hr
1	3600	917.6	26.5	3600
2	11520	417.2	26.5	15120
3	23760	350.2	26.5	38880

Step 2: Divide into time increments

Total Time Increments = 3

Total Time = 38880 hr

Part 10 Level 2

Satisfies June 2007 API 579-1/ASME FFS-1 Level 2 Assessment.

(Refer To: June 2007 API 579-1/ASME FFS-1.)

Analysis done according to June 2007 API 579-1/ASME FFS-1

Step 1: Determine Operating Conditions

Axial to hoop stress ratio = 0.5

Exposure #	Time Increment, hr	Temperature, °F	Pressure, psi	Total Time, hr
1	3600	917.6	26.5	3600
2	11520	417.2	26.5	15120
3	23760	350.2	26.5	38880

Step 2: Divide into time increments

Total Time Increments = 3

Total Time = 38880 hr

Step 6: Determine the effective stress

Exposure #	Sigma_e, psi
1	4984.236
2	4984.236
3	4984.236

Step 7 - Step 11: Determine the damage rate and rupture life

Stress triaxiality parameter alpha_Omega = 2.0

Price creep damage = 0.000

Exposure #	Strain Rate, 1/hr	Total Strain	Omega	Multiaxial Omega_m	Rupture Life, hr	Damage
1	1.076E-07	3.872E-04	12.092	21.418	4.341E+05	8.294E-03
2	5.665E-21	3.872E-04	186.607	634.620	2.782E+17	8.294E-03
3	5.367E-24	3.872E-04	347.960	1391.636	1.339E+20	8.294E-03

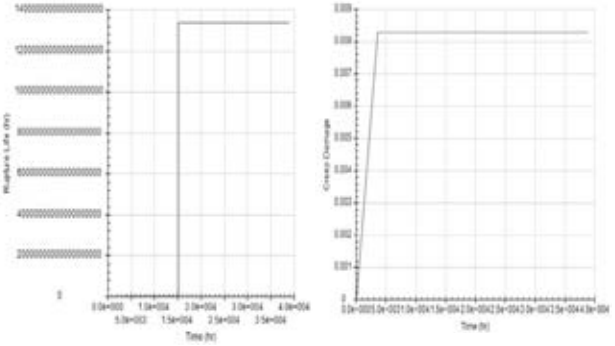
Step 12: Check if values are acceptable

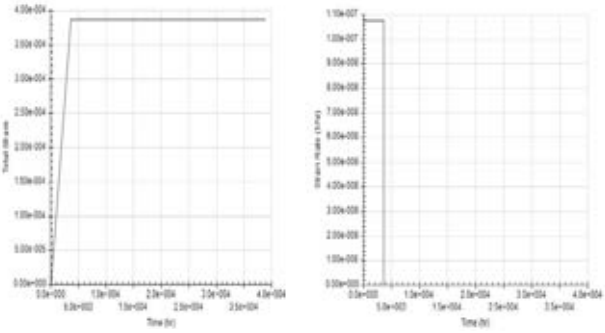
Is criterion against plastic collapse satisfied = Yes

Total creep damage = 8.294E-03

Allowable creep damage = 0.80

Total creep <= Allowable creep ? Yes: 8.294E-03 <= 8.000E-01

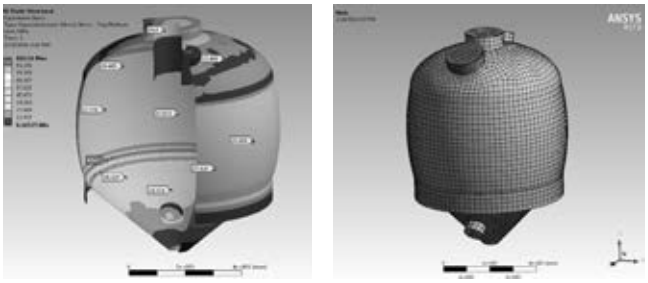




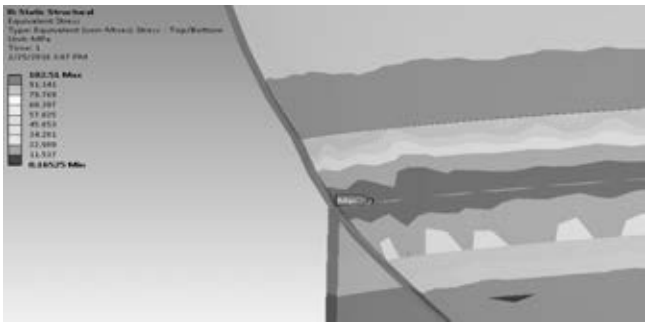
نمودار شماره پنج – result ۲ level

محاسبات سطح ۳ : محاسبات سطح ۳ با مرجع API579 توسط روش FEM در نرم افزار ANSYS انجام گرفته شد، شبیه سازی و نتایج به شرح ذیل می باشد:

تحلیل تنش استاتیکی: نمای شبکه بندی کل سیستم برای آنالیز FEM در شل زیر نشان داده شده است. این المان بندی با المانهای پوسته ۸ گره ای shell ۱۸۱، به تعداد ۴۷۸۱ گره و ۴۷۱۰ المان انجام شده است. برای اتصال اجزای مختلف بدنه از المانهای Contact با مود Bonded استفاده شده است.

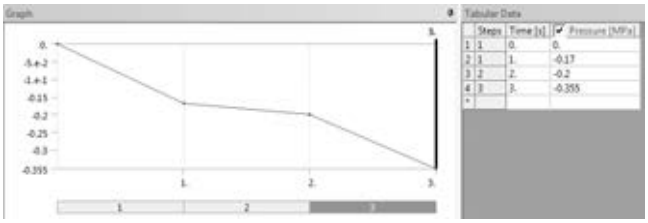


شکل شماره شش – مدلسازی در نرم افزار شکل شماره هفت – حداکثر تنش



شکل شماره هشت – حداکثر تنش

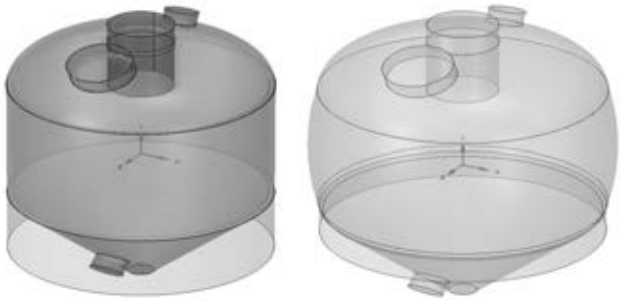
در این وضعیت حداکثر تنش بوجود آمده در بدنه در خط جوش CWAB6 اتفاق افتاده است که از لحاظ بازرسی جوش حائز اهمیت است. به دلیل حساسیت وضعیت کاری جداساز، تحلیل شرایط آن در فشارهای بالاتر نیز انجام شده است. با توجه به تحلیل صورت گرفته با فشار ۱٫۷ بار، خط جوش یاد شده در محل اتصال قسمت مخروطی با قسمت استوانه ای بحرانی ترین قسمت یافت شده است. نتیجه حاصل از تحلیل تنش با این شبکه بندی در فشارهای ۱٫۷، ۲ و ۳٫۵۵ بار نیز انجام شده است. Time stepهای مربوط به هر load case به ترتیب ۱، ۲ و ۳ ثانیه خواهد بود.



شکل شماره نه – گراف نیروی وارده

آنالیز تنش در فشارهای کاری و طراحی

با توجه به اینکه وضعیت کنونی مخزن مورد نظر است و در شرایط کاری فعلی باید سنجیده شود، ضعیت موجود آن پس از تغییر شکل دائم ایجاد شده است. در شکل زیر این هندسه نشان داده شده است:



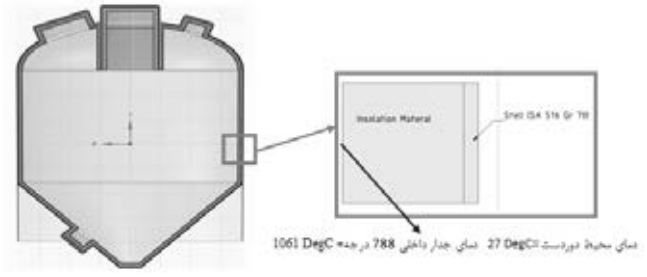
شکل شماره ده – وضعیت شکل شماره یازده – تغییر شکل

پیش از تغییر شکل دائم دائم با فزایش قطر ۴۴/۴ سانتیمتری

به دلیل وجود یک لایه عایق سرتاسری در مخزن به ضخامت ۱۲۵ میلیمتر، نمیتوان فشار کاری ۱/۸۳ بار را مستقیماً به مخزن اعمال نمود. وجود این لایه باعث کاهش سطح تماس گازهای داخلی روی سطح فولاد و متعاقباً کاهش فشار اعمال شده روی مخزن می شود. با محاسبات هندسی صورت گرفته، سطح داخلی مخزن مقابل فشار در حدود ۹۳٪ سطح جدار داخلی فولاد است. پس میتوان فشار کاری را در ۱/۷ بار در نظر گرفت. هرچند شبیه سازی در این فشار و فشارهای بالاتر، جهت حصول اطمینان انجام گرفته شده است. وزن کاری دستگاه نیز ۱۵۸/۵ تن گزارش شده است که اختلاف آن با جرم فولاد مدل شده بصورت جرم گسترده به سطح داخلی مخزن اعمال شده است. نیروی گرانش زمین در نظر گرفته شده است. دمای میانگین ۱۹۰/۷ درجه به کل مجوعه نسبت داده شده است.

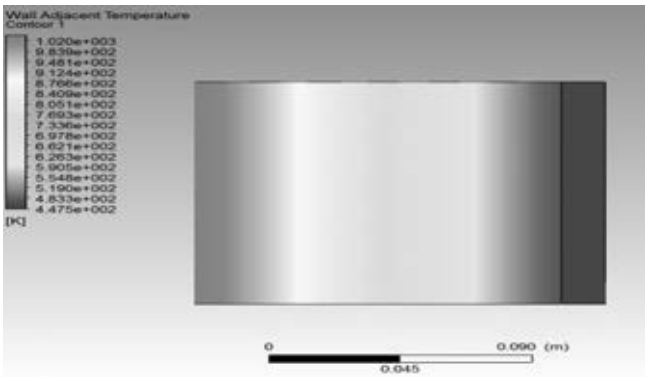
آنالیز دما در جداره مخزن:

همانطور که از داده‌ها پیداست، دمای کاری گاز داخل مخزن به حدود ۷۸۸ درجه و دمای محیط و دوردست محیط نیز حدود ۲۷ درجه مشخص است. از آنجا که دمای فولاد رابطه حیاتی با عمر خزشی آن دارد، محاسبه گرادیان دما در جداره مخزن بسیار مورد نیاز میباشد. با ایجاد شبیه‌سازی انتقال گرما به منظور پیشبینی و محاسبه پروفیل دمای مخزن، نمونه ای از دیواره مخزن شامل عایق و فولاد با مشخصات زیر به دور از گوشه‌ها و نازل‌ها مدلسازی شده است.



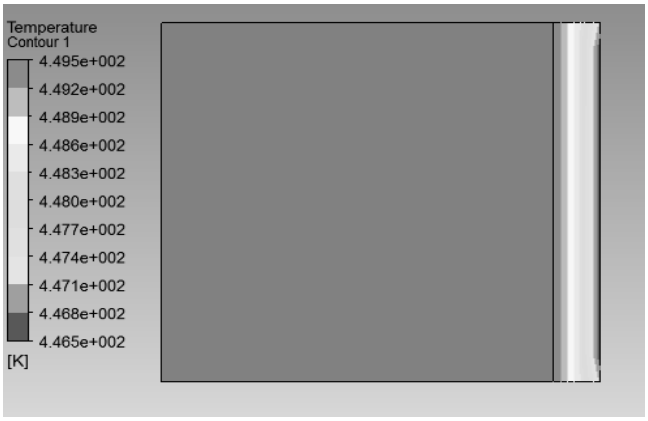
شکل شماره دوازده – نمای برش دیواره مخزن

پس از انجام آنالیز انتقال گرما، پروفیل دمای مطلق (بر حسب کلوین) بصورت کانتور زیر خواهد بود:



شکل شماره سیزده – پروفیل دمای مطلق

کانتور دمای جداره فولادی نیز در شکل زیر آمده است:



شکل شماره چهارده – کانتور دمای جداره فولادی

بدان معنا که از جدار داخلی بدنه فولادی، تنها ۳ درجه اختلاف دما با جدار خارجی آناختلاف دارد و دمای جدار خارجی ۴۴۶/۵ کلوین یا ۱۷۳ درجه سلسیوس و جدار داخلی آن ۱۷۶ درجه خواهد بود.

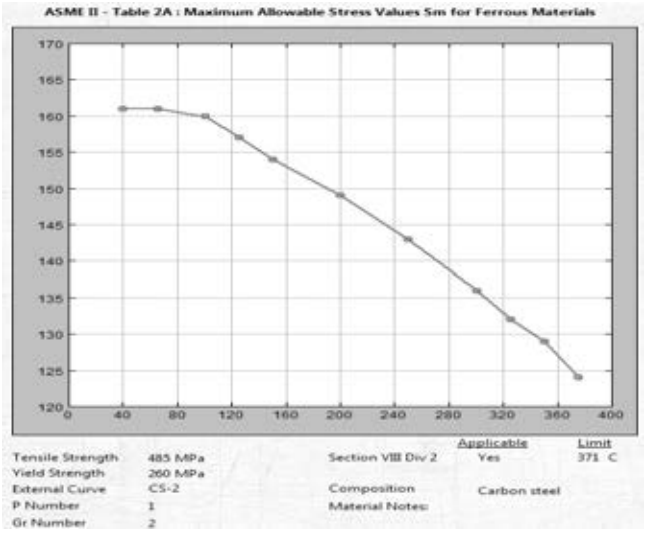
نتایج سطح ۳ (آنالیز استاتیکی)

وضعیت حداکثر تنشهای ایجاد شده در دستگاه بر حسب مورد بارگزاری در نواحی مختلف دستگاه در جدول ذیل ارائه شده ست:

جدول شماره سه – حداکثر تنشهای ایجاد شده

ناحیه	Load case	تنش MPA ۱(۱/۷ بار)	۲ (۲ بار)	۳ (۳/۵۵ بار: فشار طراحی)
شکم		۶۶/۵	۷۷/۴	۱۳۲/۶
اتصال شکم به مخروط تحتانی (خط جوش CWAB6)		۱۱۶/۵	۱۳۴	۲۲۲/۶
مخروط تحتانی		۵۶/۵	۶۵/۷	۱۱۳/۳

حداکثر تنش ایجاد شده در پوسته بدنه روی خط جوش به فلز پایه نشان داده شده در نقشه ساخت ایجاد شده است. تنش مجاز طراحی برای این آلیاژ فولاد در دمای ۱۹۰/۷ درجه در حدود MPa ۱۴۸ است. با توجه به اینکه توسط این شبیه سازی و شبکه بندی در روی خط CWAB6 تنش در فشار ۳/۵۵ بار از حد مجاز عبور کرده، اما به حد تسلیم نرسیده است. در نواحی دیگر این دستگاه، همواره تنش ایجاد شده در ناحیه امن (زیر ۱۴۸) قرار دارد.



شکل شماره پانزده – حداکثر تنش

نتیجه گیری

متن در صورت عدم افزایش مجدد دمای مخزن تا ۴۷۰ درجه و عدم فعالسازی آسیب خزش، بدنه فولادی در صورت عملکرد کنونی، دچار آسیب خزش نخواهد شد و وضعیت تنشهای مورد تحمل این مخزن در دما و فشار فعلی قابل اطمینان است. ضمناً جدایش لایه عایق داخل مخزن، روی جداره بررسی گردد، اما حتی در صورت جدایش عایق از پوسته داخلی، فشار داخلی مخزن آنرا مجدداً به بدنه متصل کرده و جای نگرانی نخواهد بود مگر آنکه کاهش ضخامت صورت گرفته باشد نیاز به ترمیم دارد.

در خصوص قسمت جوش CWAB۶ که تنشهای حاصل از حد مجاز عبور نموده است، به نظر می رسد حتی در شرایط کاری فعلی نیز باد تمهیداتی جهت کاهش این تنش صورت بگیرد. خط جوش یاد شده گرچه به خودی خود دارای اشکال طراحی نیست اما از تغییر شکل اغراق یافته و بررسی‌های صورت گرفته ای نتیجه حاصل می شود که شکم ایجاد شده در دستگاه به نوعی ناحیه مورد مطالعه و خط جوش را تحت لنگر خمشی قرار می دهد.

برای رفع این تمرکز تنش، می توان از تقویت شکم و نواحی یاد شده توسط پروفیلهای فولادی از خارج دستگاه استفاده کرد که در این صورت، نتایج عددی جدید قابل حصول است.یاد آور می شود، طراحی وسایل تحت فشار طبق کد و استاندارد ASME برای نواحی بدور از شرایط تکیه گاهی و تغییر شکلهای هندسی است و برای بررسی همه جانبه دستگاه شبیه سازی عددی آن اجتناب ناپذیر است. در تایید این عبارت به ایمن بودن شکم و نواحی دیگر در فشار طراحی اشاره می شود. حداکثر دمای مورد تحمل در طراحی برای SA ۵۱۶ Gr ۳۷۷۷۰ درجه و در این دما تنش مجاز طراحی ۱۲۳ مگاپاسکال است.

تشکر و قدردانی

درپایان از زنده یاد مدیرعامل فقید شرکت پالایش نفت آبادان مهندس حبیب الله ابوالحسینی یادی می کنیم و قدردان زحمات ایشان در عرصه صنعت نفت هستیم، یادش گرامی و روحش قرین رحمت الهی.

مراجع

R. Bakhtiari, Fitness for service assessment of a pressure vessel subjected to fire damage in a refinery unit, Elsevier Journal, 12 July 2017

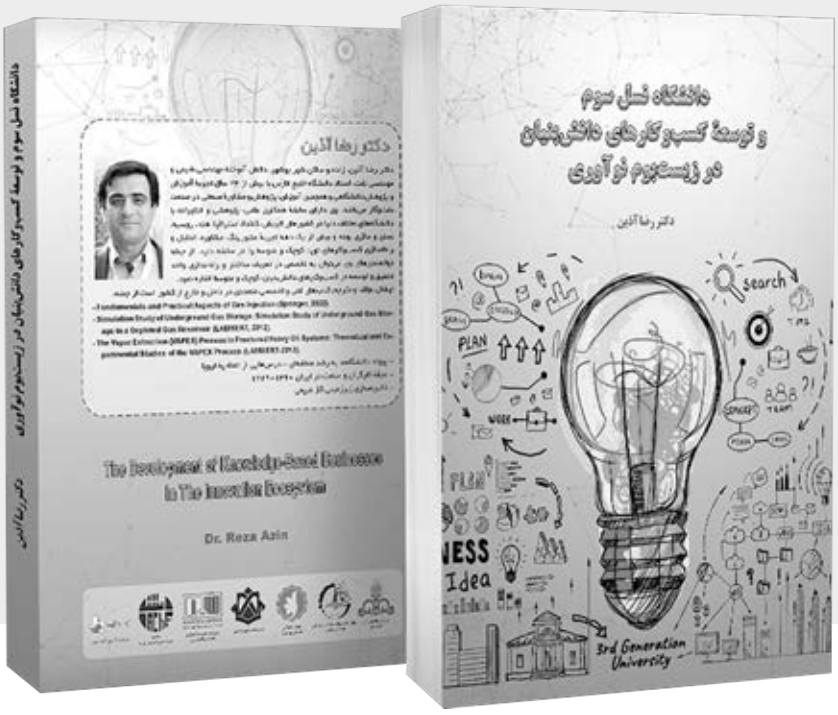
X.J. Zhou, et al., Crack-Like Flaws Pressure Vessel Fitness-For-Service Assessments and Software Programming Based on API RP579, Procedia Engineering, 130(2015), pp. 1359–1370.

Tantichattanont, P., Adluri, S.M.R., Seshadri, R., Fitness-for service assessment of spherical vessels with hot spots. ,International Journal of Pressure Vessels and Piping, 2007.84: p.762-772.

The American Society of Mechanical Engineers, Fitness for service, API 579-1/ASME FFS-1, 2016.

کتاب دانشگاه نسل سوم و توسعه کسب وکار دانش‌بنیان در زیست بوم نـوآوری منتشر شد

جهت سفارش خرید کتاب
با شماره ۰۹۰۱۳۴۲۱۳۷۷
تماس حاصل فرمایید



معرفی فناوری نوین نمک‌زدایی به‌روش الکترویونی

روشی نوین برای شیرین سازی آب دریا و تصفیه پساب‌های صنعتی

فصل اول: تشریح فرآیند الکترویونی

۱-۱-مقدمه

یکی از ملاحظات مهم در مورد آب شیرین کن ها نحوه تامین آب شور ورودی واحد نمک زدایی به ویژه در مواردی که آب شیرین کن با یک نیروگاه ترکیب شده است، میباشد. علیرغم این که نحوه تامین آب شور ورودی تاثیر قابل ملاحظه ای بر زندگی موجودات دریایی دارد ولی در بسیاری از واحدهای نمکزدایی این موضوع مورد غفلت واقع شده است. تخمین زده میشود که نود درصد جانوران دریایی موجود در آب ورودی، اعم از پلانکتونها، تخم و لارو ماهیها، در حین فرآیند شیرین سازی از بین بروند. در همه واحدهای نمکزدایی صرف نظر از این که از چه فناوری برای شیرین سازی استفاده میشود، مسئله پساب شور خروجی چالشی زیست محیطی است. این سیال غلیظ بر اساس تقسیم بندی آژانس حفاظت محیط زیست ایالات متحده آمریکا به عنوان یک پساب صنعتی شناخته شده است. در نواحی ساحلی میتوان بدون این که نگران تغییر در غلظت نمک اقیانوسها بود این پساب را به دریا باز گرداند. ولی در مورد روش اسمز معکوس به علت این که غلظت پساب دوبرابر آب دریا است ممکن است باعث تغییر در غلظت نمک دریاها شود و به خصوص در مورد گونه هایی که در اعماق اقیانوسها زندگی می کنند این تغییرات باعث تهدید حیات آنها شود. در حال حاضر مشکل اصلی در نواحی وجود دارد که دفع پساب شور باعث وارد آمدن آسیب جدی به محیط زیست به ویژه سفره های آبهای زیرزمینی، رودخانه ها و دریاچه ها شده و از سوی دیگر دفع صحیح این پساب باعث افزایش هزینه های شیرین سازی نیز می شود.

بطور کلی، هر فرآیندی که بوسیله آن غلظت املاح آبهای شور یا لب شور به اندازه ای کاهش یابد که برای مصارف مختلف انسانی، حیوانی، صنعتی یا هر مصرف پیش بینی شده دیگر مناسب شوند، نمکزدایی نامیده میشود. به عبارت دیگر نمک زدایی فرآیندی است که مواد معدنی محلول و نامحلول موجود در آب را از آب تغذیه، مانند آب دریا، آبهای لب شور و پساب خارج میکند.

