ماهنامه تخصصی نفت و انرژی

چشم انداز نفت

حامی ساخت داخل

۶۱

سال دوازدهم
اسفند ۱۴۰۳
۲۰۰ هزار تومان

بررسی دستاوردهای
شرکت مهندسی پژواک انرژی
در اجرای پروژه های EPD

روایت مهندس «ناصر علائی طالقانی» از بومی سازی تجهیزات سرچاهی

سنگربندی برای تست اولین Gate Valve ساخت داخل

معرفی پمپ‌های پرسرعت
درون چاهی
Ultra-High Speed ESP

الزام به «تولید فناور محور»
پیشنهادی برای توسعه نفوذ فناوری
در صنعت نفت

NARCOR؛ نرم افزار بومی
برای پیش بینی نرخ خوردگی در
بالای لوله‌های انتقال میادین ترش

توسعه صنایع
با اعتبار مالیاتی سرمایه گذاری
INVESTMENT TAX CREDIT

WWW.SEGALVENTURES.IR
TAXCREDIT@SEGALVENTURES.IR
۰۲۱ ۸۸ ۵۰ ۷۳ ۶۳
۰۹۳۹ ۷۷۱ ۱۷۷۰

راهکار نوین
تحول دیجیتال و هوشمندسازی

سرمایه گذاری سگال
SEGAL VENTURES

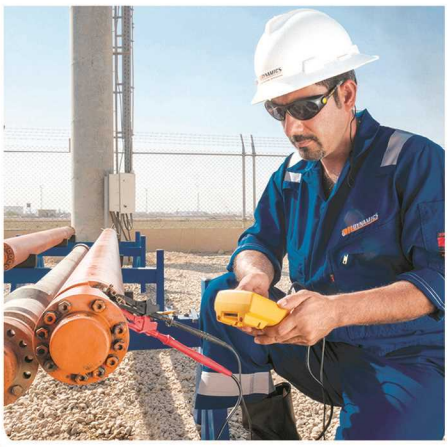
پارک نوآوری سگال
SEGAL INNOVATION PARK

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

پادیاب تجهیز



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 صنعت فولاد آلیاژی اصفهان

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

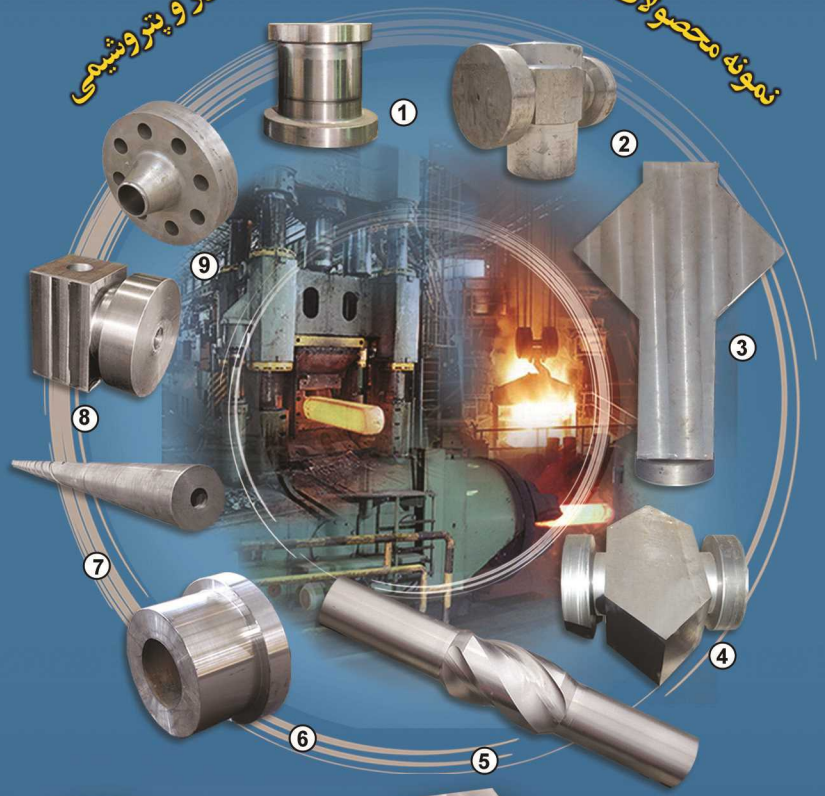
کیلومتر ۵۵ جاده اصفهان- مبارکه صندوق پستی: ۸۴۸۱۵/۱۴۴ مبارکه