به طور کلی پنج فناوری نمک زدایی در تمام دنیا معمول هستند و عموماً مورد استفاده قرار میگیرند.

این فناوریها عبارتند از:

- فرآیند چند مرحله ای تبخیر ناگهانی
- فرآیند تقطیر چند مرحله ای
- فرآیند تراکم بخار

فرآیند اسمز معکوس

- فرآیند الکترودیالیز معکوس شونده سه فرآیند اول، تحت عنوان فرآیندهای حرارتیو دو فرآیند بعدی با عنوان فرآیندهای غشایی دسته بندی میشوند.

۱-۲- تشریح فرآیند الکترویونی

۱-۲-۱- تشریح مراحل فرآیند

این فرآیند شامل مراحل زیر است:

۱)مرحله اول

حوضچه اول با توجه به حجم بالای آب ورود ی، به صورت طبقاتی طراحی می شود. این حوضچه دارای فیلتر مغناطیسی بوده و در دیواره آن نصب می گردد. با توجه به اینکه

کدورت آب حاوی مقادیر بسیار زیادی از عناصر معدنی دارای بار الکتریکی است(به تعبیر ی عناصر گیرا)، در فیلتراسیون اول این عناصر جذب آهن ربا می شوند، بنابر این بخش اعظمی از ذرات معلق دارای بار مغناطیسی در فیلتر اول حذف می گردند و ذرات شن و ماسه(کدورت بالا) از فیلتر اول پالایش میشوند (در فیلتر حوضچه اول دارای سه فیلتر مغناطیسی می باشد).

۲)مرحله دوم

در حوضچه دوم به وسیله فیلترهای عمودی با ترکیبات شیمیایی منحصر و اختصاصی این شرکت، فرایند حذف(آزادسازی)عناصر شیمیایی(یون‌ها)وغیریونی مزاحم و مضاعف اعم از کلر، سدیم، پتاس و هر گونه آلاینده انجام می شود.

۳)مرحله سوم

در نهایت در مرحله فیلتراسیون سوم عناصر آلاینده همچون عوامل میکروبی، عناصر اضافی آنیون ها و کاتیون ها، چربی‌ها و هر آنچه که برای مصرف شرب یا هر نوع مصرف دیگر(صنعتی، کشاورزی و...) مضر می باشد و جزو ترکیبات اضافه در آن مصرف محسوب می گردد، حذف می گردد.

در این قسمت بهره بردار می تواند با توجه به آنالیز درخواستی نوع کیفیت آب را مشخص نماید. به عبارتی با استفاده از سیستم کنترل هوشمند غلظت کلیه پارامترها بر اساس نیاز بهره بردار تعیین وتنظیم می گردد.

۱-۲-۲- کنترل و بهره برداری از فرآیند

• نحوه کنترل و بهره برداری

کنترل فرآیند این سیستم شامل مراحل زیر است:

در مخزن ورودی به یونیت تصفیه الکترو یونی با استفاده از آنتن تشخیص؛ نوع عناصر، حجم، مقیاس و اندازه آلاینده های فیزیکی، شیمیایی بیولوژیکی و باکتریولوژیکی موجود در آب با آنالیز دقیق کیفی و کمی، تحلیل و بصورت داده پردازی الکترونیکی، جزئیات به رگلاتور یونیت ارسال می گردد.

این ارسال اطلاعات به گونه ایست که تمامی عناصر مطلوب و غیر مطلوب، مزاحم و مضاعف را به صورت دقیق ارزیابی و اطلاعات دقیق آب را به سامانه منتقل می کند.

داده‌های کنترل اطلاعات و دستورات الکترونیکی مراحل ارزیابی و تصفیه آب به همراه ثبت و آرشیو دقیق اطلاعات و نیز پایش اطلاعات فرآیند، به اتاق کنترل ارسال می گردد.

• قابلیت تغییر در کیفیت خروجی به سفارش بهره بردار

در این فرآیند تصفیه، براساس سفارش بهره بردار (مشخصات کیفی ارائه شده از سوی بهره بردار) کیفیت و کمیت آب خروجی برای مصارف مختلف از جمله شرب، صنعتی، کشاورزی و بهداشتی قابل تنظی می باشد. این امکان وجود دارد که کیفیت آب خروجی در مقاطع مختلف شبانه روز، بسته به سفارش بهره بردار تنظیم گردد به گونه ای که در ساعاتی از شبانه روز می توان کیفیت را برای آب شرب یا صنعتی و یا نوع مصرف دیگر تنظیم نمود.

این تنوع محصول نهایی از مولفه‌های منحصر به فرد این فرآیند می باشد که قادر به راه اندازی صنایع و محصولات پایین دستی مصرف کننده آب می گردد.

• عدم وجود محدودیت در کیفیت ورودی

این فرآیند برای تصفیه هر نوع آب با هر کیفیتی، هیچ گونه محدودیتی ندارد.

• تزریق مواد شیمیایی

میزان تزریق مواد شیمیایی در هر یونیت با ظرفیت ۸ هزار متر مکعب در روز ۴۰ درصد کمتر از میزان مواد مصرفی تصفیه خانه به روشهای سنتی میباشد.

• مصرف برق

میزان برق مصرفی در هر یونیت با ظرفیت ۸ هزار متر مکعب در روز، ۴۰٪ کمتر از میزان برق مصرفی تصفیه خانه‌های سنتی میباشد.

• قابلیت کارکرد سیستم بصورت خودکار و دستی

در صورت بروز خرابی در سیستم کنترل تصفیه خانه که ممکن است در اثر هر رخدادی اتفاق بیافتد و باعث تخریب یا توقف ارسال داده‌ها به صورت الکترونیکی(PLC) و موجب توقف سیستم کنترل تصفیه خانه شود، سیستم کنترل تصفیه خانه، داده‌های فرآیند را بصورت دستی دریافت خواهد نمود و هیچگونه خللی در مراحل تصفیه ایجاد نخواهد شد.

پس از تعمیر و در لحظه برگشت سیستم به صورت کنترل با سیستم PLC، سیستم کنترل به صورت خودکار از حالت دستی خارج و به حالت کنترل اتوماتیک بر می گردد.

• تعویض مدیا و یا سرویس دوره ا ی

تعویض مدیا یا سرویس دوره ای به نسبت بقیه فرآیندهای تصفیه و آب شیرین کن‌های مرسوم دراین روش تقریبا نزدیک به صفر و بدون توقف فرآیند می باشد به گونه ای که تا ۲۵ سال قابلیت کارکرد بدون سرویس را دارد.

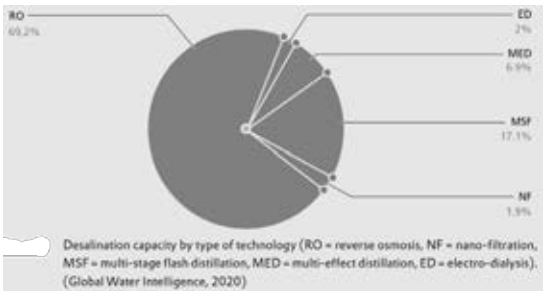
تجهیزات الکتریکی، الکترونیکی و مصرفی که در همه صنایع قابل تعویض یا سرو یس می باشند مانند قطعات تابلو برق و نظایر آن، از این امر مستثنی هستند. به عبارتی ساده تر قطعات الکتریکی والکترونیکی ممکن است مانند سایر فرآیندها خراب شوند که در این صورت باید نسبت به تعویض یاتعمیر آنها اقدام نمود.

شکل(۱-۱) نمایش شماتیک مراحل مختلف تصفیه در فرآیند الکترویونی

فصل دوم: مقایسه فرایند الکترویونی با اسمز معکوس

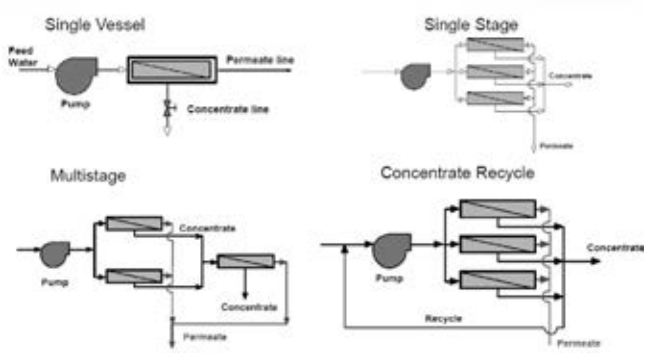
۲-۱- مقدمه

از آنجایی که متداولترین فرآیند انتخابی در شیرین کردن آب‌های لب شور و شور فرآیند اسمزمعکوس است، لذا این فرآیند در مقام مقایسه با فرآیند جدید قرار گرفته است. فرایند اسمز معکوس مبتنی بر مفهوم اسمز است که به صورت طبیعی رخ میدهد. در صورت قرارگیری یک غشاء نیمه تراوا بین دو محلول با غلظتهای متفاوت، مقداری از حلال از سمت رقیق به سمت دیگر غشاء میرود. این پدیده (اسمز) تا زمانی ادامه پیدا میکند که سیستم به حالت تعادل برسد. در شکل بعدی فراوانی استفاده از فرآیند اسمز معکوس در جهان نسبت به سایر روش‌ها ارائه شده است.



Ref.; AWWA, 2021, Seawater Reverse Osmosis Desalination, Assessment and Pretreatment of Fouling and Scaling.

شکل(۲-۱)فراوانی استفاده از تاسیسات مختلف نمک زدایی در جهان



شکل(۲-۲) چیدمان مختلف تاسیسات نمک زدایی به روش اسمزمعکوس

مقایسه فرآیند اسمز معکوس با فرآیند الکترویونی در دو قسمت فنی و اقتصادی انجام شده است.

۲-۲- مقایسه فنی

۲-۲-۱- نیروی انسانی متخصص

در فرآیند اسمز معکوس حدود ۴ تا ۱۱ درصد هزینه تولید با توجه به میزان ظرفیت سیستم می بایست بصورت سالانه صرف هزینه نیروی انسانی گردد، درصورتیکه در فرآیند الکترویونی این هزینه کاهش می یابد.

۲-۲-۲- مصرف برق

در فرآیند اسمز معکوس حدود ۳۷ تا ۴۳ درصد هزینه تولید با توجه به میزان ظرفیت سیستممی بایست بصورت سالانه صرف هزینه مصرف انرژی گردد، درصورتیکه در فرآیند الکترویونی این رقم بسیار کاهش می یابد.

میزان مصرف انرژی در فرآیندهای مختلف در جدول بعدی ارائه شده است:

Technology	Pressure, bar	Energy consumption, kWh/m³	Heat
Conventional drinking water	0.1 – 0.2	-	
Electro-dialysis			
Ultra- and micro-filtration	0.5 – 2	0.1 – 0.2	-
Nano-filtration	5 – 10	0.3 – 0.5	-
Brackish RO	10 – 20	0.5 – 1.0	-
Seawater RO	50 – 90	3 – 4	-
Distillation	–	1 – 4	160 MJ/m³

جدول(۲-۱) میزان مصرف انر ژی در فر آیندهای مختلف تصفیه آب

Ref.; AWWA, 2021, Seawater Reverse Osmosis Desalination, Assessment and Pretreatment of Fouling and Scaling.

۲-۲-۳- استفاده از مواد شیمیایی

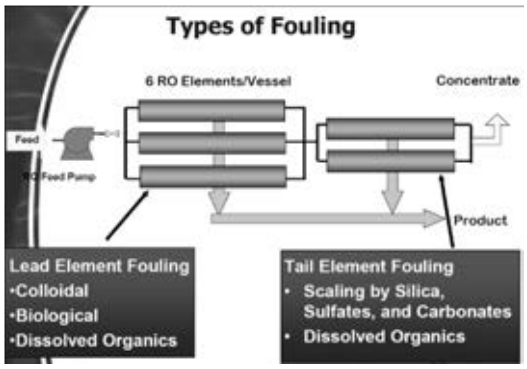
در فرآیند اسمز معکوس حدود ۲ تا ۵ درصد هزینه تولید با توجه به میزان ظرفیت سیستم می بایست بصورت سالانه صرف هزینه مصرف مواد شیمیایی گردد، این مواد شامل مواد گندزدا، اسید، باز، ضدرسوب، خنثی کننده کلر و در برخی مواقع منعقدکننده و کمک منعقد کننده است، درصورتیکه درفرآیند الکترویونی مواد شیمیایی مصرفی کاهش چشمگیری پیدا میکند.

۲-۲-۴- نیاز به پیش تصفیه

استفاده از فرآیندهای پیش تصفیه در فرآیند اسمز معکوس الزامی بوده که این خود می تواند هزینه زیادی (هزینه‌های سرمایه گذاری و بهره برداری و نگهداری) را بر گیرد، درصورتیکه در فرآیند الکترویونی نیازی به فرآیندهای پیش تصفیه نیست.

۲-۲-۵- نیاز به شستشوی شیمیایی

در فرآیند اسمز معکوس حدود ۰/۲ تا ۰/۳ درصد هزینه تولید با توجه به میزان ظرفیت سیستم می بایست بصورت سالانه صرف هزینه شستشوی شیمیایی گردد[۱]، درصورتیکه در فرآیند الکترویونی نیازی به شستشوی شیمیایی نیست.



شکل(۲-۳) انواع گرفتگی در تاسیسات نمک زدایی به روش اسمزمعکوس

۱- این رقم در صورت بهره برداری بهینه محقق می گردد ولی در صورت تغییر در کیفیت آب ورودی یا بهره برداری ضعیف ازسیستم، به رقمی قابل توجه تبدیل می شود.

۲-۲-۶- تضمین کیفیت آب تولیدی

در فرآیند اسمز معکوس آب تولیدی بستگی تام به کیفیت ورودی، نحوه عملکرد سیستم پیش تصفیه، فیلترها و غشاءها دارد، درصورتیکه در فرآیند الکترویونی کیفیت ورودی کمترین تاثیر را درکیفیت محصول تولیدی دارد. همچنین فرآیند الکترویونی این قابلیت را دارد که آب‌های با مشخصات کیفی متفاوت جهت مصارف مختلف کارفرما را تولید نماید.

۲-۲-۷- میزان زمین مورد نیاز کمتر

در فرآیند اسمز معکوس با توجه به میزان ظرفیت سیستم، کیفیت آب ورودی و نیاز یا عدم نیاز به فرآیندهای تکمیلی پیش تصفیه و پس تصفیه، میزان زمین مورد نیاز افزایش می یابد، درصورتیکه درفرآیند الکترویونی این موارد وجود ندارد.

۲-۲-۸- نیاز به تعویض غشاءها و فیلترها

در فرآیند اسمز معکوس با توجه به میزان ظرفیت سیستم، وجود یا عدم وجود فرآیندهای پیش تصفیه و کیفیت آب ورودی، می بایست تعویض فیلترهای کارتریجی هر ۳ تا ۶ ماه و غشاءها هر ۳ تا ۵ سال انجام گیرد. در فرآیند اسمز معکوس حدود ۲ تا ۵ درصد هزینه تولید با توجه به میزان ظرفیت سیستم می بایست بصورت سالانه صرف هزینه تعویض غشاءها گردد، درصورتیکه در فرآیند الکترویونی این هزینه وجود ندارد.

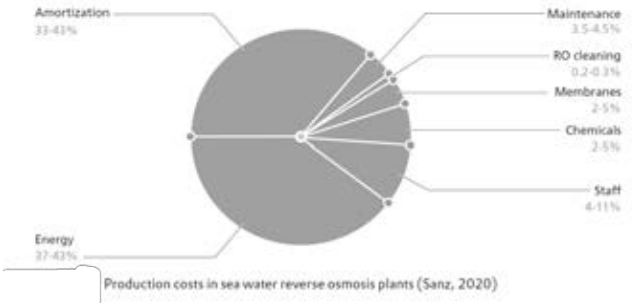
۲-۲-۹- مدت زمان اجرای سیستم

در فرآیند اسمز معکوس با توجه به نوع آبگیری، میزان ظرفیت سیستم، وجود یا عدم وجود فرآیندهای پیش تصفیه و پس تصفیه، مدت زمان اجرای آن از ۲ سال تا ۵ سال متغیر بوده، درصورتیکه در فرآیند الکترویونی این مدت از ۳ ماه تا حداکثر ۱ سال بسته به ظرفیت تولیدی متغیر است.

۲-۲-۱۰- میزان پساب تولیدی

در فرآیند اسمز معکوس با توجه به میزان ظرفیت سیستم، وجود یا عدم وجود فرآیندهای پیش تصفیه و پس تصفیه و کیفیت آب ورودی (لب شور یا

شور) میزان تولید پساب از ۳۰ درصد در آب‌های لب شور تا ۷۰ درصد در آب‌های شور متغیر است، درصورتیکه در فرآیند الکترویونی میزان حداکثر پساب تولیدی ۲۵ درصد می باشد.
بدیهی است هر چه میزان پساب بیشتر باشد هزینه دفع و اثرات منفی آن بر محیط زیست نیز افزایش خواهد یافت.



Ref.; AWWA, 2021, Seawater Reverse Osmosis Desalination, Assessment and Pretreatment of Fouling and Scaling.

شکل(۲-۴) مقایسه اجزا مختلف هزینه تولید آب در تاسیسات نمک زدایی آب دریا به روش اسمز معکوس

۲-۲-۱۱- جمع بندی مقایسه فنی

چنانچه ملاحظه می گردد از نظر فنی، گزینه استفاده از فرآیند الکترویونی با اختلاف زیادی نسبت به استفاده از فرآیند اسمز معکوس برتری تام دارد.

۲-۳- مقایسه اقتصادی

مقایسه اقتصادی این دو فرآیند در دو بخش هزینه‌های سرمایه گذاری و هزینه‌های بهره برداری و نگهداری بررسی و ارائه می شود.

۲-۳-۱- هزینه‌های سرمایه گذاری

کل هزینه‌های سرمایه گذاری شامل هزینه‌های تامین، اجرا و نصب واحدهای ساختمانی تجهیزات(مکانیک، برق و ابزار دقیق)، خرید زمین و همچنین هزینه‌های مهندسی طرح میباشد.
هزینه‌های آبگیری در سیستم اسمز معکوس می تواند تا ۲۰ درصد از هزینه سرمایه گذاری را (باتوجه به ظرفیت و نوع آبگیری از دریا) به خود اختصاص دهد، که هزینه ای قابل توجه خواهد بود.
با توجه به کاهش پساب تولیدی در سیستم الکترویونی که به تبع آن میزان دریافت آب از دریا نیز کاهش قابل ملاحظه ای خواهد داشت(۷۰ درصد پساب به ۳ درصد کاهش می یابد)، در این صورت هزینه آبگیری و از طرفی دیگر هزینه دفع پساب به نحو چشگیری کاهش خواهد یافت.
هزینه جهانی احداث یک واحد نمک زدایی با فرآیند اسمزمعکوس به ظرفیت ۵۰۰،۰۰۰ مترمکعب در روز از آب دریا؛ هر مترمکعب آب ۸۰۰ تا ۱۰۰۰ دلار:

$$800 - 1000 \frac{\$}{m^3} \times 500.000 \frac{m^3}{d} = 400.000.000 - 500.000.000 \$$$

هزینه احداث یک واحد نمک زدایی با فرآیند الکترویونی به ظرفیت ۵۰۰،۰۰۰ مترمکعب در روز ازآب دریا ۳۰٪ کمتر از RO میباشد که عدد نهایی پس از طراحی نهایی مشخص میگردد.

۲-۳-۲- هزینه‌های بهره برداری و نگهداری

این هزینه‌ها عبارتند از هزینه هائی است که در سراسر مدت بهره برداری تدریجاً پرداخت میگردد.
اثر و فواید این هزینه‌ها در یک مدت محدود عبارتند از عمر مواد اولیه، سوخت، نیرو، هزینه‌های بالاسری، بهره سرمایه و مالیات میباشد. به عبارت دیگر این هزینه‌ها کلیه پرداخت‌های بعدی را در زمان بهره برداری شامل میگردد. هزینه‌های جاری معمولاً سالانه بیان میشود و بطور متعارف شامل استهلاک نمی‌باشد و فقط پرداخت‌های نقدی را در بر میگیرد. معذالک گاهی استهلاک سالانه را نیز جزءهزینه‌های جاری منظور میکنند که در این صورت جزئی از هزینه‌های جاری صورت مجازی پیدا
میکنند. عمر اقتصادی طرح عبارت است از مدت بهره برداری از طرح بقسمی که صاحب طرح از ادامه بهره برداری بهره ور گردیده و سود کافی و قابل قبولی تحصیل نماید. عمر اقتصادی طرح بستگی به میزان استهلاک تأسیسات طرح دارد. معمولاً عمر اقتصادی خطوط اصلی به طور متعارف در حد ۲۵ تا ۳۰سال و تجهیزات و ماشین آلات تلمبه خانه‌ها تقریباً ۲۵ سال، و عمر اقتصادی ابنیه طرح ۵۰ ساله درنظر گرفته می شود.
هزینه‌های بهره‌برداری تاسیسات نمک‌زدایی از آب دریا به روش اسمزمعکوس شامل:

- هزینه‌های تعمیر و نگهداری
- هزینه‌های مصرف روزانه و دوره ای مواد شیمیایی
- هزینه‌های برق مصرفی
- هزینه‌های نیروی انسانی
- هزینه‌های تعویض فیلترها و غشاءها
- هزینه‌های دفع پساب
- هزینه‌های پایش کیفی

هزینه جهانی بهره برداری و نگهداری از یک واحد نمک زدایی با فرآیند اسمزمعکوس به ظرفیت ۵۰۰،۰۰۰ مترمکعب در روز از آب دریا؛ (هر مترمکعب آب ۰/۵۳ تا ۱/۳ دلار)

$$0.53 - 1.3 \frac{\$}{m^3} \times 500.000 \frac{m^3}{d} = 265.000 - 650.000 \$$$

هزینه بهره برداری و نگهداری از یک واحد نمکزدایی با فرآیند الکترویونی به ظرفیت ۵۰۰،۰۰۰ مترمکعب در روز از آب دریا؛ (هر مترمکعب آب ۰/۳ تا ۰/۴۵ دلار)

۲-۳-۳- جمع بندی مقایسه اقتصادی

چنانچه ملاحظه می گردد از نظر مقایسه اقتصادی، فرآیند الکترویونی چه به لحاظ هزینه‌های سرمایه گذاری و چه از لحاظ هزینه‌های بهره برداری و نگهداری بسیار ارزان تر و با صرفه تر از فرآیند اسمز معکوس است.

جدول(۲-۲) قیمت آب استحصالی از تاسیسات نمک زدایی آب دریا (اسمز معکوس)

نام پروژه	ظرفیت mgd	ظرفیت d/m۳	قیمت آب $/ m۳
خلیج تامپا آمریکا	۲۵	۹۴۶۲۵	۵۵/۰
آشکلون(فلسطین اشغالی)	۳۶	۱۳۶۲۶۰	۵۳/۰
آشکلون (فلسطین اشغالی)	۳۶	۱۳۶۲۶۰	۵/۰
لارناکا (قبرس)	۱۴	۵۲۹۹۰	۷۳/۰
شوویحت (امارات)	۳۰	۱۱۳۵۵۰	۷۱/۰
تیرینیداد	۱۲۰	۴۵۴۲۰۰	۶۹/۰
تگزاس	۵۰	۱۸۹۲۵۰	۶۱/۰ - ۵۵/۰
کالیفرنیای جنوبی	۵۰	۱۸۹۲۵۰	۶۴/۰

(شکل۲-۵)مقایسه هزینه تولید آب در تاسیسات فرآیندهای مختلف نمک زدایی

Ref.; EducationTamim, Y. (2005), "The Economics of Desalinations", Journal of Contemporary Water Research &.

نوآوری در تولید و مایع سازی هیدروژن در دمای صفر درجه

تاریخچه فرایند مایع سازی هیدروژن

در سال ۱۶۷۱، رابرت بویل واکنش بین خرده‌های آهن و اسید رقیق را به طور کامل تشریح کرد که موجب تولید گاز هیدروژن بود. در بین سال‌های ۱۷۶۶ تا ۱۷۸۱، هنری کاوندیش (Henry Cavendish)، اولین کسی بود که متوجه شد گاز هیدروژن یک ماده مجزا است و به هنگام سوختن، آب تولید می‌کند. او آن را هوای قابل اشتعال (Flammable Air) نامید. آنتوان لاوازیه نام هیدروژن را برای این عنصر انتخاب کرد که از ریشه یونانی آن شامل واژه‌های (Hydro) به معنی آب و (Genes) به معنای خالق گرفته شده است.

برای اولین بار در سال ۱۸۹۸، جیمز دیوئر (James Dewar) هیدروژن را به کمک روش سرمایش بازیابی (Regenerative Cooling) و اختراع خود به نام «محفظه خلاء (Vacuum Flask)، به مایع تبدیل کرد. او همچنین در سال بعد، هیدروژن جامد را تولید کرد.

هیدروژن، گازی بی‌رنگ، بی‌بو و بدون مزه است که بیشترین فراوانی را در بین عناصر روی زمین دارد. این عنصر از نظر جرم اتمی به عنوان سبک‌ترین عنصر شناخته می‌شود که اتم آن شامل یک پروتون و یک الکترون و فاقد نوترون است. این عنصر را می‌توان در همه‌جا پیدا کرد. در آب، چربی‌ها، نفت‌خام، هیدروکربن‌ها، اسیدهای چرب، کربوکسیلیک اسیدها، شکر، آمونیاک، هیدروژن پراکسید و بسیاری از مواد دیگر، ردی از هیدروژن یافت می‌شود.

جدول زیر اطلاعاتی کلی از این اتم را نشان می‌دهد:

عدد اتمی	نماد	وزن اتمی	آرایش الکترونی	عدد اکسایش	شعاع اتمی	نقطه ذوب	نقطه جوش	دسته‌بندی عنصری	خصوصیات در دمای اتاق
1	H	1.0079	$1s^1$	1, −1	78 pm	−259.34 °C	−252.87 °C	نافلز	گاز دواتمی بی‌رنگ و بی‌بو

هیدروژن در طبیعت

هیدروژن را به عنوان سوخت مورد نیاز واکنش‌های درون خورشید و دیگر ستارگان می‌شناسند. این عنصر، سبک‌ترین و فراوان‌ترین عنصر در کیهان است. بین ۷۰ تا ۷۵ درصد از عالم هستی را هیدروژن تشکیل می‌دهد. در حقیقت تمامی ستارگان، اجرامی بزرگ از این گاز هستند که از طریق فرآیند «هم‌جوشی» (Fusion) هیدروژن، حجم عظیمی از انرژی را تولید می‌کنند. در ستاره‌های کوچک‌تر، اتم‌های هیدروژن در اثر برخورد و هم‌جوشی، به هلیوم و سایر عناصر سبک‌تر همچون نیتروژن و کربن تبدیل می‌شوند. در ستاره‌های بزرگ‌تر، این اتم سبب تولید عناصر سنگین‌تری مانند کلسیم، سیلیکون و اکسیژن خواهد بود.

در جو زمین، این عنصر معمولا به همراه اکسیژن و به شکل H2O یافت می‌شود. هیدروژن خالص ۱۵ درصد از حجم و ۰/۹ درصد از جرم فراوانی زمین را به خود اختصاص داده است و این در حالیست که، آب ۷۰ درصد از کره زمین را تشکیل می‌دهد. از آن‌جایی که هیدروژن وزن بسیار کمی دارد، غلظت آن در اتمسفر تنها ۰/۵ppm است که با توجه به اشتعال‌پذیر بودن آن، غلظت مناسبی خواهد بود.

دیگر منابع هیدروژن

گاز هیدروژن را می‌توان به کمک واکنش یک اسید رقیق قوی مانند هیدروکلریک اسید با یک فلز فعال تولید کرد. در این واکنش، فلز به اکسید تبدیل می‌شود و H+ از اسید، در یک واکنش اکسید و احیا به گاز هیدروژن کاهش پیدا می‌کند. این روش را می‌توان برای تولید آزمایشگاهی هیدروژن در مقدار کم بکار برد اما روشی پرهزینه برای مصارف صنعتی است.

خالص‌ترین نوع H۲(g) را می‌توان از الکترولیز (برقکافت) H2O(l) بدست آورد. البته این واکنش نیز صرفه اقتصادی ندارد چرا که نیازمند یک منبع غنی از انرژی است. بیشترین فراوانی را در زمین دارد. در نتیجه دور از ذهن نیست که بخواهیم هیدروژن را از الکترولیز آب بدست آوریم. برای این کار باید هیدروژن با عدد اکسایش +۱ را به هیدروژن با عدد اکسایش ۰ تبدیل کنیم. سه مورد از مهم‌ترین کاهنده‌هایی که به این منظور استفاده می‌شوند عبارتند از: کربن (کُک یا زغال‌سنگ)، مونو اکسید کربن و متان. این مواد با بخار آب واکنش و تشکیل H۲(g) می‌دهند. لازم به ذکر است که این سه روش، به علت مقرون به صرفه بودن، جهت تولید صنعتی گاز هیدروژن نیز بکار گرفته می‌شوند.

فرایند مایع سازی

فرایند مایع سازی هیدروژن به دلیل شرایط خاص عملیاتی و تجهیزات مورد استفاده بسیار سخت است. مشکلات موجود به سه بخش هزینه زیاد، بازده کم و عدم توسعه ی روش‌های جدید برای تولید هیدروژن مایع طبقه بندی می شوند. ماهیت خاص مولکول هیدروژن، شرایط ویژه ی عملیاتی برای مایع سازی آن واستفاده از تجهیزات و موادی که در این شرایط ویژه از کارایی لازم برخوردار باشند، سبب ایجاد چالش‌های فراوان در مسیر تولید هیدروژن مایع شده است. در این گزارش مروری بر چالشهای موجود بر سر

راه تولیـد هیدروژن مایع ارائه میگردد و در هر مورد، به راه حلهای مناسـب جهت رفع آن اشاره میگردد.

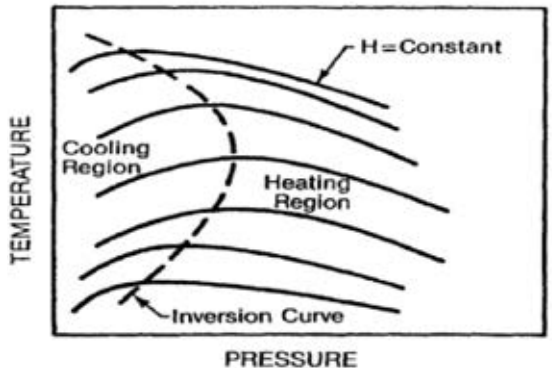
مقدمه

هیدروژن در بسیاری از فرایندهای صنعتی از جمله صنایع پتروشیمی، صنایع هوافضا، پیل‌های سوختی، سوخت خودروها و... کاربرد دارد. به همین منظور، احـداث واحـد تولیـد هیـدروژن در برخی از واحدهـای صنعتی لازم است. در بسیاری از واحدهای مرتبط با صنایع نفت، واحدهای تولید هیدروژن با روش ریفرمینگ گاز طبیعی احداث میگردد. این واحدها با استفاده از واکنش بین بخـار آب و هیدروکربنهـای موجود در گاز طبیعی مثل متان و پروپان به تولید هیـدروژن در مقیـاس بزرگ میپردازند. هیـدروژن تولیـدی از این واحدها برای بخشـهای مختلـف ایـن صنایـع مثـل واحدهـای بهبـود هیدروتریتینگ نفتـا و هیـدروکراکر مورد استفاده قرار میگیرد.

هزینه ی احداث واحدهای تولید هیدروژن بسیار بالاسـت و گـاهی سـاخت آن‌ها در محل مورد نیاز امکانپذیر نیست. به همین دلیل، انتقال هیـدروژن از محلی دیگر (واحد تولید هیدروژن) به واحدهای نیازمند به هیدروژن توجیه پذیر میشود. از آن جا که ذخیره سازی گاز هیـدروژن نیاز به حجم بسیار زیادی دارد و حمل و نقل آن دشوار است، لذا در صورت ذخیره ی هیدروژن به صورت مـایع، این مشـکل برای واحدهای صنعتی رفع خواهد شـد. مقادیر زیادی از هیدروژن مایع ذخیره شـده در مخازن خاصِ نگهداری آن، مشکلات مربوط به حمل و نقل و ذخیره ی هیدروژن گازی پر فشار را بر طرف می سازد. علاوه بر این، تامین و تهیه ی انرژی مورد نیاز بشر و نگرانی در مورد تداوم تامین انـرژی از اهمیـت خاصـی برخـوردار اسـت. افزایـش نیـاز بشـر به انرژی از یک سـو و محدود بودن انرژی سوخت‌های فسیلی از سوی دیگر ایجاب می کند که توجه زیـادی بـه جایگزیـن نمـودن انرژی‌هـای نـو (تجدیـد پذیـر) به جـای انرژی‌های سوخت‌های فسیلی (تجدیدناپذیر) معطوف شود. یکی از مهم‌ترین انرژی‌های نو، انـرژی هیـدروژنی اسـت. جایگزینی هیدروژن به جای سوخت‌های فسیلی وظیفـه ی میـان مـدت جامعـه ی بشـری اسـت. گاز هیـدروژن از ویژگـی‌های مطلوبی برخوردار است که آن را به یک حامل انرژی جذاب مبدل ساخته است.

هیدروژن یکی از فراوان ترین عناصر طبیعت به حساب می آید. احتراق آن پاک است و محصولات اصلی آن آب و گرماست.

ارزش حرارتی بالای[1] آن برابر با ۱۴۲ kJ/g بوده و نسبت به سایر سوخت‌ها از انـرژی به‌ازای واحد جرم بالاتری برخوردار است. اگر چه هیدروژن بالاترین مقدار انرژی را به ازای واحد جرم در بین سوخت‌ها داراست، اما دارای دانسیته ی انرژی (انرژی به ازای واحد حجم) بسیار کمی است، لذا جهت رفع این نقیصه لازم است که به مایع تبدیل گردد. با توجه به دانسیته ی پایین گاز هیدروژن و همچنین حجم زیاد و فشار بالایی که برای حمل و نقل هیدروژن و ذخیره سازی آن به صورت گازی مورد نیاز است، برای استفاده ی مطلوب تر و ایمن تر هیدروژن، به ویژه در مسافت‌های زیاد، لزوم مایع سازی هیدروژن آشکار مـی گـردد و مشـکل انتقـال هیـدروژن تولیـدی ازمحل تولید به نقاط دیگر در یک شبکه ی جهانی، با مایع سازی آن از بین می رود. در سـال ۱۸۹۸ هیـدروژن مایـع بـرای اولین بار تولید گردیـد و از آن پس تلاش‌های فراوانی به منظور بهبود فراینـد و کاهش هزینه‌های تولید آن انجام گرفت. مایع سازی هیدروژن نسبت به بسیاری از گازها سخت تر است، زیرا مقدار انرژی بسیار زیادی برای مایع سازی آن لازم است و مولکول هیدروژن نیز از ویژگی‌های خاصی برخوردار است که در ادامه مورد بحث قرار خواهد گرفت. علاوه بر آن چه بیان شد، هیدروژن دارای ضریب ژول- تامسون منفی در دمای محیط است. شکل ۱ منحنی تغییرات ضریب ژول- تامسون را در دماها و فشار-های مختلف نشان میدهد. برای مایع سازی هیدروژن، دما و فشار گـاز بایـد در محـدوده ای قرار بگیرد که ضریب ژول- تامسـون آن مثبـت باشـد. گازهـای بـا ضریب ژول- تامسـون منفی در دمای محیط، در اثـر انبسـاط آنتـالپی ثابـت دچـار کـاهش دمـا نمیشوند؛ بنابراین از روش‌های مختلفی همچون استفاده از حمام نیتروژن مایع یا سیکل سردسازی هلیوم، برای پیش سردسازی گاز هیدروژن و رساندن دمای آن به محدوده ضریب ژول- تامسون مثبت، استفاده می شود که انرژی بسیار زیادی را طلب میکند. مایع سـازی هیـدروژن عموما به سـه طریق انجـام می گیـرد که عبارتنـد از: فرایند لیند- هامپسون همراه با پیش سردسازی[2]، فراینـد کـلاود و فراینـد سردسـازی توسط سیکل هلیوم. در این فرایندها، هیدروژن ابتدا به وسیله ی کمپرسورهای خنک شـونده ی داخلی[3] به صورت هم دما فشـرده سـازی شـده و سـپس وارد مرحله ی پیش سردسازی می شود و دمایش به پایین تر از دمای وارونگی[4] کاهش می یابد.



شکل ۱. تغییرات ضریب ژول- تامسون در دما و فشارهای مختلف

هیدروژن پیش سـرد شـده وارد مرحله سردسـازی کرایوژنیک[5] می شـود و دمای آن تا حد ممکن کاهش می یابد. هیدروژن پس از مرحله ی سردسازی وارد مرحله ی نهایی (بخش مایع سازی) می شود. مایع سازی هیدروژن از طریق انبساط آنتالپی ثابت (شیر ژول- تامسون) انجام می گیرد و هیدروژن مایع تولید شده، ذخیره سازی میگردد. در ادامه چالشهای موجود در مسیر مایع سازی هیـدروژن مطـرح میشـود و در هر مورد، راه حل مناسب جهت رفع آن مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

چالش‌های موجود در مسیر فرایند تولید هیدروژن مایع

فرایند مایع سـازی هیدروژن بسـیار دشـوار اسـت و چالش‌های فراوانـی در مسیر تولید آن قرار دارد.

دلیل این امر را می توان در بخش‌های مختلف این صنعت جستجو نمود. با نگاهی به مطالعات انجام گرفته و همچنین فعالیت‌های صورت پذیرفته در نقاط مختلف جهان، مشکلات موجود بر سر راه این فن آوری را می توان به سه گروه عمده تقسیم نمود:

- **هزینه اقتصادی بالا**
- **بازده کم و اتلافات زیاد**
- **عدم توسعه فن آوری‌های جدید**

مایع سازی هیدروژن از لحاظ اقتصادی بسیار هزینه بر است و تولید آن به دلیل

1. Higher Heating Value (HHV)

2. Precooling
3. Intercooling
4. Inversion Temperature
5. Cryogenic refrigeration

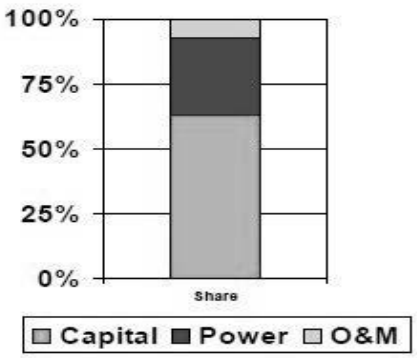
بـازده پاییـن تجهیـزات موجـود، نیازمنـد مصـرف فـراوان انـرژی اسـت. در تمـام واحدهای تولید هیدروژن مایع این مشکلات مشاهده می گردد و محققان به دنبال راه حل های مناسب جهت رفع آن هستند. علاوه بر این ها، عدم توسعه ی فنآوری های جدید که از تجهیزات و امکانات موجود، بالاترین میزان بهره وری را داشـته باشـند، ازدیگر چالش های موجود اسـت. در ادامه، این مشـکلات مورد بررسی قرار میگیرد و راه حل های مناسب جهت رفع آنها مطرح میشود.

هزینه ی اقتصادی بالا

هزینه هایی که در فرایند مایع سازی هیدروژن صرف می شود به سه بخش عمده تقسیم می گردد که عبارتند از:

هزینه ی سرمایه گذاری، هزینه تامین انرژی و هزینه نگهداری.

هزینـه سـرمایه گذاری بـرای واحد تولید هیدروژن مایع بسیار زیاد است. با وجـود ایـن کـه واحدهـای بزرگ تـر از کارایی بیش تـری برخوردارنـد اما خطر سرمایه گذاری برای ساخت واحدهای خیلی بزرگ صنعتی نیز به دلیل عدم وجـود تقاضـا، یکـی ازچالش های موجود است. بر اساس آنچه بیان شد، تا زمانی که تقاضای مطلوب برای هیدروژن مـایع در یک کشور وجود نداشته باشد، امکـان سـرمایه گذاری در ایـن بخش مشـکل خواهد بود. شـکل ۲، درصد هزینه های بخش های مختلف یک واحد تولید هیدروژن مایع را نشان می دهد. همان طور که مشاهده مـی-گردد، حدود ٪۶۲ از هزینه ها مربوط به سرمایه گذاری، حدود ٪۳۰ مربوط به توان لازم جهت تولید هیدروژن مایع و ٪۸ نیـز صـرف بخـش نگهداری و مدیریت واحـد می گردد. بنابراین، بخش سرمایه گذاری بیش ترین مقدار هزینه را به همراه دارد.



شکل ۲. درصد هزینه ی مربوط به بخش های مختلف یک واحد مایع سازی هیدروژن

برای غلبه بر مشکلات اقتصادی در مسیر تولید هیدروژن مایع باید به دو نکته ی مهم توجه نمود؛ الف) واحدهای صنعتی تولید هیدروژن مایع در مقیاس بزرگ ساخته شوند و ب) به دلیل هزینه های بالقوه ی بعدی، به تولید پیوسته و مداوم آن توجه شود، چرا که فرایند مایع سازی در شرایط دمایی و فشاری خاص انجام مـی شـود و در نتیجـه هزینه های تعمیر، تعویض تجهیـزات و ایمنی محیط را به همراه خواهد داشت.

بـه دلیـل هزینه ی بالای سـرمایه گذاری، توجیهـی برای وجود وقفه و عدم تولید پس از سرمایه گذاری اولیه و ساخت واحد وجود نخواهد داشت.

بازده کم و اتلافات زیاد

در این بخش مشکلات مربوط به تولید هیدروژن مایع به سـه گـروه اصـلی تقسـیم مـی شود؛ بازده کـم تجهیزات مورد استفاده، نیاز به افزایش بازده در فراینـد سردسـازی و کاهش اتلاف در ذخیره سازی هیدروژن مایع تولید شده.

بازده کم تجهیزات مورد استفاده

در یک واحد تولید هیدروژن مایع از تجهیزات مختلفی استفاده می شود. بازده هر یک از تجهیـزات مـورد اسـتفاده در بازده کلی فرایند موثر اسـت. در هر فرایند مایع سازی هیدروژن، صرف نظر از روش تولید، تجهیزاتی همچون کمپرسور، مبدلهای حرارتی، خنک کننـده ها، شیر ژول- تامپسون یا منبسـط کننده و خطوط لوله مورد استفاده قرار می گیرد. هر یک از این تجهیزات با توجه به ماهیت خود و فن آوری به کـاررفته در آن، از بازده خاصی برخوردار می باشد. با انتخاب و استفاده مناسب از تجهیزات می توان به حداکثر بازده ممکن در شرایط عملیاتی دست یافت.

در فشرده سازی هیدروژن معمولا از کمپرسورهای جابه جایی ۶ استفاده می شود که خود شامل کمپرسورهای رفت و برگشتی۷ و کمپرسورهای چرخشی۸ می گردد. کمپرسورهای رفت و برگشتی معمولا از نوع پیستونی و دیافراگمی هستند که در سرعتهای rpm بالا عمل می کنند و استفاده از آن ها مشکلاتی مانند قابلیت اعتماد کم (به دلیل اجزا متحرک خیلی زیاد به کار رفته در آنها)، نیاز به روغنکاری و در نتیجه خالص سازی احتمالی هیدورژن در مراحل بعدی، میزان آلودگی صدای بالا و همچنین هزینه سرمایه گذاری را به دنبال خواهد داشت. بنابراین انتخاب نوع تجهیزات و توجه به بازده آن ها نقش مهمی در بهبود بازده کلی فرایند خواهد داشت. یکی از مشکلاتی که در فرایند تولید هیدروژن مایع وجوددارد، فشرده سازی یک گاز سبک است. این گاز سبک یا هیـدروژن اسـت کـه هـم به عنوان محصول و هم به عنوان سـیال سـرد کننـده مورد اسـتفاده قرار می گیرد و یا گاز هلیوم، نئون یا مخلوطی از این دو اسـت که بـه عنوان سیال سرد کننده در مبدل حرارتی استفاده می شوند. فشرده سازی گازهای سبک مثل هیدروژن سخت است و توان زیادی برای فشرده سازی جرم مشخصی از آن ها صرف می گردد. به دلیل چگالی کم این گازها، برای فشرده سازی جرم مشخصی از آن ها نسبت به گازهای با چگالی بیش تر، توان زیادی نیاز است. همچنین به دلیل کوچک بودن مولکول های این گاز ها، امکان نشت آن ها بسیار زیاد است.

در عملیات فشرده سازی گاز هیدروژن، در دماهای بالا امکان نفوذ گاز به درون فلز و تخریب تجهیزات وجود خواهد داشت. عموما در فشرده سازی هیدروژن از کمپرسورهای جا به جایی استفاده میشود و ساخت این نوع کمپرسورها به دلیل استفاده از مواد خاص، اندازه ی بزرگ و قابلیت اعتمادی که باید فراهم آورنـد، بسـیار هزینه بر اسـت. علاوه بر بحث هزینه و نگهداری، کمپرسـورها معمولا از بازده کمی برخوردارند و بازده آنها به فن آوری موجود ساخت مربوط میشود. برای کاهش توان مورد نیاز و مشکلات ناشی از افزایش دمای زیاد گاز، معمـولا کمپرسـورها بـه صـورت چند مرحله ای و همـراه بـا خنـک کننـده های داخلـی سـاخته می شوند. بر اساس استانداردهای موجود، برای کمپرسورهای هیدروژن، دمای خروجی گاز هیـدروژن نباید بیش تر از ۱۳۵درجه سانتی گراد باشـد. ایـن محدودیـت بـه دلیـل جلوگیـری از نشـتی گاز و همچنین جلـوگیری ازکاهش گرانروی روغن در کمپرسورهای همراه با روغن کاری می باشد. تعداد مراحـل مـورد اسـتفاده بـه میزان فشـرده سـازی گاز بسـتگی دارد. مبدل های حرارتـی یکـی دیگـر از بخش هـای مهـم فرایندهای مایعسـازی گاز هیـدروژن به حساب مـی آینـد و به دلیل این که مستقیما در معرض هیدروژن قرار میگیرند، نیازمنـد توجـه ویـژه ای هسـتند. در ایـن بخـش جلوگیری از نشتی، استفاده از فلزات مقاوم در برابر نفوذ هیدروژن و با خاصیت انتقال حرارت بالا، از اهمیت ویژه ای برخوردار است. در واحدهای جداسازی هوا ومایع سازی گاز طبیعی، این مبدل های حرارتـی بـین ۲۰ تا ٪۳۰ هزینه ی سرمایه گذاری را سبب می شوند. عـلاوه بـر ایـن، کارایـی آن هـا بـر انـدازه و طراحـی سـایرتجهیزات اصلـی مثـل

6. Displacement compressor
7. Reciprocating compressor
8. Rotary compressor

کمپرسورها موثر است. به طور کلی، اگـر مبـدل حرارتـی از کـارایی مناسـبی برخـوردار نباشد، تولید محصول کاهش یافتـه و مقـدار زیـادی از تـوان ورودی تلف خواهد شد. در بسیاری از فرایندهای مایعسازی هیدروژن، از مبدل‌های صفحـه پـره۱ یـا لوله مارپیچ۹ اسـتفاده می شـود. گاهی به دلیـل در نظر گرفتن شرایط اقتصادی، از مبدل‌های بـا چنـد جریـان هم زمـان استفاده مـی شود. معمـولا سـیال کرایوژنیـک بایـد از دمـای محیط تـا دمـای پـایینی مثـل K ۱۱۰ (گـاز طبیعـی)، K ۷۷ (نیتـروژن)، K ۲۰ (هیدروژن) و K ۴ (هلیوم) سرد شود تا به حالت مایع تبدیل شود. در بعضی سیکل‌های سردسازی این فرایند به صورت متوالی۱۰ انجام می گیرد و در بعضی دیگر، محدوده ی وسیعی از کاهش دما در یـک مبدل تامین میگردد که این روش، مشکلاتی همچون محدوده ی تغییرات دمایی بزرگ در درون مبدل حرارتی و در نتیجه تغییر در خواص سیال را به دنبال دارد. یکی دیگر از فن آوری‌های نوین در بخش مبـدل‌های حرارتی اسـتفاده از کاتالیسـت تبدیـل هیـدروژن اورتـو۱۱ بـه هیـدروژن پارا۱۲ اسـت کـه در مسـیر هیدروژن مبدل حرارتی قرار می‌گیرد تا از این طریق بازده فرایند افزایش یابد. توضیحات بیش تر در این زمینه دربخشهای بعد ارائه میشود.

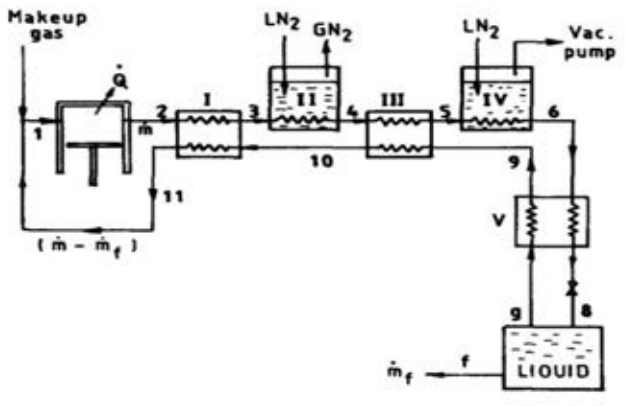
تجهیـزات مـورد اسـتفاده در فراینـد مایع سـازی هیدروژن صرف نظـر از نوع آن ها، همواره در معرض چرخه‌های تکرارشونده ی بار فشاری و اختلاف دمای زیاد بیـن محیـط و دمـای کرایوژنیـک قـرار دارنـد، لـذا انتخـاب نـوع ماده سـازنده ی تجهیزات از اهمیت بالایی برخوردار است. تماس مداوم تجهیزات با هیدروژن سبب شروع و انتشار ترک‌های ناشی از خستگی شده و شکستگی در تجهیزات را شـتاب میبخشـد ؛ لـذا مـواد مورد اسـتفاده در سـاخت تجهیـزات فرایند باید همـواره توانایـی تحمل اختلاف دمای بسـیار بـالا و همچنین مقاومت در مقابل ترک‌های ناشی از خستگی را برای چند سال دارا باشند.

در زمینه خطوط لوله در واحد عملیاتی، همچون سایر بخش ها، هزینه ی سرمایه گذاری به دلیل شرایط خاص عملیاتی مورد نیاز از چالش‌های موجود به حساب می آید. علاوه بر این، فقدان اطلاعات کافی درباره ی علم مواد در شرایط دمای کرایوژنیک، اطلاع در زمینه‌ی شکست، تخریب در برابر هیدروژن، انتشار ترک، نفـوذ هیـدروژن در شـرایطی کـه تجهیـزات در معـرض هیـدروژن قـرار دارند، از مشـکلاتی اسـت کـه بایـد بـدان‌ها توجه نمود. در این بخش، مواد در شـرایط فشاری بالاتری نسـبت بـه آن چـه در گذشـته مـورد مطالعـه قـرارگرفته اند، استفاده می شوند. نکته ی بعدی به تهیه ی مواد ارزان تر و تکنیک‌های ساخت آن‌ها مربوط می گردد. تجهیزات مورد استفاده در شرایط فعلی گران قیمت بوده و در زمینه ی اتصال و جوشکاری هزینه برهستند و به صورت بالقوه در مقابل هیدروژن نفوذ پذیر، شکننده و دارای نشت می باشند. نکتـه آخـر درزمینه ی خطوط لوله، توجه به آب بندی ها، شیرها و تجهیزات مرتبط می باشد. در این بخش تهیه ی تجهیزات جدیدی که ایمن و کارا بوده و برای انتقال بدون نشت هیدروژن گازی مفید باشند، از چالش‌های موجود بـه حساب می آید.

نیاز به افزایش بازده در فرایند سردسازی

در مایع سازی هیدروژن، معمولا یکی از سیکل‌های لیند- هامپسون همراه با پیش سردسـازی، سـیکل کـلاودویـا سـیکل هلیـوم ژول- برایتون، مـورد اسـتفاده قرار میگیرد. نمایی از سیکل لیند- هامپسون در شکل ۳ نشان داده شده است. در این سیکل بخش فشرده سازی هیدروژن و دو مرحله پیش سردسازی (نیتروژن مایع اتمسـفری و تحت خلاء) قابل مشـاهده اسـت. این بخشها انرژی زیادی را مصرف میکننـد و در کـاهش بازده فرایند نقش دارند. صرف نظر از سیکل مورد استفاده، حداکثر بازدهی که سیکل‌های مایع سازی در واحدهای مایع سازی به همراه دارند در حدود ۲۰ تا ۳۰٪ می باشد. اگر بازده تجهیزات در حداکثر مقدار خود باشد، باز هـم امـکان دسـت یابی به بـازده فرایندی بالا وجود نخواهد داشـت، لذا محققین همواره به دنبـال طراحی فرایندی با بازده بالاتر بوده اند. این طراحی‌ها معمولا بر اسـاس ترکیبـی از سـه سـیکل مذکور و یا اصلاحی در یکی از این سیکل هاست. هر چند بسـیاری از این سـیکل‌ها تنها در مرحله ی طراحی باقی مانـده وعملیاتی نشده اند، اما برای آنها بازده ی بالای ۳۰٪ ویا در بعضی موارد بالای ۵۰٪ نیز تخمین زده شده است فرایند کلی تولید هیدروژن مایع تقریبا مشخص است، اما توجه به نکاتی در این زمینه حائز اهمیت است که در ادامه مورد بررسی قرار می گیرند.

ضریب ژول- تامسون برای گاز هیدروژن در دمای اتاق منفی است، لذا انبساط آن در آنتالپـی ثابـت سـبب افزایـش دمـای گاز مـی گـردد. از این رو، بـرای مایع سازی هیدروژن، نیاز به پـیش سردسـازی توسـط یـک مبرد ثانویه می باشد تا دمای هیدروژن بـه حـدی برسـد (حـداقل K ۲۰) که ضـریب ژول- تامسون آن مثبت شود. این سردسازی اولیه معمولا توسط نیتروژن مایع انجام می گیرد که در واحدهای بزرگ، نیاز بـه واحد تامین نیتروژن را در کنار واحد تولید هیدروژن مایع ضروری می سازد. استفاده از نیتروژن مایع، نیاز به کمپرسورهای نیتروژن و در نتیجه نیاز به توان الکتریکی و هزینه را به دنبال خواهد داشت. تولید نیتروژن مایع معمولا در واحد مایع سازی هیدروژن انجام نمیگیرد، امـا تـوان مصـرفی بـرای تولید آن در محاسـبات مربوط به بازده ی کلی فرایند مایع سـازی هیدروژن لحاظ می گردد. بنـابراین، کـاهش تـوان مصـرفی در واحد تولید نیتـروژن مایـع یکـی از اقداماتـی اسـت کـه در این بخش مـی توان انجـام داد. اقدام دیگر، تغییر روش پیش سردسازی است که جدیدا به منظور کاهش توان مصرفی مـورد توجـه قـرار گرفتـه اسـت. کمپرسـور هـا، یکـی از مهـم تریـن و پرهزینـه تریـن بخش‌هـای یـک واحـد عملیاتـی تولیـد هیـدروژن مایـع به حسـاب مـی آینـد، لـذا هراقدامی که سبب کاهش هزینه ی مصرفی و افزایش بازده این بخش شود، بازده کلی فرایند را به شـکل قابـل-توجهی بهبود خواهد بخشید. در ایـن زمینـه معمـولا اسـتفاده از کمپرسـورهای چنـد مرحلـه ای همـراه بـاخنک کننده‌هـای داخلـی از اهمیت بالایی برخوردار می باشـد. در طرح‌های جدید ارائه شـده، برای کـاهش بار فشاری مربوط به کمپرسور، از مبردهای چند جزیی استفاده می شود که این مبردها به دلیل نیاز کم تر به فشرده سازی، سبب افزایش بازده فرایند میشوند. همچنین این مبردها نقش مثبتی در بازده مبدل‌های حرارتی به کار رفته در فرایند دارند. در صـورت اسـتفاده از مبـردهای چنـد جزیـی، واحـدهای عملیاتـی دیگـری همچون جداکننده‌های فاز به فرایند کلی تولید هیدروژن مایع افزوده می شوند. علاوه بر این پیچیدگی طراحی فرایند و نصب تجهیزات جدید در این زمینه از چالش‌های موجـود مـی باشـد. لازم بـه ذکـراست کـه تاکنـون هیچ واحـد عملیاتـی فعالی در جهان، از این فن آوری نوین در پیش سرد سازی اسـتفاده نکـرده است.

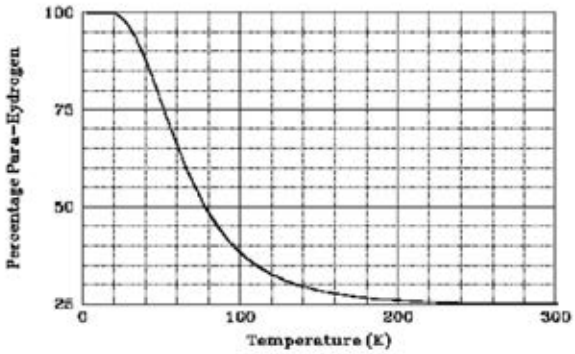


شکل ۳. سیکل مایعسازی هیدروژن به روش لیند- هامپسون

9. Coil-wound
10. Cascade
11. Ortho
12. Para

هیـدروژن در حالـت عـادی از نسـبت مشـخصی هیدروژن اورتو و هیـدروژن پارا تشـکیل شـده اسـت. ایـن دوگونه به وسیله ی دو گروه مختلف از حالت‌های هسـته (چرخشـی و اسـپین) متمایـز مـی گردنـد. این نسـبت در دمـای اتاق به صـورت ۳ (اورتـو) بـه ۱ (پارا) می باشـد. این نسـبت تعـادلی در دمـاهای پـایین متفـاوت اسـت. شـکل ۴ نمـودار مربـوط بـه درصد تعادلـی هیدروژن پـارا را در دماهای مختلـف نشـان مـی دهـد. یکـی ازمشـکلاتی که در این زمینه وجود دارد، سـرعت پاییـن تبدیـل هیـدروژن اورتو به هیدروژن پارا اسـت. بـه همـین دلیـل پـس از عملیـات مایع سـازی، امکان این کـه هیـدروژن در حالت تعادلی نباشد، وجود دارد. تبدیل هیدروژن اورتو به هیدروژن پارا گرماده بوده و سبب تبخیر هیدروژن مایع تولیدی میشود. بـرای حل ایـن مشـکل از کاتالیسـت‌های تبدیـل هیـدروژن اورتـو بـه هیدروژن پارا اسـتفاده می شـود. این کاتالیسـت‌ها سبب افزایش سرعت تبدیل در حین انجام عملیات مایع سازی می گردد.

کاتالیست‌های مورد استفاده عبارتند از هیدروکسیدهای Mn(IV),Cr(III)،Ni(II)،Co(III)،Fe(III)



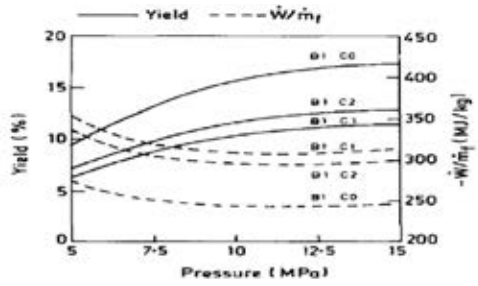
شکل ۴. درصد تعادلی هیدروژن پارا در دماهای مختلف

در سیسـتم‌های مایع سـازی هیدروژن، اکسـید آهن و نیکل- سیلیکا ترجیح داده مـی شـوند. ایـن کاتالیسـت‌ها مـی تواننـد به صـورت واحدهـای مجزا یا همـراه بـا مبدل‌هـای حرارتـی در مسـیر عملیـات مایـع سـازی هیـدروژن قرار گیرند. تحقیقات مختلف، کاهش توان مصرفی و افزایش بازده مایع سازی را در اسـتفاده ی از ایـن کاتالیسـت‌ها درون مبـدل حرارتی نشـان داده اسـت. شکل ۵ تاثیر استفاده از کاتالیست‌های تبدیل هیدروژن اورتو به پارا را درون مبدل‌های حرارتی نشان می دهد. بر اساس شکل ۵ استفاده از کاتالیست‌ها در چند مبدل حرارتی (منحنی خط چین با عنوان B۱C۲) نسبت به استفاده از آن‌ها در تنها یک مبدل حرارتی (منحنی خط چین با عنوان B۱C۱)، کار کم تری (بازده بیش تری) را به همراه دارد، زیرا در این شرایط، گرمای آزاد شده از ایـن تبدیـل در مبدل‌هـای مختلـف توزیـع مـی گردد، میـزان اتلاف حرارت کاهـش یافتـه و بـازده انتقـال حـرارت در مبدل‌هـا افزایش می یابد که سـبب بهبـود عملیات مایع سـازی می گردد.

کاهش اتلاف در ذخیره سازی هیدروژن مایع

هیـدروژن مایـع پـس از تولیـد نیـاز به ذخیره سـازی دارد. به دلیـل دمای جوش بسـیار پـایین هیـدروژن مـایع، نشـت حرارت از محیط به داخل مخزن همواره وجود دارد. در زمینه ی نشت حرارت به درون مخزن باید به اثر اندازه و شکل مخزن، جلوگیری از ایجاد لایه‌های دمایی۱۳ در سیال، عـایق سـازی، رسـانش و تـابش توجـه ویژه ای نمود. میزان هدر رفت هیدروژن با نسبت سطح به حجم متناسب است، لذا بهترین حالت استفاده از مخازن کروی شکل می باشد، زیرا از کم ترین مقدار نسبت سطح به حجم برخوردار می باشند.

13. Stratification



شکل ۵. تاثیر استفاده از چند مرحله کاتالیست تبدیل هیدروژن اورتو به پارا بر کار ویژه مصرفی و جزء مایع شـده هیدروژن. B نشـانگر حمام نیتروژن مایع، C نشانگر تبدیل کننده و عددها نشانگر تعداد تبدیل کننده هاست.

در اثر نشت حرارت بسیار کم به درون مخزن، دمای بخشی از سیال که در کنار دیواره قرار دارد، افزایش می یابد و سبب کاهش دانسیته ی آن می گردد، لذا سیال گرم به سمت بالای مخزن منتقل می شود. در این شرایط مایع به اصطلاح دارای لایه‌هـای دمایـی مختلـف مـی گردد. در حالت تشـکیل لایه‌هـای دمایی، فشار بخار در بالای مایع بیش تر از فشار بخار در پایین آن است؛ از این رو فشار بخار سیال درون مخـزن، همواره باید با فشار سطح سنجیده شود و این سبب کاهش طول مدت ذخیره سازی هیدروژن مایع نسبت بـه آن چـه قابل انتظار اسـت، می گردد. یک روش برای جلوگیری از لایه ای شـدن دمایی اسـتفاده از صفحات بـا رسانایی بالای نصب شده بر دیواره می باشد که این صفحات یک مسیر حرارتی با مقاومت کم بین کف و بالای مخزن ایجاد می کنند. از روشهای دیگر میتوان به دفع گرما و فوق سرد نگه داشتن هیدروژن مایع یا استفاده از مخلوط‌کننده در مخزن ذخیره سازی اشاره نمود. استفاده از عایق‌های حرارتی ویژه، ایجاد خلا بین دیواره ی داخلی و خارجی و همچنین توجه به نحوه ی نصب نگهدارنده‌ها (بین مخزن داخلی و خارجی) و مواد سازنده ی آن در کاهش انتقال حرارت به هیدروژن مایع از اهمیت برخوردار می باشد. گرمای تبدیل هیدروژن اورتو به پارا برابر با ۷۰۳J/g در ۲۰ K بوده و گرمای مایع سازی برابر با ۴۴۵J/g می باشد. لذا تبدیل هیدروژن اورتو به پارا می تواند سبب تبخیر بخشی از هیدروژن مایع شود، این تبدیل با سرعت کمی انجام می گیرد. معمولا برای جلوگیری از ایـن میـزان تبخیـر هیـدروژن مایـع، تبـدیل هیدروژن اورتـو به هیـدروژن پارا در بخش‌های قبل از واحد ذخیره سازی توسط کاتالیست مناسب انجام می گیرد. درصـد تعادلـی هیدروژن پارا در دماهای مختلف در شـکل ۴ ارائه شـده اسـت. همـان طـور کـه مشـاهده میگـردد، هـر چه دمـا به سـمت دمای جـوش نرمال هیـدروژن کاهـش یابد، درصد تعادلی هیدروژن پـارا افزایش می یابد. افزایش درصد هیدروژن پارا به معنی گرمای آزاد شده ی بیشتر مـی باشـد و در صورتی کـه این گرما قبل از واحد ذخیره سازی دفع نگردد، بخش زیادی از هیدروژن مایع را تبخیر خواهد نمود.

ذخیره سازی طولانی مدت هیدروژن مایع از اهمیت فراوانی در کاربردهای فضایی برخوردار است، زیرا هیدروژن مایع در این بخش قبل از استفاده به مـدت طـولانی نیـاز بـه ذخیـره سـازی دارد. از ایـن رو محققان همواره به دنبال راهی برای حداقل نمودن میزان اتلاف هیـدروژن مایع ذخیره شـده در مخازن بوده اند. برای جلوگیری از اتـلاف هیـدروژن در مخـازن ذخیره سـازی، روش‌های مختلفـی مـورد اسـتفاده قـرار می‌گیرد. معمولا بخارات حاصل از جوشـش به سیسـتم سردساز کرایوژنیـک منتقل شـده و مجددا به مایع تبدیل میگردد. در برخی از طرحهای جدید، از بخارات حاصـل از جوشـش هیـدروژن در مخـزن به عنوان مبرد اسـتفاده میگـردد. از دیگر روش‌های جدید می توان به ذخیره سازی چگال شده ی کرایوژنیک۱۴ اشاره نمود.

14. Densified cryogenic fluid

مایعات چگالیده شده۱۵ فشار بخار کم تری نسبت به دمای نقطه ی جوش نرمال خـود دارنـد. ایـن روش برای پرتابه‌ها به دلیل فشار عملیاتی کم تر، جرم کم تر سیسـتم و حجم کم تـر مخـازن مزیـت محسـوب میگـردد. با کاهـش دمای هیدروژن به کم تر از دمای جوش نرمال، عملا میزان اتلاف هیدروژن تا حد قابل توجهـی کاهـش خواهـد یافت. در این روش نشـت حـرارت از محیط ابتدا باید صرف گرمای محسوس هیدروژن مایع شود و این باعث ذخیره سازی طولانی مـدت هیـدروژن مایع نسـبت به شـرایط اشـباع می گردد. طراحـی یک فرایند مناسب برای حصول هیدروژن مایع فوق سرد که هم از لحاظ اقتصادی و هم بـازده عملیـاتی مطلـوب باشد از مشکلات این روش به حساب می آید.

عدم توسعه فن آوری‌های جدید

همـان طـور کـه در بخش‌های قبل مطرح شـد، تولید هیدروژن مایع اساسـا توسـط سـیکل‌های تراکم بخار انجام می گیرد. سـیکل‌های سردسازی تراکم بخار معمولا از بازده مشـخصی برخوردار می باشـند. مایع سـازهای بزرگ موجود در جهان بازدهی در حدود ۲۰٪ تا ۳۰٪ دارند. طرح هایی از سوی محققین ارائه شده است که بازده در حدود ۵۰٪ برای آن تخمین زده شده است. افزایش بازده در این روش مستلزم ایجاد واحدهای خیلی بزرگ و استفاده از تجهیزات با بازده بالا می باشد. برخی از روش‌های نوین همچون سردسازی مغناطیسی و سردسازی آکوستیک۱۶ می‌توانند کلید حل ایـن مشـکل باشـند. این روش‌ها بـا رویکردی متفاوت به سردسـازی هیـدروژن می پردازنـد و بـا حذف کمپرسـورها تاثیر قابـل توجهی در بازده نهایی مایع سـازی ایجاد می کنند. روش‌های مذکور تاکنون در مقیاس صنعتی مورد استفاده قرار نگرفته اند و مطالعه و پژوهش در این بخش مورد توجه برخی از محققین می باشد.

جمع بندی و نتیجه گیری

با توجه به این که سوخت هیدروژن یکی از حاملهای مهم انرژی محسوب میشود و توجـه بـه ایـن نکته که گاز هیـدروژن در هنگام احتراق کمترین میـزان آلودگی را به همـراه دارد، لـذا توجـه بـه نحـوه تولیـد و ذخیره- سـازی ایـن گاز از اهمیـت فراوانی برخوردار می باشد. یکی از مناسب ترین روشهای ذخیره سازی هیدروژن تبدیل آن به مایع و توزیع وسیع آن در مناطق مورد استفاده مثل محل سوختگیری خودروها یا صنایع نیازمند هیدروژن است. چالش‌های موجود در مسیر تولید هیدروژن مایع و ذخیره سازی آن فراوان است. در بخش مربوط به تجهیزات و مواد مورد استفاده، رفع این مشکلات محدود به فن آوری‌های موجود است. در بخش فرایندی، تحقیق و توسعه ی روش‌های جدید و استفاده ی بهینه از تجهیزات موجود در واحد تولیدی سـبب افزایش بازده و کاهش هزینه می گردد. اسـتفاده از روش‌های غیر متعارف بـرای مایـع سـازی هیـدروژن مثل سردسـازی مغناطیسـی و آکوسـتیک در صورت عملیاتـی بـودن در مقیـاس بزرگ می تواند راه حل جدیـدی برای رفع این چالش‌ها باشـد. با توجه به نکاتی که در این تحقیق مورد بررسـی قرار گرفت، با بهبود بازده انرژی در تجهیزات مورد استفاده و چینش صحیح تجهیزات در فرایند مایعسازی، امکان بهبود فرایند مایع- سازی تا حد قابل قبولی وجود خواهد داشت. با توجه به انـرژی بر بودن فرایند مایعسـازی هیـدروژن، توجه به نکاتی که تا حد ممکن انرژی مـورد نیـاز فراینـد را کاهـش دهـد، اولیـن گام در توسـعه مسـیر پیشـرفت کاربـرد هیدروژن مایع به عنوان یک حامل انرژی مناسب و پاک است.

آخرین اقدام فنآورانه در تولید هیدروژن گازی در جهان

محققـان دانشـگاه «نیـو سـاوت ولـز» در اسـترالیا ادعـا می کنند که به روشـی دست یافته اند که کارآمدتر و ارزان‌قیمت‌تر در تجزیه هیدروژن از آب می‌تواند آغازگر اقتصاد هیدروژن «سبز» باشد.

این روزها وسایل زیادی بر اساس ایده «اقتصاد هیدروژنی» ساخته می‌شوند؛ در ایده اقتصاد هیدروژنی، سوخت فشرده هیدروژن به یک منبع انرژی مانند بنزین تبدیـل می‌شـود و خودروهـای پیـل سـوختی (fuel cell) کـه بـرای تولیـد بـرق از هیـدروژن اسـتفاده می کننـد در کنار خودروهـای برقی و موتورهـای احتراقی قرار می گیرند. اکنون در استرالیا هیدروژن از طریق یکی از کثیف‌ترین روش‌های محیط زیستی ممکن یعنی سوزاندن زغال سنگ قهوه‌ای تولید می‌شود؛ در این رویه برای تولید سه تن هیدروژن فشرده مایع، به ۱۶۰ تن زغال سنگ نیاز است و ۱۰۰ تن دی اکسید کربن نیز به عنوان محصول جانبی تولید می‌شود.

اما در روش «سـبز» (سـازگار با محیط زیسـت) تولید هیدروژن، با تجزیه آن از آب با استفاده از الکترولیز صورت میپذیرد. در این روش آب در ظرفی قرار می گیرد که دارای دو الکتـرود اسـت و بـرق در آنهـا جریـان دارد. بـا اتصال جریـان برق در میان الکترودهـا، اکسـیژن در آنـد و هیـدروژن در کاتـد جمع می‌شـود و اگـر در این رویه جریان برق به طور مدام برقرار باشد در این صورت می‌توان به صورت سبز هیدروژن تولید کرد. اما مشکل اینجاست که تجزیه آب گران‌قیمت و ناکارآمد است و رقابت هیدروژن سبز را در برابر هیدروژن قهوه‌ای و یا بنزین دشوار می‌سازد.

اکنون محققان اسـترالیایی اعلام کردند که موفق به ابداع روشـی شـده‌اند که می‌تواند آب را بالاترین راندمان انرژی تجزیه کند.

این محققان گزارش دادند که در این روش موفق شده‌اند پلاتین گران‌قیمت بر روی کاتالیزور کربن را با اسـتفاده از «کاتالیزور نانوذرات Janus با رابط اکسـید نیکل-آهن» جایگزین کند؛ مدار حاصل می‌تواند آب را با راندمان انرژی بالایی تجزیه کند. آنها در این روش برای تجزیه هیدروژن از آب از به‌جای کاتالیست‌های گرانول، روتین، پلاتین و ایریدیم که تولیدکنندگان بزرگ هیدروژن از آنها استفاده می کنند و بسیار گران‌قیمت هستند از کاتالیزور آهن و نیکل استفاده می کنند.

یکـی از معایـب بـزرگ این روش این اسـت که اسـتفاده از کاتالیـز آهن و نیکل، رسوبی را باقی میگذارد که دفع آن مضرات زیست محیطی بالایی دارد.

این در حالی است که این شرکت علاوه بر پیشنهاد روش فناورانه جدید در مایع سـازی هیدروژن به تکنولوژی دسـت پیدا کرده که با هزینه ای پایین و راندمان بالا بدون هیچگونه اثر زیسـت محیطی امکان تولید گاز هیدروژن از منابع در دسترسی چون آب و هوا و مایع سازی آنرا فراهم مینماید.

روش فن‌آورانه تولید هیدروژن مایع در طرح حاضر

با عنایت به استفاده از فرآیند الکتروشیمیایی در صنایع دیگر و همسان سازی آن در فرآیند مایع سـازی هیدروژن این شـرکت به دانش فنی دسـت پیدا نمود که بوسیله آن توانستیم برای اولین بار در جهان بدون استفاده از روش انجماد خیلی پایین (۲۷۸- درجه سانتی گراد) و با صرفه جویی در انرژی و هزینه نسبت به تولید هیدروژن مایع در دمای صفر درجه سانتی گراد اقدام نماییم.

همانطوریکـه میدانیـم نقطـه ذوب و انجمـاد هیـدروژن نقطـه ای یکسـان و در درجـه ۲۰ کلویـن یا ۲۷۸- درجه سـانتی گراد اسـت. لیکن بـا توجه به توضیحات گذشـته رسـیدن بـه ایـن حالـت متضمـن صرف انـرژی و بـه تبع آن هزینـه زیاد جهت تبدیل هیدروژن گازی به مایع خواهد بود.

لازمه این فرآیند در صورت عدم وجود هیدروژن گازی در فرآیند صنعتی، ساخت رآکتوری جهت تامین هیدروژن گازی از منابعی چون هوا، آب، اسید سولفوریک، پرمنگنـات سـدیم و..... خواهـد بـود که ارزانترین و بیخطرترین و به جهت در دسترس بودن منابع، تامین هیدروژن از هوا و آب میباشد.

ایـن فرآینـد بـر پایـه روش الکتروشـیمیایی میباشـد که بـا روشـی الکترونیکی و سـپس در ترکیب آن با مواد شـیمیایی روی برخی از عناصر تاثیر گذاری شـده و فرآیند آزاد سازی گاز هیدروژن تسریع میگردد.

15. Densified liquid
16. Acoustic refrigerators

پس از تامین هیدروژن گازی یا با فرض وجود منابع تامین هیدروژن گازی، این فرآیند در داخل اتاقی با دمای صفر درجه در سه سامانه متوالی به انجام میرسد. ابعاد این اتاق و تاسیسات موجود در آن بسته به میزان گاز هیدرژن ورودی و میزان ظرفیت استفاده و ذخیره سازی هیدروژن مایع مورد نیاز خواهد بود. لیکن کل زمان ورود، سکون و خروج گاز هیدروژن و تبدیل آن به مایع در مدت زمان حداقل ۶ دقیقه اتفاق خواهد افتاد.

سامانه سه گانه این فرآیند در یکسری تاسیسات مکانیکی که شرح آن به تفصیل در ذیل آورده شده است به انجام میرسد:

۱) در سامانه اول هیدروژن گازی پس از ورود به یک استوانه همزمان با تزریق گاز X به مایع تبدیل می شود لوله مارپیچ حاوی گاز F که دور این استوانه پیچیده است عمل پیش سرد سازی مایع داخل استوانه تا صفر درجه را بانجام میرساند.

۲) در مسیر پس از سرد شدن مایع داخل استوانه تا صفر درجه و پس از آنکه چگالی آن در این دما تغییر کرد، در مسیر ورود به سامانه دوم در لوله مارپیچ حاوی گاز F دور این سامانه با افزایش مجدد دما عمده گاز اضافی موجود در مایع Y آزاد و پس از خروج از اتاق دمای صفر به سیکل باز میگردد این امر در سامانه دوم منجر به تولید مایع Y میگردد.

۳) در سامانه سوم و با خروج از اتاق دمای صفر درجه بازای هر متر مکعب مایع Y مقداری پودر Z به آن تزریق میگردد که به مایع Y قابلیت اشتعال و تبدیل به هیدروژن مایع میدهد.

غلظت سنجی در سامانه سوم به صورت هوشمند صورت می پذیرد و در صورت عدم وجود غلظت مناسب هیدروژن مایع در این سامانه تا رسیدن به درجه غلظت مطلوب و تولید هیدروژن مایع نهایی قابل اشتعال عملیات تزریق دوز دیگری پودرZ انجام میگردد.

جدا شدن گاز X و استفاده مجدد آن در سیکل فرآیند تولید، موجب صرفه جویی در استفاده از آن و نیز بازچرخانی آن در فرآیند می گردد که باعث پایین آمدن هزینه تولید میشود. نکته قابل توجه آن است که جداسازی گاز X در فرآیند کاملا ایمن بوده و خطراتی چون اشتعال، احتراق و انفجار در آن وجود ندارد لیکن در روشهای دیگر انجمادی احتمال وقوع موارد فوق که منجر به خسارات جانی و مالی می گردد وجود خواهد داشت.

مسئله مهم پس از تولید هیدرژن مایع انبارش و حمل و نقل آن تا محل مصرف میباشد که با طراحی انجام پذیرفته امکان تولید مخازنی خاص برای این موضوع فراهم گردیده است. حتی این امکان وجود دارد که مخازنی مکمل و در سایزهای کوچک ساخته شود تا ضمن تولید هیدرژن گازی از منابع موجود و در دسترس با آزاد سازی عناصر بی ضرر اضافه شده به فرآیند تولید هیدروژن مایع به صورت کاملا ایمن و پاک به صورت گازی در هوا، هیدروژن مایع را در کپسولی ذخیره و به مصرف رسانید. این شرکت با توجه به مزایای ذیل فرآیند تولید هیدروژن مایع را به روش فوق پیشنهاد مینماید:

سرعت و ظرفیت تولید

برای تبدیل خط انتقال پیوسته ۲ تن در ساعت گاز هیدروژن به مایع در این روش کل فرآیند تا خروج هیدروژن مایع ۲۴ دقیقه زمان میبرد.

قابلیت Remote Access

کلیه عملیات در این فرآیند کاملا هوشمند بوده و امکان بررسی و کنترل از راه دور را نیز خواهد داشت.

قابلیت اشتعال

قابلیت اشتعال و عمر مفید هیدروژن مایع تولید شده نسبت به دیگر روشهای تولید بالاتر خواهد بود.

تعمیر و نگهداری

هزینه تعمیر و نگهداری و استفاده از نیروی متخصص در پایش فرآیند نسبت به روشهای دیگر بسیار پایین میباشد.

مصرف انرژی پایین

در طراحی واحدهای یوتیلیتی، مصرف انرژی همیشه به عنوان یکی از ملاحظات اصلی مطرح میباشد. از این رو این شرکت فرآیند تولید هیدروژن را با طراحی مناسب جهت به حداقل رسانیدن میزان مصرف انرژی با بالاترین راندمان ارائه مینماید به طوریکه میزان کل برق مصرفی سیستم فرآیند فوق ۵ کیلو وات ساعت بدون احتساب منبع تولید گاز و فقط در فرآیند تولید هیدروژن مایع میباشد.

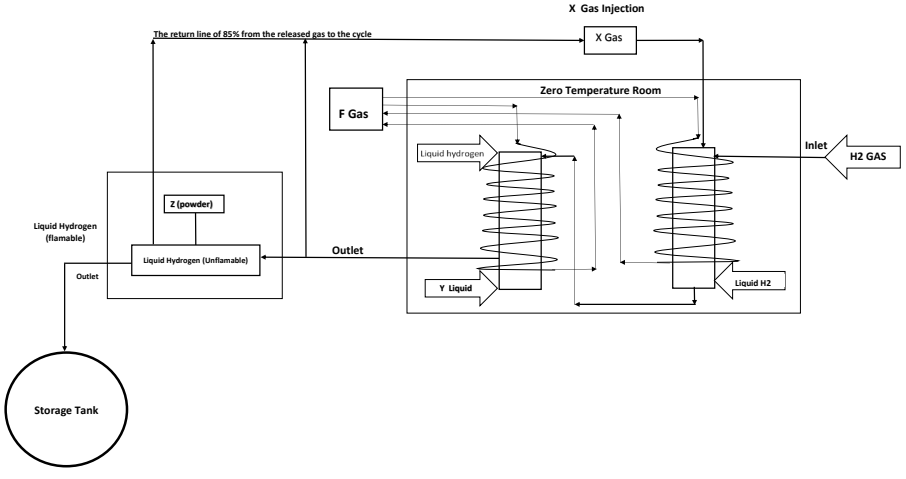
عملکرد سیستم با قابلیت اطمینان بالا

عملکرد ایمن و مطمئن سیستم در همان فاز اولیه طراحی مد نظر بوده و با توجه به توضیحات فوق و نیز عدم نیاز به پیش سردسازی تا دمای ۲۷۸- درجه این سیستم به صورت بالقوه بروز خطر را در مقایسه با دیگر روشهای تولید هیدروژن مایع به حداقل می رساند ضمن اینکه روند طراحی به گونه ای است که در صورت بروز هرگونه اختلال در عملکرد یا کیفیت گاز تولیدی، سیستم به صورت اتوماتیک خاموش خواهد شد.

رعایت استانداردهای زیست محیطی

این فرآیند هیچگونه آلودگی زیست محیطی از قبیل دود و گازهای گلخانه ای ایجاد نکرده و به جهت بسته بودن کامل روند فرآیند امکان هیچگونه نشتی و هدر رفت در سیستم وجود نخواهد داشت. پکیجهای تولید هیدروژن گازی در این فرآیند قابلیت تولید هیدروژن گازی با فشار بالا بدون نیاز به کمپرسور در مرحله پیش فرآیند مایع سازی هیدروژن را دارا میباشند. همچنین امکان ساخت این سیستم بر اساس شرایط و نیازمندی‌های فرآیندی در صنایع مختلف تاسیسات نفتی(با امکان نصب در ساحل و یا فراساحل)، نیروگاه‌های حرارتی، فرآیندهای نفتی و شیمیایی و سایر عملیات حرارتی وجود دارد.

مراجع در آرشیو چشم انداز نفت موجود است.



چرا کوچینگ سازمانی و چرا اکنون؟

فردین ایدی
مدیر پروژه‌های کوچینگ سازمانی آکادمی FCA

این اصطلاح با چند نام خوانده می شود: کوچینگ سازمانی، کوچینگ حرفه ای، رهبری، مدیریت کسب و کار یا کوچینگ در محل کار. اما این اصطلاح به چه معناست و چگونه میتواند به شما کمک نماید؟

کوچینگ سازمانی به چه معناست؟

کوچینگ سازمانی فرایندی است که افراد را به ابزارها، دانش و فرصت هایی مجهز می کند که نیاز دارند خودشان را برای مؤثر و کارآمد بودن در تعهدی که نسبت به خود، شرکت و کارشان دارند، کاملاً رشد و ارتقا دهند. نوعی «مشارکت هدفمند» با تمرکز بر رشد و توسعه فرد در جهت تبدیل شدن او به «بهترین نسخه خود» طراحی میشود تا فرد بتواند شایستگی و استعدادهایش را به نمایش بگذارد.

فرایندی به دور از منیت و خودخواهی که در آن لحظاتی با قابلیت کوچ پذیری مؤثر خلق می شوند تا تمایزها و برتری‌های فرد بیرون کشیده شود و تغییر در تفکر و رفتار افزایش یابد.

بسیاری از سازمانها، محققان و رهبران، کوچینگ را به عنوان «شایستگی مدیریتی» تعریف کرده اند. علاوه بر این، کارکنان نیز بارها و بارها تقاضای کوچینگ داده اند. در واقع، کوچینگ حقیقی انعطافپذیری و اثربخشی کارکنان و سازمانها را در ایجاد تغییر و تحول، ارتقا میدهد.

ما کوچینگ در محل کار را به عنوان مجموعه ای از مهارت ها، فرایندها و دانشی تعریف می کنیم که افراد با استفاده از آن خود را در ایجاد بیشترین اثرگذاری درگیر میکنند و در حین درک و تجربه تغییرات مداوم، همواره در حال نیرو بخشیدن به خود و سازمانشان هستند.

اگرچه کوچینگ از یکسری مهارتها و توانایی‌های مدیریتی بهره می برد، اما کوچینگ در محل کار، مهارت‌های مدیریتیِ دوباره تعریف شده نیست. کوچینگ با رشد، پیشرفت و کامیابی کارکنان سروکار دارد و این کار را از طریق حذف موانع با هدف نمایش و افزایش خلاقیت فرد انجام میدهد. این درحالی است که مدیریت تنها با نظارت، ارزیابی و دستابی به اهداف سروکار دارد.

هرچند کوچ‌ها از تجارب خود استفاده خواهند کرد، موقعیتها را تشخیص خواهند داد و در برخی موارد نیز به اظهار نظر یا ارائه پیشنهادهایی خواهند پرداخت، اما کوچینگ منتورینگ یا مشاوره نیست. کوچینگ تمام دانش و تجربهٔ فرد را بهکار میگیرد تا او را قادر سازد تحت فرایند کوچینگ قرار بگیرد و بهترین عملکرد، ارتباطات و راهکارهای خود را خلق نماید و توسعه دهد.

و در نهایت، کوچینگ آموزش دادن یا تدریس نیست. کوچها اطلاعات را در اختیار افراد قرار می دهند و از افرادی که تحت کوچینگ آنها قرار دارند در جهت توسعه مهارتها و دانششان حمایت میکنند.

چرا کوچینگ در محل کار و چرا اکنون؟

کوچینگ باعث ارتقا و بهبود خلاقیت، عملکرد موفقیت آمیز و انعطاف پذیری می گردد و به سازمانها مزیتی رقابتی و روشی مؤثر عرضه میدارد تا در شرایطی همراه با تغییرات مداوم، به خوبی پیش بروند و فعالیت نمایند. سازمان‌های موفقی بزرگی در دنیا و ایران دریافته اند که مدیران باید توانایی کوچ کردن کارکنان خود و یگدیگر را داشته باشند. آنها کوچینگ را در برنامه توسعه مدیریت خود گنجانده اند.

کوچینگ در این سازمانها به عنوان «شایستگی مدیریتی» تعریف شده است. این سازمان‌ها می دانند که سبک سنتی مدیریت، یعنی «نظارت و کنترل»، دیگر در محیط و شرایط امروزی مؤثر نیست؛ شرایط و موقعیتی که به پاسخ و واکنش سریع، خلاقیت مؤثر و قدرتمند، انعطافپذیری، تلاش و عملکرد فردی نیاز دارد تا رقابت حفظ شود و ادامه یابد.

حفظ این موقعیت بسیار حائز اهمیت است و کوچینگ از توسعه شغل/ حرفه و رضایتمندی کارکنان که منجر به حفظ کارکنان ارزشمند میشوند،

حمایت می کند.
کارکنانی که کوچ می شوند تا کاری را انجام دهند، نسبت به آنهایی که برای انجام دادن آن کار مدیریت می شوند، بیشتر به نتایج کار و دستیابی به اهداف سازمان متعهد هستند و انرژی و زمان بیشتری صرف میکنند.
سازمانهای موفق نیز دریافته اند که برای حفظ و ادامه رقابت، آموزش مداوم نیروی کار امری ضروری است. با این حال، این آموزش بدون کوچینگ اثربخشی خود را به سرعت از دست می دهد و اغلب در رسیدن به تغییرات رفتاری پایدار مورد نیاز، ناکام می ماند.
درحالیکه آموزش یک «رویداد» می باشد، کوچینگ یک فرایند است؛ فرایندی که مرحله بعدی ارزشمند برای آموزش محسوب می شود تا اطمینان حاصل کند که دانش جدیدِ منتقل شده در واقع به یک رفتار آموخته شده تبدیل می شود.

کوچینگ هرگز بیش از اکنون و برای آینده ضرورت نداشته

حرکت روبه جلو و به سمت تغییر، امری عادی خواهد بود و انعطافپذیری و عملکرد فردی نیز برای موفقیت تیمی و سازمانی بسیار ضروری به نظر خواهد رسید. کوچینگ از اهرم قدرت و تواناییهای فردی برای به حداکثر رساندن عملکرد استفاده می نماید.
همچنین، کوچینگ امکان آموزش مستقیم حین کار و نیز آموزش به موقع را که متناسب با شرایطی خاص باشد، فراهم میسازد. کوچینگ با امکانپذیر ساختن تغییرات رفتاری، این امکان را برای پروژهها و افراد فراهم می کند تا به سرعت و با تلاش کمتر روبه جلو و پیشرفت حرکت کنند. امروزه تغییر در تجارت، اغلب بهصورت خطی نیست و به تغییر سریع به سمت مدل های کاملاً جدید نیاز دارد. کوچینگ حقیقی و راستین افراد را در ایجاد این تغییرات سریع که لازمهٔ مواجهه با خواستههای تجاری متغیر است، حمایت می کند.

در شرایط بازار امروز، ایجاد ارزش افزوده کلید موفقیت در کار است

کوچینگ موفق به ارزش کارکنان میافزاید و سپس آنها با ارائه بهترین خود، این ارزش افزوده را به سازمان تزریق میکنند. کارکنان میخواهند شاد، سازنده و خلاق باشند و کوچینگ، محیط و شرایطی را فراهم میسازد تا این اتفاق رخ دهد. کوچینگ همچنین با شناخت ویژگیهای منحصربهفرد هر کارمند، از تنوع حمایت میکند.
تحقیقات و تجربه نشان میدهد که وقتی کارکنان با نگرش و اندیشهای مثبت کوچ میشوند بهتر از زمانی که مدام ارزیابی شدهاند، عمل میکنند. محققان نیز مشاهده کردهاند که افرادی با نگرش مثبتتر، احتمال موفقیت بیشتری را در شغل و حرفه خود تجربه میکنند. کوچینگ منجر به افزایش نگرش مثبت کارکنان به عنوان مولفه اصلی پیشرفت می شود و این نگرش مثبت را از طریق حمایت مثبت خود تقویت مینماید.
نکته آخر اینکه، مهارتهای کوچینگ باعث ایجاد و ارتقاء عملکرد تیمی و کار گروهی، ایجاد انگیزه در تولید و فروش، بهبود مدیریت و همچنین افزایش سطح آگاهی نسبت به وجود تنوع و استفاده از آن می گردد. متخصصان منابع انسانی متوجه شدهاند که به منظور عملکرد بهینه در آینده، شرکتها نیاز دارند بهجای پر کردن و تکمیل شرح وظایف، کارکنانی متناسب با سازمان خود را استخدام نمایند. این سازگاری و تناسب کارکنان با سازمان از طریق کوچینگ ارزیابی و توسعه می یابد. مدیران نیز کارکنان خود را کوچ می کنند تا بیشتر به اعتماد به نفس شغلی برسند و شغلشان را به طور مؤثرتر توسعه دهند.

چه فردی در محل کار میتواند کوچ کند؟

امروزه مدیران موفق به منظور حمایت و ارتقاء عملکرد و توسعه فردی کارکنان، در حال گسترش مهارتهای کوچینگ خود هستند. همچنین، مدیرانی که از مهارتهای کوچینگ بهره مند هستند، از کوچینگ خالص به عنوان روشی اساسی برای حمایت و راهنمایی یکدیگر در شرایط چالش برانگیز بهره میبرند و به این طریق یکدیگر را کوچ می نمایند. درنهایت، مدیران ممکن است در یک وضعیت بازخورد ۳۶۰ درجه جهت ارزیابی عملکرد، بتوانند با کوچ کردن مافوق خود تواناییشان را در مدیریت افزایش دهند. کوچینگ نه تنها زمینهای برای بازخورد فراهم می آورد، بلکه فرایندی برای حمایت از تغییر رفتار نیز مهیا می سازد. بهترین کوچهای محل کار افرادی هستند که به جای پیروی از یک روش معمول که یکسان و بدون توجه به تفاوتهای فردی است، سبک و روش کوچینگ خود را درک کرده و آن را توسعه می دهند؛ افرادی که می دانند چگونه سبک خود را برای کوچ کردن دیگران «انعطاف پذیر» کنند و می توانند از طریق درک و توسعه مهارتها، از فرایند و مفاهیم کوچینگ به طور مؤثر استفاده نمایند.

مدیران چگونه مهارتهای کوچینگ را توسعه می دهند؟

مدیران شایستگی خود در کوچینگ را به شیوههای زیر توسعه می دهند:
افزایش آگاهی خود از کوچینگ و مزایای آن و همچنین پذیرفتن مفهوم و فرایند کوچینگ
آموختن مفاهیم و ابزارهای کوچینگ
شناخت سبک و سطح مهارت کوچینگ خود و آموختن نحوه شناخت ترجیحات دیگران برای کوچ شدن
تمرین کوچینگ با استفاده از بهترین ابزارهای کوچینگ و نقاط قوت خودشان و همچنین توسعه و تثبیت مداوم شایستگی کوچینگ خود از طریق بازخورد و کوچینگ مداوم
اگرچه در ابتدا ممکن است برخی مدیران بیشتر و راحتتر از دیگران به کوچینگ علاقه مند شوند و به آن عادت کنند، متوجه میشویم که مدیران و مشتریانی که با آنها کوچینگ را کار می کنیم، همه از آن لذت می برند و درصورتیکه از آنها با استفاده از یک مدل دریافتن و به کاربردن نقاط قوت منحصربه فردشان در کوچینگ حمایت شود، به کوچهای تأثیرگذاری تبدیل خواهند شد. به راستی که کوچینگ شرایطی برد-برد برای هر دو طرفِ کوچ و مراجع فراهم می سازد.

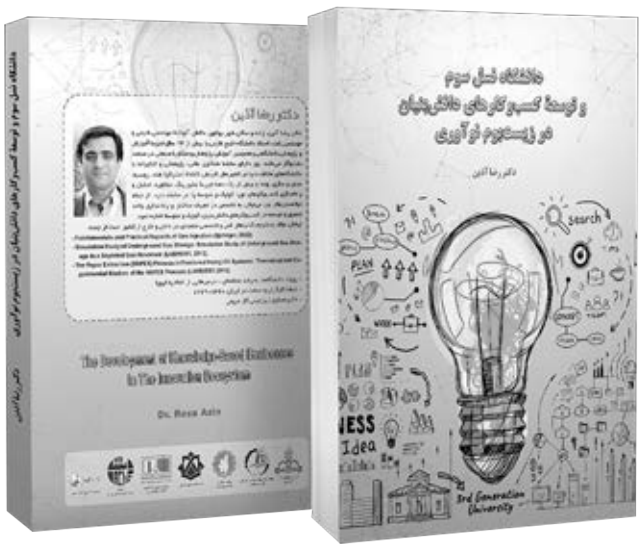
با اقتباس از سایت آکادمی کوچینگ فارسی زبانان

دانشگاه نسل سوم و توسعه کسب وکار دانش‌بنیان در زیست بوم نوآوری

نوآوری، راهبردی اساسی برای ورود کشور عزیزمان به جمع کشورهای توسعه یافته جهان با اقتصادی شکوفا، پویا و پایدار است. مفاهیم کارآفرینی و نوآوری، به طور گسترده در میان جوانان تحصیلکرده ترویج و تبلیغ میشود. برنامه‌های متنوع و متعددی نیز برای تسهیل و ترویج کسب‌وکارهای نوپا (کسب‌وکارهای نوآورانه، شرکتهای نوپا، استارتاپ یا هر نام دیگری که بر آن بگذاریم) در سطح ملی تعریف و اجرا میشود. تدوین و تصویب قوانین و مقررات حمایتی، رویدادهای کارآفرینی، جمعههای کارآور، تسهیلات مالی، سرمایهگذاری خطرپذیر، ناحیه نوآوری و... همه در جهت زمینهسازی و آمادهسازی فضای فعالیت کسب‌وکارهای نوآورانه انجام گرفته است. این کسب‌وکارها، مهمترین حلقه از زنجیره تولید و اقتصاد دانشبنیان هستند که بخش اعظم سیاست‌گذاریها، تسهیلگریها، قوانین و مقررات، سرمایهگذاری بخش دولتی به صورت زیرساخت، حمایت، وام کمبهره، یارانه، تضمین خرید و... با هدف توسعه این حلقه تعریف و اجرا میشود. همراهی دانشگاه‌ها با این برنامه‌ها در گفتمان اقتصاد دانشبنیان مطابق الگوی دانشگاه نسل سوم صورت میگیرد. منابع مفید و ارزندهای در خصوص تشریح و تبیین سیاست‌های دانشگاه نسل سوم و ارتباط آن‌ها با اقتصاد دانشبنیان به زبان فارسی منتشر شده است، لیکن آثار مکتوب اندکی با محتوای تجربیات کسب‌وکارهای نوپا و تشریح کامیابی و ناکامی، مسائل و مشکلات پیش روی آن‌ها در زیستبوم نوآوری ایران موجود است. با وجود همهٔ این برنامه‌ها و سیاستهای حمایتی، زیست‌بوم نوآوری کارآفرینی و توسعه کسب‌وکار دانش‌بنیان در ایران با تهدیدها و خطرات زیادی روبهرو است. شناخت و تحلیل این خطرات به بازیگران زیستبوم کمک میکند خود را مهیای رویارویی با آن‌ها نموده و آسیبها را مدیریت و خنثی نمایند. دانشگاه به عنوان یک بازیگر کلیدی زیستبوم نوآوری از دریچه آموزش و پژوهش (نسل دوم) وارد فرآیند نوآوری و کارآفرینی (نسل سوم) میشوند. گذار به دانشگاه نسل سوم نیازمند بازنگری عمیق در چهارچوبهای رایج و کلاسیک آموزش و پژوهش است. این بازنگری فراتر از طرح درس و شیوه تدریس است و به نوعی در هم تنیدگی و یکپارچهنگری در آموزش و پژوهش اطلاق میگردد. در این راستا، صنعت به مثابه کاربر علم و فناوری، جزئی از فرآیند آموزش است و کریدوری دو سویه از انتقال دانش و تجربه و نیاز فناورانه، میان دانشگاه و صنعت باز میشود که نتیجه آن میتواند به محصول یا خدمت فناورانه بیانجامد.

این کتاب در پنج بخش تنظیم شده است. در بخش نخست، اصولی از فرآیند آموزش در دانشگاه نسل سوم بیان میشود که در ارتباط مستقیم با پژوهش و نیازهای فناورانه صنعتی است و میتواند الگویی برای بازتعریف فرآیند آموزش در دانشگاه با هدف نوآوری و کارآفرینی باشد. این بخش بر پایه تجربههای دو دهه همکاری آموزشی با صنعت گاز به رویکردهای جدید از آموزش مهندسی و پیوند آن با تعریف مسئله، پژوهش و فناوری، و نوآوری تدوین شده است. در بخش دوم، مختصری از زیستبوم نوآوری و عناصر کلیدی فعال در آن معرفی میشود. از میان رویکردهای زیستبوم نوآوری، اصول حاکم بر الگوی جنگل بارانی معرفی و تحلیل میشود. اصول حاکم بر دره سیلیکون به عنوان الگوی موفق زیستبوم نوآوری در این بخش ذکر میگردد. همچنین به نقش حکمرانی و پارکهای فناوری در توسعه زیست‌بوم نوآوری اشاره میگردد. سیاستهای حمایتی دولتی و دستاوردها اعم از کامیابی و شکست این سیاستها در زیستبوم نوآوری در این بخش تحلیل خواهد شد. در بخش سوم، کارکرد دانشگاه نسل سوم در زیستبوم نوآوری و پیشنیازهای گذار از دانشگاه نسل دوم (آموزش و پژوهش) به نسل سوم (آموزش، پژوهش و نوآوری) مورد بحث قرار میگیرد. دانشگاه صرفاً با تکیه بر چهارچوبها و ظرفیتهای موجود خود نمیتواند این گذار را تجربه کند، بلکه نیازمند آمادگی ساختار خود برای ورود به زیستبوم، تعامل با سایر بازیگران و ایفای نقش در آن است. در این بخش، تجربه دانشگاه کمبریج به عنوان یکی از پیشتازان توسعه علمی و سرآمد در گذار از نسل دوم به نسل سوم مطرح و تحلیل میشود. در بخش چهارم، اصول سادهای از توسعه کسب‌وکار یا توسعه محصول در زیستبوم نوآوری مرور میگردد. مواردی همچون تیم‌سازی، تأمین مالی و جذب سرمایه، تحقیق و توسعه و همچنین مخاطرات پیشروی کسب‌وکارهای نوپا در این بخش تجزیه و تحلیل میشود. در این بخش با تکیه بر تجربه سالیان در جلسات مشاوره تخصصی، سیاستگذاری، تدوین مقررات، جذب سرمایهگذار، برنامهریزی و تعریف ساختار تحقیق و توسعه در کسب‌وکارهای نوپا، تدوین، ارزیابی و داوری طرحهای کسب‌وکار، تلاش میشود سرخطهایی برای بهبود مسیر نوآوری، کارآفرینی و اقتصاد دانشبنیان تعریف گردد. همچنین، برخی از خطرات پیش روی کسب‌وکارهای نوپا در ایران معرفی و تحلیل میگردد. بخش آخر به مقوله مسئولیت اجتماعی کسب‌وکارها از دو منظر داخلی و جهانی میپردازد. در این بخش پس از مرور مختصری از پارادایمهای کلاسیک مسئولیت اجتماعی شرکتی به برخی تجربههای ایفای نقش مسئولیت اجتماعی کسب‌وکارهای ایران میپردازد. در ادامه، پارادایمهای جدید جهانی مرتبط با مسئولیتهای اجتماعی و مسئولیتهای فناورانه کسب‌وکارها همچون آرمانهای توسعه پایدار، فراخوان کسب‌وکارها برای اقدام و بوم کسب‌وکار سبز معرفی میگردد.

منابع علمی مورد استفاده در تنظیم مطالب این کتاب در پانویس هر صفحه ذکر شده است. همچنین، با توجه به این که تجربههای جهانی ذکر شده در این کتاب قابلیت جستجوی بهتر با زبان اصلی در شبکه جهانی اینترنت داشته باشد، پانویسهای مورد نیاز به زبانهای انگلیسی و آلمانی آمده است.



مقالات برگزیده
چهارمین کنفرانس بین المللی دوسالانه
نفت، گاز و پتروشیمی بوشهر

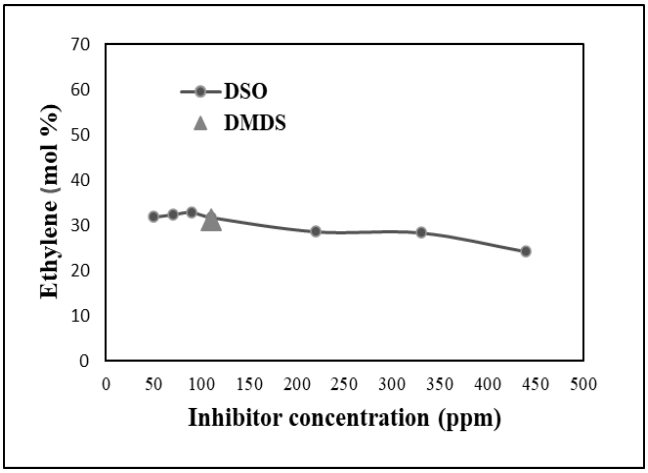


Figure 6. Ethylene production during ethane steam cracking as a function of DSO concentration as an inhibitor

After sulfur enters the cracking, it neutralizes the active radicals that cause coke formation. At the beginning of the process, the coil surface is an active site for coke formation. Then, by creating a coke layer on the metal surface, the formed coke layer is considered the active radical of coke formation. At each experiment stage, the amount of H2S output is also measured. According to the results shown in Figure 7, increasing the amount of DSO injection into the cracking process produces more H2S, which leaves the reactor with other products without positively affecting the coke formation.

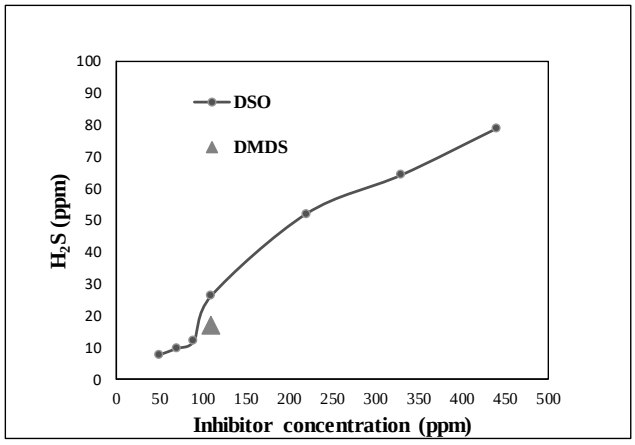


Figure 7. The rate of H2S production as a function of DSO concentration as an inhibitor

4. Conclusion

The results show DSO is not a suitable alternative for DMDS. Using DSO as an inhibitor will always have a higher amount of coke deposition in the ethane steam cracking process in different concentrations than DMDS. In addition, DSO does not affect ethylene production. However, if the DSO sample is refined in two steps and a high purity DMDS composition is extracted, it can be an excellent alternative for DMDS. By refining DSO and extracting DMDS from it, an industrial application is created for DSO and its environmental damages can be prevented. Studies also show that although we need sulfur to reduce coke formation in the cracking process, the type and amount of sulfur selected are critical. In cases where DSO enters the process at high concentrations, the H2S is produced by it without effect on coke deposition. It only increases the sulfur content of the output product.

References

[1] X. Ding, Z. Wang, B. Wang, and Z. Xing, "The effects of sulfides and sulfur/phosphorus-containing compounds on coke formation during thermal cracking of light naphtha," Asia-Pacific J. Chem. Eng., vol. 16, no. 1, pp. 1–19, 2021, doi: 10.1002/apj.2573.

[2] M. Patil, M. Djokic, K. Verbeken, M.-F. Reyniers, and K. M. Van Geem, "Effect of Phosphine on Coke Formation during Steam Cracking of Propane," Materials (Basel)., vol. 14, no. 17, p. 5075, 2021.

[3] J. Zhou, H. Xu, X. Luan, and X. Ling, "Influence of the SiO 2/S coating and sulfur/phosphorus-containing coking inhibitor on coke formation during thermal cracking of light naphtha," Fuel Process. Technol., vol. 104, pp. 198–203, 2012, doi: 10.1016/j.fuproc.2012.05.015.

[4] J. Wang, M.-F. Reyniers, and G. B. Marin, "The influence of phosphorus containing compounds on steam cracking of n-hexane," J. Anal. Appl. Pyrolysis, vol. 77, no. 2, pp. 133–148, 2006.

[5] M. Patil, S. A. Sarris, K. Verbeken, M. F. Reyniers, and K. M. van Geem, "Catalytic effect of dimethyl disulfide on coke formation on high-temperature alloys: Myth or reality?," Ind. Eng. Chem. Res., vol. 59, no. 34, pp. 15165–15178, 2020, doi: 10.1021/acs.iecr.0c01693.

[6] K. K. Parmar, G. Padmavathi, S. K. Sharma, and R. Jasra, "Effect of sulfur additives on coke formation during steam cracking of naphtha," J. Chem. Sci., vol. 133, no. 4, pp. 1–9, 2021.

[7] I. Dhuyvetter, M.-F. Reyniers, G. F. Froment, G. B. Marin, and D. Viennet, "The influence of dimethyl disulfide on naphtha steam cracking," Ind. Eng. Chem. Res., vol. 40, no. 20, pp. 4353–4362, 2001.

[8] J. Wang, M.-F. Reyniers, K. M. Van Geem, and G. B. Marin, "Influence of silicon and silicon/sulfur-containing additives on coke formation during steam cracking of hydrocarbons," Ind. Eng. Chem. Res., vol. 47, no. 5, pp. 1468–1482, 2008.

[9] J. Wang, M.-F. Reyniers, and G. B. Marin, "Influence of dimethyl disulfide on coke formation during steam cracking of hydrocarbons," Ind. Eng. Chem. Res., vol. 46, no. 12, pp. 4134–4148, 2007.

[10] N. Olahová, S. A. Sarris, M.-F. Reyniers, G. B. Marin, and K. M. Van Geem, "Coking Tendency of 25Cr-35Ni Alloys: Influence of Temperature, Sulfur Addition, and Cyclic Aging," Ind. Eng. Chem. Res., vol. 57, no. 9, pp. 3138–3148, 2018.

[11] M.-F. S. G. Reyniers and G. F. Froment, "Influence of metal surface and sulfur addition on coke deposition in the thermal cracking of hydrocarbons," Ind. Eng. Chem. Res., vol. 34, no. 3, pp. 773–785, 1995.

[12] C. D. Tan and R. T. K. Baker, "The effect of various sulfides on carbon deposition on nickel–iron particles," Catal. today, vol. 63, no. 1, pp. 3–20, 2000.

[13] N. Olahova et al., "Thermal decomposition of sulfur compounds and their role in coke formation during steam cracking of heptane," Chem. Eng. Technol., vol. 39, no. 11, pp. 2096–2106, 2016.

[14] American Petroleum Institute, "U. S. EPA HPV Challenge Program Data Review and Assessment for Reclaimed Substances : Submitted by : Petroleum HPV Testing Group," 2010.

[15] A. Khorami, S. A. Jafari, M. Mohamadi-Baghmolaei, R. Azin, and S. Osfouri, "Density, viscosity, surface tension, and excess properties of DSO and gas condensate mixtures," Appl. Petrochemical Res., vol. 7, no. 2, pp. 119–129, 2017.

[16] D. Morgott, C. Lewis, J. Bootman, and M. Banton, "Disulfide oil hazard assessment using categorical analysis and a mode of action determination," Int. J. Toxicol., vol. 33, no. 1_suppl, p. 181S–198S, 2014.

3.2. Extraction of DMDS from DSO

Extraction of DMDS from DSO is done in two steps using the distillation set-up. The DSO sample is heated by a digital balloon shuffle (500 cc), and since DMDS has a lower boiling point than DEDS and MEDS (Table 3), it is mainly collected from the top of the column and is named Ext1. In the second step, Ext 1 is used as a feed in the distillation set-up and Ext 2 is collected at the top of the distillation column. The two samples Ext 1 and Ext 2 are analyzed and the amount of their sulfur compounds are given in Table 3. With two stages of refining DSO, the amount of DMDS increases from 42.99% to 74.17% and the amount of the heavier component DEDS also decreases.

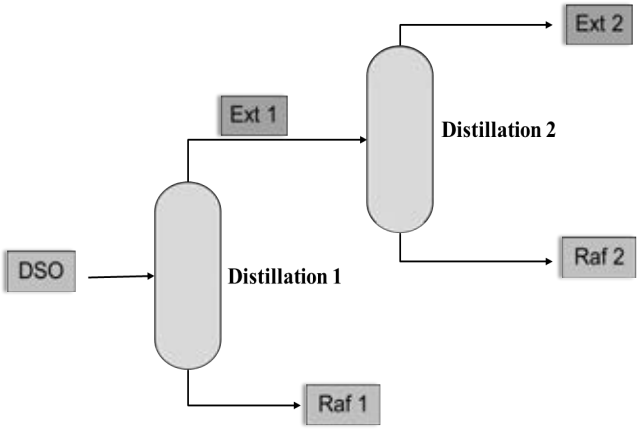


Figure 3. Schematic of DSO refining in steps

Table 3. Composition of DSO sample and its refined product

Component	Boiling point (°C)	Molar mass (g/mol)	DSO Sample (%wt)	Ext 1 (%wt)	Ext 2 (%wt)
DMDS	110	94.19	42.99	60.48	74.17
MEDS	132	108.23	43.58	35.93	24.84
DEDS	152	122.25	12.44	3.51	0.87

3.3. Cracking test

DSO and its refined samples are used in ethane's steam cracking, and the amount of coke formation in the presence of these sulfide-based compounds is determined. The amount of coke deposition in the presence of these compounds is compared with DMDS. As shown in Figure 4, in the presence of DSO, the amount of coke formation is much higher than DMDS, and Ext 1, which has a higher concentration of DMDS and the lower concentration of DEDS and MEDS compounds, has a more effective influence on declining coke formation.

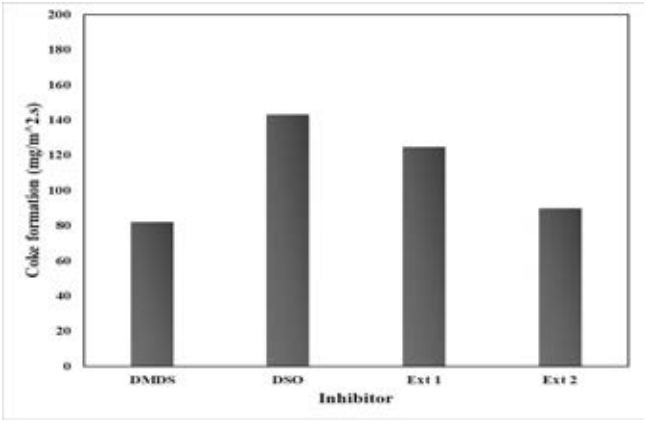


Figure 4. Amount of coke formation during ethane steam cracking in the presence of DSO, Ext1 and Ext2

Due to the fact that DSO is a source of sulfide and according to previous studies, sulfide compounds reduce the coke deposition and CO production in the steam cracking process, here DSO with different concentrations in steam cracking of ethane is used to find the optimized concentration of DSO with the best effect on coke formation. As shown in Figure 5, with increasing DSO concentration from 50 ppm to 90 ppm, the coke formation decreases and then has a sharp increase rate. Also, at no concentration, it can reduce the rate of coke formation as much as DMDS in the concentration of 110 ppm. Although DSO is a sulfide source, because the decomposition conditions of different compounds are different and various products are produced after decomposition, their effect on reducing coke formation is also different. In addition, according to Figure 6, it can be seen that DSO at low concentrations does not have a significant effect on the production of ethylene. Still, when its concentration increases due to the formation of higher coke, ethylene production is decreased. Increasing coke formation causes a pressure drop, clogs in furnaces, and reduces ethylene production.

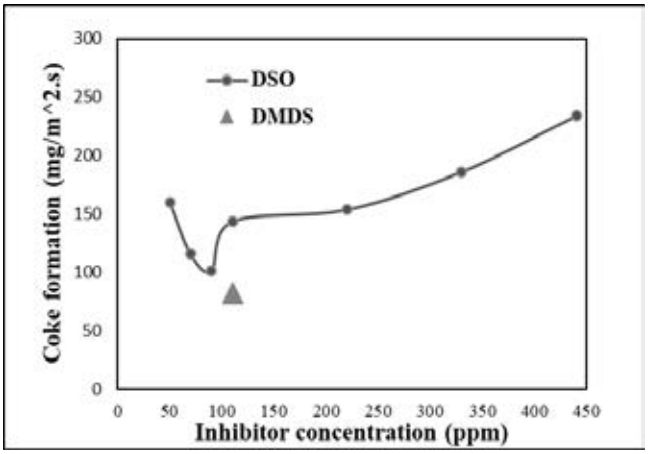


Figure 5. Rate of coke formation during ethane steam cracking as a function of DSO concentration as an inhibitor

collection balloon, Vigreux column and distilling adapter. The most important conditions required for this separation are complete and continuous contact between the vapor and liquid phases in the column, maintaining a proper temperature drop along the column, sufficient column length and sufficient difference at the boiling point of the liquid mixture components. Therefore, the distillation column is covered with insulation and the Vigreux column makes adequate contact between the two phases.

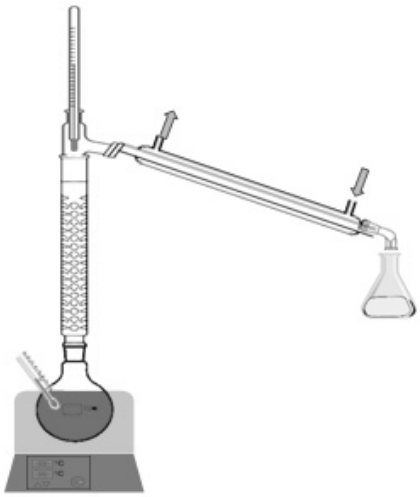


Figure 2. Schematic of distillation apparatus for separating valuable compounds of DSO

2.3. Procedure

Before feeding the ethane/diluent mixture to the reactor, the reactor's temperature was raised to 1123K under a nitrogen atmosphere. A thermocouple was inserted into the reactor until it touched the top of the reaction bed to control the temperature. The amount of precipitated coke is defined as the difference in the weight of a small coupon located in the reactor before and after coking experimental tests with a microbalance (0.1 mg accuracy).

The coupons were cut from the internal surface of industrial tubes (HP40) into small flat rectangles (2×11×14.8 mm). Then the specimens are polished to have similar surface roughness in all cases. The surface roughness of the material strongly influences the rate of coke formation. Before placing coupons inside the reactor, it was successively washed in a soap solution, rinsed with acetone and deionized water.

Basic HP alloy is a nickel-chromium-iron alloy with up to 1 % silicon. This composition makes the HP alloy resistant to oxidizing and carburizing atmospheres at high temperatures and provides high stress rupture properties in the range 1800-2000 F. It is used for ethylene pyrolysis tubing, steam methane reformer tubing, heat-treating fixtures and radiant tubes.

Under the same cracking conditions, three coking tests were repeated, and the mean value of the mass of coke deposited on the specimen for three trials was employed as the final result.

Also, compounds of DSO have different boiling points, so they can be separated using the fractional distillation method. Then these compounds are used in the cracking process as an inhibitor in the same method as before.

3. Results and Discussion

3.1. Identify DSO composition

In this article, four different DSO samples are used (Table1). To accurately identify the compounds in DSO, GC-MS analysis is performed, and the results are shown in Table 2. As can be seen, DSO consists mainly of three compounds DMDS, DEDS and MEDS. The differences in the composition of the DSO sample are due to various feed and operating conditions of the mercaptan removal process from the hydrocarbons. The higher amount of sulfur in the feed cause more amount of sulfur in the DSO sample. According to Table 1, the amount of sulfur in the sample (III) is higher than other samples and mainly comes from DMDS and MEDS.

Table 2. GC-MS analysis of different samples of DSO

Peak Number	Sample (I)		Sample (II)		Sample (III)		Sample (IV)	
	Area%	Compounds	Area%	Compounds	Area%	Compounds	Area%	Compounds
1	17.25	DMDS	14.27	DMDS	42.99	DMDS	32.46	DMDS
2	36.16	MEDS	40.3	MEDS	43.58	MEDS	43.79	MEDS
3	43.21	DEDS	41.29	DEDS	12.44	DEDS	19.63	DEDS
4	1.2	Dimethyl Trisulfide	0.84	Dimethyl Trisulfide	0.49	Dimethyl Trisulfide	0.48	Dimethyl Trisulfide
5	0.32	2-Hydroxy-5-nitropyridine	0.06	Isopropyl alcohol	1.67	Disulfide, methyl (methylthio)	1.66	Disulfide, methyl
6			1.11	5-chloro-benzofuran	0.29	Ethanethiol, 2,2'-thiobis	0.29	Ethanethiol, 2,2'-thiobis
7			2.03	Thieno-(3,2b)-thiophene	0.28	Ethane, 1,1-bis(methylthio)	0.35	1,4-dimethyltetrasulfide
8			0.11	Dimethyl tetrasulphide	0.35	1,4-dimethyltetrasulfide	0.16	Phenol, 4-bromo-

(DSO) is a by-product of the mercaptan removal process from hydrocarbons, a combination of trisulfides and dialkyl disulfides[14]. This sulfur-based compound pollutes the environment. There is currently no practical use for this waste material, so it is either burned in the flares or injected into the ground. Burning DSO produces sulfur oxides, causes air pollution, and injecting it into the earth causes soil pollution[15]. Furthermore, DSO›s exact physical and chemical properties are not available, but various analyses have been performed on DSO production sources[14]–[16]. In fact, DSO›s composition relies upon feedstock quality in mercaptan removal and operating conditions.

DSO mainly consists of three compounds: DMDS, DEDS, and EMDS. This substance is also highly flammable, with low solubility in water and high vapor pressure, and is a yellowish liquid at room temperature and highly toxic[14]. Margott et al.[16] investigated hazards of DSO and using GC-MS showed that their sample of DSO consists of 90.3 %wt disulfides and trisulfides. They measured physical and chemical properties using ASTM and DIN standard methods and estimated environmental fate parameters from the EPI suite. DSO has variable composition, so the clear DSO environmental fate was unavailable. However, detecting all available evidence displayed that DSO is extremely hazardous to aquatic organisms with medium environmental continuity. In addition, Khorami et al. [15] investigated the influence of adding DSO to gas condensate and examined the surface tension, viscosity, density and other properties of DSO and its mixture with gas condensate.

This article investigates the possibility of replacing DSO with DMDS as an inhibitor in the steam cracking of ethane and extracting DMDS from DSO to make practical use of this worthless by-product. Therefore, analyses GC-Mass, atomic absorption spectroscopy (AAS), density, sulfur content and water content have been performed on various DSO sources. Also, DMDS has been used as an inhibitor in the cracking process and finally, the possibility of separating DMDS from DSO by partial distillation has been investigated.

2. Experimental Section

2.1. Material

Several DSO sources have been analyzed, and the specifications are given in Table1.

Table 1. Properties of the various sample of DSO sample

Component	Sample (I)	Sample (II)	Sample (III)	Sample (IV)
Density (g/cm^3)	1.03	1.07	1.02	1.04
sulfur content (%wt)	43.0006	49.5179	51.4519	45.1058
water content (ppm)	624	916	570	1023

2.2. Set-up

The setup is designed and constructed for the experiments of ethane steam cracking is shown schematically in Fig 1. It consists of three sections: feed section, cracking section and analysis section, each of which includes different parts.

Feed section: flow rate of ethane (99.9% purity) as hydrocarbon feed in steam cracking is set by Brooks mass flow control. Deionized water is introduced as a diluent for ethane to minimize coke formation by a syringe pump. The syringe pump is calibrated using a Volumetric flask (+0.1 ml) and stopwatch. Two bubble flow meters in the decoking process adjust the nitrogen and air flow rates. There are needle valves and pressure gauges on gases line.

Cracking section: distilled water and ethane with flow rates of 0.7 and 1700 mL/min enter a preheater. The preheater consists of copper coils that are heated electrically and an electronic control system controls its temperature. The feed and steam are then introduced to a spiral mixer fitted in the end section of the preheater to ensure proper mixing. The output stream of the preheater with a temperature of 873K is then conveyed to the reactor. The tubular reactor placed vertically inside an electrical furnace was constructed of SS304. A temperature controller controls the temperature of the system.

Analysis section: the gas product is passed from a water-cooled condenser to separate the steam. The pyrolysis gas was analyzed by gas chromatography. The calibration gas calibrated the concentration of each component and He was the carrier gas.

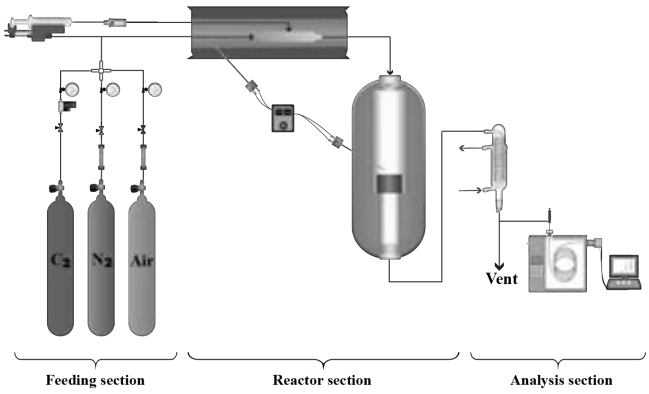


Figure 1. Experimental apparatus for studying of the influence of coke inhibitor additives in ethane steam cracking

The fractional distillation method is used to separate valuable compounds from DSO, the general schematic of which is given in Figure 2. It consists of a digital balloon shuffle (500 ml balloon), thermometer, condenser, product

Replacing DSO with DMDS in ethane steam cracking and investigating its effect on coke deposition and CO production

Somayeh Mohebi 1,2, *, Akbar Bolhasani1,2, Shahin Hosseini1, Soroush Karamian1,2, Ali Darvishi1,2, Faraz khanblouk1,3

1. Research and Development Center, Jam Petrochemical Company, Pars Special Economic Energy Zone, Iran

2. Department of Chemical Engineering, Shiraz University, Shiraz, Iran

3. Chemistry and Chemical Engineering Research Center of Iran (CCERCI), Tehran, Iran

ABSTRACT

Disulfide oil (DSO) is a by-product of refineries obtained by removing mercaptans from hydrocarbon compounds and has many adverse environmental effects. In this paper, we try to replace this base sulfide compound with the valuable DMDS, which is used in cracking furnaces for olefin production as a coke and CO inhibitor and evaluate the refining of this material to extract beneficial sulfide compounds such as DMDS in it. After extracting DMDS, it can be used directly in steam cracking of hydrocarbons. DEDS and MEDS are significant components of DSO and cannot reduce coke formation as much as DMDS due to their different decomposition temperature compared to DMDS. Also, each of them releases various free radicals after decomposition. Therefore, refining DSO and separating the DMDS from it, which is more valuable than other compounds, could make a suitable source of inhibitor for the olefin plants.

1. Introduction

Olefins production with steam cracking of hydrocarbons is one of the most crucial chemical industry fields. Steam cracking is performed at high temperatures (800-900°C) in tubular reactors made of heat-resistant iron-nickel-chromium alloys located vertically inside a furnace. Product yield depends on feed (ethane, propane, butane, gas oil, light and heavy naphtha) and operating conditions (temperature, pressure and residence time). Most ethylene production is when ethane feed is used and heavier feedstocks have lower ethylene production. Coke formation in a steam cracking furnace is one of the unfavorable products whose production is inevitable. Coke deposition on the inner surface of the cracking coil causes a pressure drop by plugging the coil and reducing heat transfer. Either of these effects must eventually lead to the shutdown of the furnace. Performing the offline decoking process reduces the run length of cracking furnaces. Also, CO formation is known as catalyst poison in downstream sections. Generally, to reduce the production of CO and coke additives are used. The most common additives used are phosphorus-containing compounds[1]–[4] and sulfur-containing compounds[1], [5]–[12]. This additive could influence the rate of coke formation, reduce CO production, and increase the conversion of desired hydrocarbons. Sulfur prevents CO and coke formation by creating a metal sulfide layer on the surface of coils. Different sulfur compounds have different effects on coke formation, which depends on the substance's decomposition temperature and nature. During the last two decades, many efforts have been made to find the appropriate inhibitors of coke formation. In addition to decreased formation of coke and CO, a suitable inhibitor must not affect the product yields and not cause corrosion in the coil.

Tan and Baker [12] studied the effect of different sulfides (DMDS, DMS, H2S) on the rate of coke formation on nickel-iron particles. Also, Olahava et al.[13] investigated the thermal decomposition of sulfide compounds such as CS2, DMDS, DMS and DMSO and their effect on the rate of coke deposition and CO production during the heptane steam cracking process. It should be mentioned that DMDS has been the best sulfide inhibitor used in olefin furnaces, and other sulfide materials are less efficient. Its effect strongly depends on the usage method and its amount. This article seeks to find a cheap and affordable alternative similar to DMDS.

Naturally, there is a highly corrosive and odorous substance called mercaptan in gas refinery products with the formula R-SH. Mercaptans are one environmental pollutant, so purification processes are needed to remove the contaminants in these products. Merox is a well-known process for removing mercaptans and hydrogen sulfide from LPG, light naphtha, kerosene and jet fuel. Disulfide oil

cost of renewable energies, so to achieve the net zero emission purpose, the developed countries must export the technology, required for cheaper generation of renewable energies to be employed for reduction of the consumption from fossil fuels.

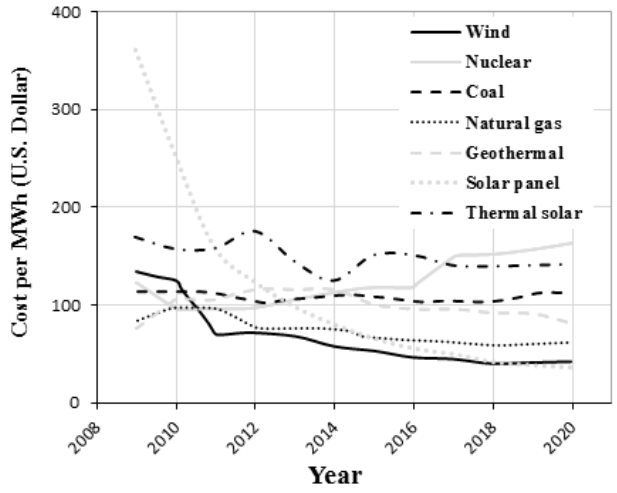


Figure 8. A comparison for cost of energy, generated by various fossil and renewable fuels [35].

6. Conclusion

Unwelcomed natural disasters due to climate change are concerned by many researchers, who recommend urgent action of countries against GHG emissions. IEA has determined some strategies to limit carbon emission by various sectors, that some relies on replacement of oil and coal by natural gas, for generation of energy and production of petrochemicals. Iran by owning the second largest resources of natural gas in the world can aid to achieve these objectives. In this paper, the opportunities for Iran's South Pars Zone where produces 75% of the required energy for the country using natural gas, to reduce emission, were investigated, related to increase of efficiency in consumption of fuel by industrial and transportation sectors and contribution to plastic recycling. Also, the potential of the region for generation of renewable energies was estimated. The available reports denote existence of good opportunity for producing of renewable energy by solar panels and wind turbines in the region, so by cancellation of the sanctions against the nation, it is estimated that export of natural gas and inefficient consumption of the fossil fuels by the industry and transportation sectors to be increased and using higher technology, a high capacity for generation of renewable energies to be created in the region.

References

H. Ritchie, M. Roser. "Emissions by sector." Our World in Data, 2020.
M. R. Mansouri Daneshvar, M. Ebrahimi, H. Nejadsoleymani. "An overview of climate change in Iran: facts and statistics". Environ Syst Res, vol. 8(7), 2019.
S. Ashraf, A. Nazemi, A. AghaKouchak, "Anthropogenic drought dominates groundwater depletion in Iran". Sci Rep vol. 11, pp. 9135, 2021.
R. Zahedi, A. Zahedi, A. Ahmadi. "Strategic Study for Renewable Energy Policy, Optimizations and Sustainability in Iran". Sustainability, vol. 14, pp. 2418, 2022.
"Iran's petrochemical industry yearbook". Iran National Company of Petrochemical Industry, 2020 (In Persian).
L. Moosmann, H. Neier, N. Mandl, K. Radunsky, "Implementing the Paris Agreement – New Challenges in view of the COP23 Climate Change Conference". European Parliament, Policy Department for Economic and Scientific Policy, Brussels, 2017.
S. T. Dye. "Geoneutrinos and the radioactive power of the Earth". Reviews of Geophysics, vol. 50(3), pp. 3, 2012.
"The Future of Petrochemicals, towards more sustainable plastics and fertilisers". OECD/IEA, 2018.
T. A. Boden, G. Marland, R.J. Andres. "Global, Regional, and National Fossil-Fuel CO2 Emissions". Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, U.S.A, 2017.
J.G.J. Olivier, J.A.H.W. Peters. "Trend in Global CO_2 and GHG Emissions - 2020 Report". PBL Report, forthcoming, 2020.
M. Crippa, D. Guizzardi, M. Muntean, E. Schaaf, E. Solazzo, F. Monforti-Ferrario, J.G.J. Olivier, E. Vignati. "Fossil CO_2 emissions of all world countries - 2020 Report". EUR 30358 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2020.
M. Mirzaei, M. Bekri. "Energy consumption and CO_2 emissions in Iran, 2025". Environmental Research, vol. 154, pp. 345–351, 2017.
M. R. Lotfalipour, M. A. Falahi, M. Ashena. "Economic growth, CO_2 emissions, and fossil fuels consumption in Iran". Energy, vol. 35(12), pp. 5115–5120, 2010.
R. Alizadeh, M. Majidpour, R. Maknoon, S. S. Kaleibari. "Clean development mechanism in Iran: does it need a revival?". International Journal of Global Warming, vol. 10(1/2/3), p. 196, 2016.
S. R. Ersoy, J. Terrapon-Pfaff. "Sustainable transformation of Iraq's energy system: development of a phase model". Friedrich-Ebert-Siftung Jordan & Iraq, 2021.
S. R. Ersoy, J. Terrapon-Pfaff. "Sustainable transformation of Egypt's energy system: development of a phase model, Friedrich-Ebert-Siftung, 2021.
"Short-Term Energy Outlook". U.S. Energy Information Administration, International Energy Statistics, 2020.
IMF Country Reports No. 17/62 and No. 18/93, Islamic Republic of Iran IMF Country Report, 2018.
M. D. Coady, I. W. Parry, L. Sears, B. Shang. "How large are global energy subsidies?" International Monetary Fund, 2015.
S. Moshiri. "The Effects of the Energy Price Reform on Households Consumption in Iran". Energy Policy, vol. 79, 2015.
H. Mirshojaeian Hosseini, F. Rahbar. "Evaluation of the national and regional strategies for development of the petrochemical industry in the country". Seasonally Journal of Economy and Energy, vol. 21, pp. 29-65, 2009 (In Persian).
C. D. Elvidge, M. D. Bazilian, M. Zhizhin, T. Ghosh, K. Baugh, F. C. Hsu. "The potential role of natural gas flaring in meeting greenhouse gas mitigation targets". Energy Strategy Reviews, vol. 20, pp. 156–162, 2018.
O. Saheed Ismail, G. Ezaina Umukoro. "Global Impact of Gas Flaring". Energy and Power Engineering, vol. 4, pp. 290-302, 2012.
https://skytruth.org/
G. Gaulier, S. Zignago. "BACI: International Trade Database at the Product-Level". CEPII Working Paper, N°2010-23, 2010.
A. Milovanoff, H. C. Kim, R. De Kleine, T. J. Wallington, I. D. Posen, H. L. MacLean. "A Dynamic Fleet Model of U.S Light-Duty Vehicle Lightweighting and Associated Greenhouse Gas Emissions from 2016 to 2050". Environ. Sci. Technol, vol. 53(4), pp. 2199–2208, 2019.
B. Mousavi, N. S. A. Lopez, J. B. M. Biona, A. S. F. Chiu, M. Blesl. "Driving forces of Iran's CO_2 emissions from energy consumption: An LMDI decomposition approach". Applied Energy, vol. 206, pp. 804–814, 2017.
IPCC, "Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories". Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, vol. 2, 2006.
H. F. Lund. "Recycling hand book". McGraw-Hill Publisher, 1993.
M. Chanda, S. K. Roy. "Plastics Fabrication and Recycling". Taylor & Francis Group, LLC, 2009.
https://nipc.ir/
https://globalsolaratlas.info/download
https://globalwindatlas.info/download/maps-country-and-region
N. Ghorbani, A. Aghahosseini, C. Breyer. "Assessment of a cost-optimal power system fully based on renewable energy for Iran by 2050 – Achieving zero greenhouse gas emissions and overcoming the water crisis". Renewable Energy, vol. 146, pp. 125-148, 2019.
"Renewable Power Generation Costs in 2021". Irena, 2022.

produce plastic bags and second grade PE pipes. Also knowing existence of a high demand for polystyrene in the construction industry, supply of appropriate waste plastics to produce second grade polystyrene seems to have a good market.

Nowadays, trade of waste plastics has a large market volume worldwide with various materials, so the countries can choose their required plastics according to the stock. Figure 6 shows the main exporter and importer countries in the waste plastic market. The largest importers of waste plastics are Malaysia, Chinese-Taipei and Vietnam. This figure shows that some high income countries such as USA and Canada have active role in both import and export in favor of their benefits for production of the recycled plastics. By appropriate selection of a waste plastic stock from this market, some countries

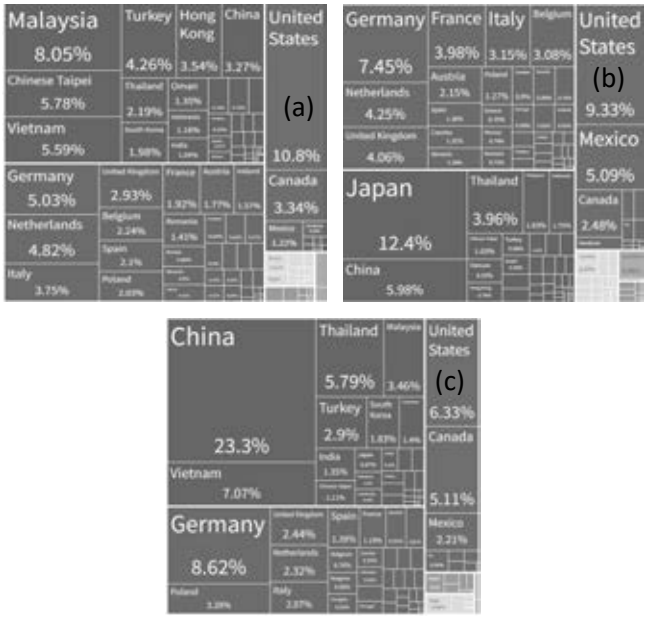


Figure 6. (a) main importers of waste plastics, (b) main exporters of waste plastics, (c) main exporters of bags and sacks of polymers of ethylene [25]. (data for 2020)

like Thailand, Vietnam and Turkey with less hydrocarbon resources, produce a large amount of second grade plastics and took a good share from downstream petrochemicals market, as is seen in Figure 6(c).

5. Generation of renewable energies

As shown in Figure 1, 73.2% of GHG emission takes place through burning fossil fuels for energy uses, thus its replacement by renewable energies will influence mainly on reduction of emission. In addition to its large resources of fossil fuels, Iran is one of the best regions in the world to produce renewable energies, for example considering large number of sunny days with high irradiation to produce solar power [32, 33], and enough speed of wind to produce electricity by wind turbines, however the nation encounters some difficulties for development of renewable energies such as lack of expertise in technology and enough financing, which limit the share of non-hydro renewable energies to 0.1%. By experiencing water shortage in the recent years and reduction of hydro energy, the significance of other renewable energies has been better understood. Figure 7 shows high potential of South Pars Zone to develop renewable energies, considering high solar irradiation and high speed of wind, beside great potential to exploit from thermal solar energy.

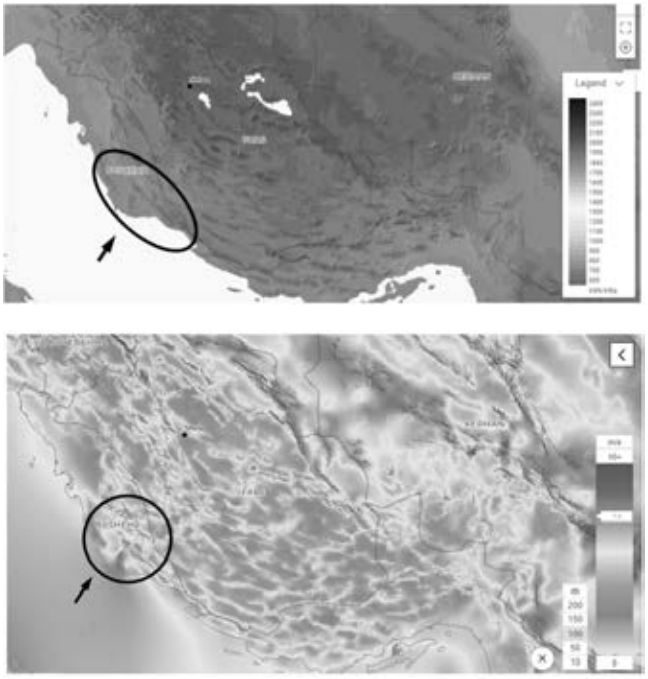


Figure 7. Effective parameters to estimate potential of renewable energy generation in Iran's South Pars Zone, (a) horizontal irradiation [32] (b) mean wind speed [33].

A main reason for less attempt of developing countries with large fossil fuel resources, is related to high subsidies given by government to the fossil fuels, when generation of renewable energies is expensive [34], so neither industries, nor people are not motivated to replace fossil fuels by renewable ones. Since existence of sanctions has created barriers against export of fossil fuels by government, there is no serious attempt to decrease high domestic consumption and increase the export. Increase of international price for fossil fuels in spite of reducing price of renewable energies, rationalize development of renewable energies, when recent progression of technologies has decreased the cost of renewable energies according to Figure 8. Nowadays by the aid of new technologies, generation of energy by solar panels and wind turbines costs less than generation of energy using fossil fuels. Figure 8 shows the influence of higher technology for

CNG[2] and LNG can also be used in aircrafts and ships, with considerable reduction of fuel price and GHG emission. Due to its more efficiency for long distances, LNG is offered for more heavy and suburban vehicles, however CNG is offered for those that stay within a region. Due to existence of large complexes for refineries and petrochemicals in South Pars Zone, large road and marine transport fleets exist in this region which cause large emission, however based on supply of enough natural gas in the region, the government can make useful regulation in favor of natural gas fueled vehicles. Regarding the large consumption of tankers from fossil fuels, there is an international trend by ship building companies to manufacture LNG fueled ships and tankers. Iran has the largest tanker fleet in the world and can reduce the emission in this sector, by conversion of the fuel system to LNG fueled system.

4. Recycling of waste plastics

Due to vicinity of Iran's South Pars Zone to the largest natural gas reservoir in the world and establishment of several refineries in the region, several large petrochemical complexes were set up in this hub, which consume natural gas for both feedstock and fuel, thus accounted for large carbon emission. IEA estimates the future of the carbon emission up to 2050 [9], by two scenarios as CTS[3] and RTS[4], when first scenario is related to the emission if global agreements against climate change will be respected and the second one is related to the current rate of emission, however a significant strategy which influences the transition from RTS to CTS, is related to recycling of plastics instead of production of virgin plastics. Because knowing that the demand for oil is estimated to grow 10 times between 2017 and 2030, while production of petrochemicals is blamed for 30% of this increase, by no implementation of plastic recycling strategy, production of plastics is estimated to consume 20% of the crude oil in 2050 [9], however by CTS, production of second grade plastics should reach aa third of total plastic production. By expansion of plastic recycling not only consumption of plastic for production of virgin plastic decreases, but also further emission due to disposal of more plastics reduces. Recycling of plastics though takes place now, its rate equal to 18%, is considerably less than recycling rate for other materials such as paper and steel, because of expensive processes required for cleaning, sorting and omission of impurities. One of the disposal methods in addition to incineration and landfill in some countries is related to emission to the oceans, which leads in many environmental problems due to long-term decomposition of the plastics. In spite of large amount of wastes emitted to oceans by Asian counties (equal to 81% of the total waste emissions to oceans), this disposal method in Iran is refrained, but instead, a large part of wastes is landfilled, which in turn, pollutes the water resources and space and occupies large lands.

Regarding the existence of petrochemical complexes in Iran's South Pars Zone, there is an easier way to constitute the recycling units in this region. The government also, can determine tax incentives and other supports to motivate the large plants to constitute recycling units. Although, to investigate feasibility of an investment plan, it is necessary to estimate lots of features comprised of market research, availability of the primary resources and supply chain, here the objective limits to a rough estimation of the potentials for production of second grade plastics by the large complexes. It is worthy to note that for production of second grade plastics, the melted waste material beside some amount of a virgin denser plastic is mixed in biaxial extruders to compose a homogenous plastic [29, 30]. For example, for recycling of HDPE[5], some virgin PP[6] is added to produce the second grade HDPE.

Table 1 shows the main petrochemical complexes in Iran's South Pars Zone and Figure 5 shows the main products in MTY. As shown in Figure 5, there is a minor share of LDPE beside considerable production of HDPE in the region, so production of second grade LDPE seems a good offer, applicable to

Table 1. Main petrochemical complexes in Assaluyeh hub.

Pardis	Zagros	Boushehr	Marjan
Noori	Mehr	Kavian	Farsa shimi
Pars	Jam-Etminan	Jam	Entekhab
Arya-Sasol	Morvarid	Takht-Jamshid	Hemmat

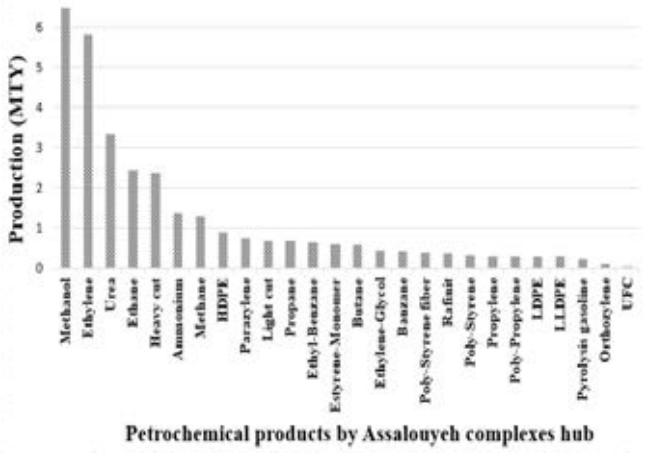


Figure 5. Amount of petrochemicals production by some of major complexes in Iran's South Pars Zone [31].

2. Compressed Natural Gas
3. Clean technology scenario
4. Reference technology scenario
5. High density Polyethylene
6. Polypropylene

sector. To understand the influence of the technology on reduction of emission, it is enough to consider the reports that demonstrate reduction of the emissions by 40% through implementing energy efficiency measures [15, 17]. The energy demand per capita in Iran is around twice of the global average [17] and 80% above average for the Middle East [18], and there is no serious intention to decrease this consumption, considering that government pays largest subsidies for fuel in the world [19]. The intensity of energy consumption per industrial production in Iran has been estimated four times of that used by Europe and almost nine times of that used by Japan. The reports [20] show that due to existence of low technology in the industry, there is a low chance for reduction of fuel consumption by this sector, if the subsidies are reduced by the government. Furthermore, reduction of emission is rarely regarded in the expansion plans for the industry [21].

Due to existence of natural gas refineries and petrochemical plants in South Pars Zone, this region accounts for gas faring in the country according to Figure 4, when some reports demonstrate that flaring accounts for 10%-19% of

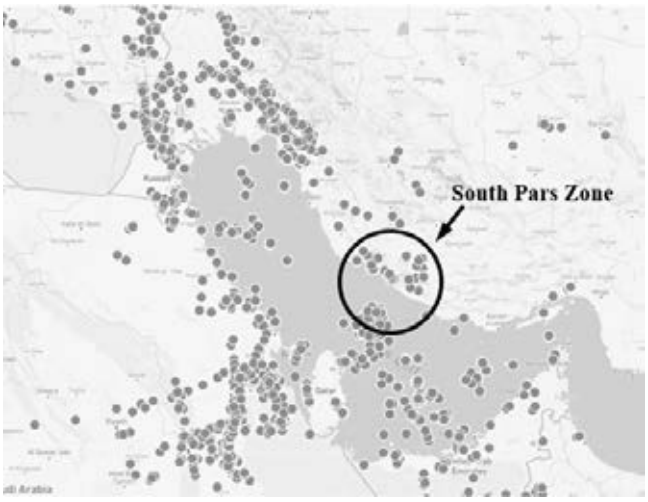


Figure 4. Flaring locations in the regions around Persian Gulf in 2021 [24].

the total carbon emission by Iran [22, 23]. Figure 4 indicates that in spite of its large share in energy generation in the country, less gas flaring locations are seen in this region. Although there are some funding international organizations in the world to mitigate from gas flaring by developing countries, they are not opened to Iran due to sanctions. Reduction of flaring is from the priorities in the federal plans to reduce emissions by the country, if there is enough investment.

The above descriptions for emission sources of industry sector in Iran indicate lack of advanced technology to reduce consumption of fuels, especially when the largest part of energy is generated by natural gas, which may be consumed more efficiently to increase its export to other countries with less resources. As a matter fact, regarding the large resources of natural gas in Iran, and international strategies to replace other fossil fuels by natural gas in favor of less emission, the country should use this opportunity for expansion of its export, according to practices by other countries. For example, Australia owning 1% of the natural gas resources, exports 18% of this fuel [25] and Qatar has employed the largest fleet of LNG[1] carriers in the world to export its natural gas worldwide. Although, to reduce carbon emission, nowadays, it is recommended to expand renewable energies, regarding the involvement of main strategies by IEA with replacement of other fossil fuels by natural gas, expansion of production is recommended for the countries with large resources like Iran. One of the main plans to achieve this goal is development of the plants for production of LNG in South Pas Zone.

3. Degrading of emission by transportation sector

Transportation sector is a main emitter of GHG emission, and it was blamed for 16.2% of the GHG emission in the world, in 2016. So, the vehicle manufacturers try to decrease the fuel consumption in the vehicles, by employing more efficient engines or decrease the weight, for example manufacturers in USA are trying to decrease weight of the vehicles by 30% and 50% in 2030 and 2050, respectively [26]. Another remedy is replacement of fossil fuels by renewable ones as applied in the electric vehicles.

High emission of carbon by transportation sector in Iran, which equals to a fifth of the entire emission [27], indicates low efficiency of the vehicles in consuming fuels, however due to low price of the fuels, high consumption of the vehicles is neither concerned by customers, nor by manufacturers of the vehicle in Iran. Inefficiency in fuel consumption take place when high amount of various pollutants emitted by the vehicles creates many problems and diseases against the health of people. So the government has some plans to reduce emission of pollutants by this sector such as manufacture of natural gas fuel vehicles, upgrading the public transport fleet, promotion of policies for urban traffic management and making mandatory regulations for manufacturers to implement European standards for fuel consumption [28]. There were around five million natural gas vehicles in Iran in 2019, which achieved second place in number of the natural gas fueled vehicles after China. Due to less price of natural gas, especially by increase of the price of oil and gasoline, many logistic fleets, shippers and public transit systems plan to convert the engine of their vehicles to be compatible with natural gas fuel.

1. Liquefied Natural Gas

lower than Euro IV standard [4]. Iran is the second country with largest natural gas resources. Since regarding its less pollutants, natural gas is known as the future fuel, it is appropriate to devise special plans for the regions where contain natural gas resources.

In this paper, some potential plans for carbon reduction by the industrial and transportation sectors as the in main emitters in Iran's South Pars Zone are proposed. Figure 2 shows the geographical location of this region, where is the closest region of the country to the largest gas field in the world, so a large capacity for gas refineries was established in this region, which produce 75% of the total natural gas required by all sectors in the country [5]. In the following, the existed opportunity for recycling of plastic in the region due to existence of petrochemical complexes is investigated and in the latter part of the paper, the potential renewable energies to be generated in this region are discussed, when due to non-efficient domestic consumption of natural gas, the amount of consumption in the near future is estimated to proceed the production capacity.

Figure 2. Geographical location and fossil fuel resources in Iran's South Pars Zone.

2. Degrading of emission by industry sector

Consumption of fossil-fuel to generate energy accounts for more than 90% of the GHG emission [6] in Iran, where 94% of electricity is generated using the fossil fuels, though, consumption of coal as the largest emitter from fossil fuels is less than 0.2% in Iran. To understand significance of natural gas for energy sector in Iran, it must be noted that around 65% of the total energy and around 70% of the electricity in 2020 has been generated using natural gas, however the latter ratio is around 24% in the world. Since Natural gas emits carbon-dioxide per joule when burning, 25-30% less than that of oil, and 40-45% than that of coal [7], it is estimated that generation of electricity in Iran emits less CO_2 than the world average emission by this energy, regarding larger share of oil and coal for generation of electricity in the world.

Another potential emitter of carbon in South Pars Zone is related to existence of many petrochemical complexes in the region, knowing that petrochemical industry consumes 14% of oil and 8% of natural gas in the world. To achieve net zero emission by 2050, IEA proposes some main strategies in petrochemical industry [8] comprised of CCUS (carbon capture, utilize and storage), conversion of feedstock from coal to natural gas and more efficient utilization of energy by shares equal to 35%, 25% and 25%. As seen, replacement of oil and coal by natural gas plays a significant role in these plans role, so when considering that all hydrocarbons consumed by this industry in Iran comprise of 75% gas and 25% oil in comparison to larger shares of oil and coal consumed by this industry in the world, if ignoring the influence of efficiency and flaring, less emission is estimated by this industry in Iran. With these regards, here the causes for high rank of Iran in carbon emission is investigated.

Figure 3 shows the amount of emissions by various sectors (with incomplete data for emission by land-use) in Iran between 1995-2016, compared to variation of GDP per capita. According to this figure, though in

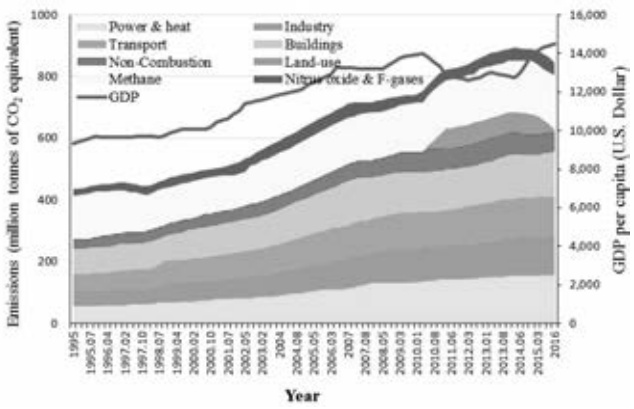


Figure 3. Emissions by various sectors in Iran, compared to variation of GDP per capita [9-13].

most part of the graph, GDP of the country increases when the amount of emission increases, there is a larger rate for increase of emission and in the latest part of this period, GDP decreases (partly due to sanctions of Iran) when the amount of emission is growing. In the other words, when during 2007-2016 the emissions by power, industry and building sectors increase, there is an inverse influence on GDP, which indicates low efficiency of consumption from fuels by these sectors. Although reduction of GDP by these years partly is attributed to reduction of exports due to sanctions, the reports say that there are other factors blamed for increase of emission such as lack of long-term plans and enough finance to decrease fuel consumption by various sectors [14]. To reduce the consumption, it is necessary to update the technology of operation in each

Carbon emission reduction plans for developing countries with natural gas resources, with a case study on Iran's South Pars Zone

A. R. Nazari [1,*], Z. Hajiani [2]
1. Department of Civil Engineering, Technical and Vocational University, Tehran, Iran
2. Department of Chemical Engineering, Technical and Vocational University, Tehran, Iran

ABSTRACT
Fast change of climate in the recent years, knowing that the influence of GHG emission is not excluded to the emitter regions, requires for commitment of all countries to implement carbon emission reduction plans. When a main strategy of IEA to mitigate more emission relates to replacement of oil and coal by natural gas, the regions where own large natural gas resources like Iran's South Pars Zone can take part in this plan by increase of the efficiency in consumption of fuel and expansion of the exports. In this paper, considering the emission shares by various sectors, the opportunities for reduction of emission by various sectors is investigated, and the barriers for development of renewable energies according to the high potential of the region are identified. The results denote that by access of the country to high technology, the cost for generation of renewable energies will decrease to be preferred instead of using fossil fuels.
GHG: Greenhouse gas

1. Introduction

Nowadays there is a global agreement that emission of greenhouse gas (GHG) is a main factor for occurring climate change, global warming and natural disasters such as flood, drought, deserting and soil corrosion which reduce agricultural products and food resources, increase poverty in societies and damage urban and rural infrastructure. The primary greenhouse gases in Earth's atmosphere are water vapor (H_2O), carbon dioxide (CO_2), methane (CH_4), nitrous oxide (N_2O), and ozone (O_3), however their increase leads in climate change, where most of this increase takes place due to human impact. For example, combustion of fossil fuels, manufacturing of cement and fertilizers and deforestation are some of the main factors blamed for CO_2 emission [1]. To understand the influence of energy uses on GHG emission, it is enough to see Figure 1 which shows that it is blamed for 73.2% of the emission in 2016.

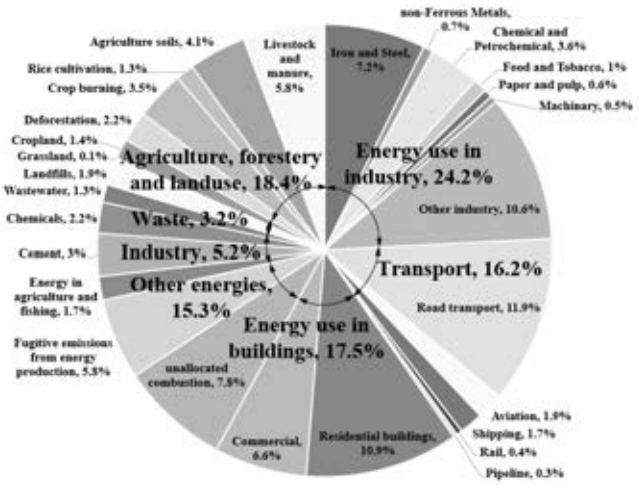


Figure 1. GHG emissions by sector [1].

The research shows that not only the impacts of emission are not limited to a region, but also maybe a region is exposed to more sever impacts of the climate change due to emissions in another region [1], so climate change is a global problem and should be opposed by all countries of the world. To mitigate emission, there are some international agreements such as Kyoto and Paris, between the world's countries who accepted to implement the plans for reduction of carbon emission. In these plans, usually some dates are targeted to verify suitability of the measures, for example 2050, known as net zero, in which the emission equals to consumption of CO_2.
Iran suffers from climate change problems, such as drought, large floods and dust storm although the nation itself accounts for eighth largest emitter of GHG in 2015 [2]. The reports show that 97% of the country experiences drought condition and significant loss of agricultural products due to climate change [3]. To mitigate carbon emission, the government targeted to increase the share of renewable energies to 5% of the total energy generation, cut gas flaring by 90%, decrease absolute energy consumption in the building sector by 5% and refrain production of the vehicles

پادیاب تجهیز

پیمانکار برتر پروژه‌های فرازآوری مصنوعی

ارائه کلیه خدمات مهندسی، تأمین، نصب و راه‌اندازی پمپ‌های درون‌چاهی ESP، PCP و ESPCP

تأمین و ارائه خدمات پمپ‌های انتقال سیال HPS و پمپ‌های چند فازی

کارخانه پیشرفته ساخت و تعمیر پمپ های درون چاهی ESP و پمپ های انتقال نفت HPS در استان خوزستان

آدرس:تهران، ونـــک، خیابان شیخ بهایی، کوچه سلمان، پـلاک ۱ کد پستی: ۱۹۹۱۷۱۶۹۵۲

تلفن: ۸۸۶۱۵۶۱۷-۰۲۱ فکس: ۸۸۰۴۵۱۷۶-۰۲۱ info@padyab.com www.padyab.com

شرکت توسعه و تولید
شیرهای صنعتی
رستا
گروه

www.rastagroup.net
Info@rastagroup.net