تلفن معاونت بازاریابی، فروش و صادرات ۳۳۳۲۲۲۵۳ - ۳۳۳۲۷۶۰۰ (۰۳۱)

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

info@sfae.ir www.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

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

شرکت حامی آلیاژ آسیا نماینده رسمی فولاد آلیاژی اصفهان

شناسنامه
Petroleum Outlook

ماهنامه چشم انداز نفت
حامی ساخت داخل

سال دوازدهم شماره ۶۱. ماهنامه اسفند ۱۴۰۳
شماره ثبت ۹۰/۲۴۶۹۷

- صاحب امتیاز و مدیر مسئول: قدرت اله حیدری
- زیرنظر شورای سردبیری
- اسامی نویسندگان به ترتیب حروف الفبا:

علی اکبر آزموده، رضا آذین، احمد آذری، مرتضی احمدی، شیما استاد، حسین افشاریان، محمد علی ایرانمنش، رضا پدیدار، سمیه حسنی، عیسی حیدری، پیروز حیدری زاده، مهدی خدایاری، حامد زین العابدین قدیم، علی ذرعی فروش، محسن سخایی، فرزاد شریعت پناهی، حامد شعبان پور، محمد هادی صفایی، مینا طهماسبی معز، مجید عباسی، فروزان عبداللهی، مهسا عبداللهی، محمد حسین عرب نژاد، ناصر علایی طالقانی، محمد فولادی، علیرضا فضائلی، جواد مددی مقرب، سوران محمدپور، رضا مسیبی بهبهانی، حسام نوروزی

- گرافیک و صفحه‌آرایی: احسان دادرس
- عکس: سعید واشقانی فراهانی
- امور رایانه: گلچهره حیدری

- 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.

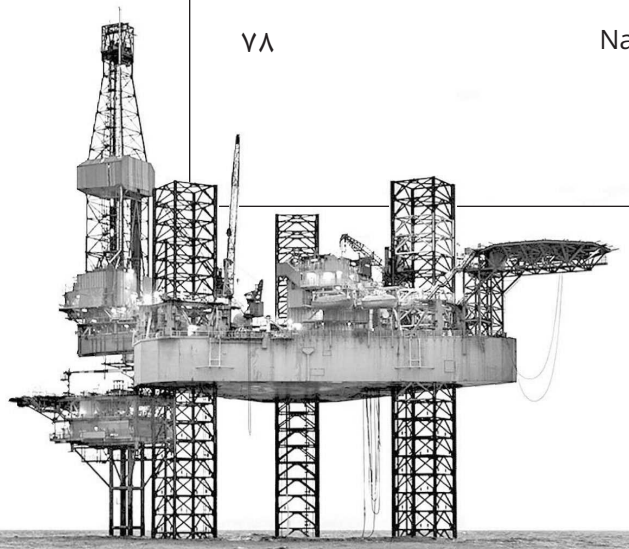
- نشانی: تهران، خیابان اسکندری شمالی، کوچه حمید، پلاک ۱۲، واحد۴

- تلفن امور آگهی و بازرگانی: ۰۹۰۱۳۴۲۱۳۷۷ ■ تلفکس: ۶۶۴۳۴۴۶۸-۰۲۱
- وب‌سایت: www.chashmandaz-naft.com
- اینستاگرام: chashmandaz_naft

- چاپ: گلبرگ ■ تلفن: ۳۸۲۰۸۹۵۸-۰۲۵

فهرست

سرمقاله	۳
چشم انداز صنعت نفت، گاز و پتروشیمی کشور در سال ۱۴۰۴	۴
مهندسی ایرانی، دارایی استراتژیک ملی	۷
مدیریت دانش و حصول اطمینان از یکپارچگی طراحی مهندسی کار بزرگ شرکت‌هایی مانند نارگان در این سال‌ها بوده است	۱۱
چارچوب بهره گیری از هوش مصنوعی در صنعت نفت و گاز	۱۴
«NARCOR» نرم افزار بومی برای پیش بینی نرخ خوردگی در بالای لوله‌های انتقال میادین ترش	۱۶
مدیریت یکپارچه دارایی‌ها در صنعت نفت و گاز	۱۸
تشریح ظرفیت مهندسی و انتقال دانش شرکت نارگان در بخش فراساحل	۲۲
روایت مهندس ناصر علائی طالقانی از بومی سازی تجهیزات سرچاهی	
سنگربندی برای تست اولین Gate Valve ساخت داخل	۲۵
بررسی دستاوردهای شرکت خدمات مهندسی پژواک انرژی در اجرای پروژه های EPD	۳۰
مروری بر نتایج نگاه سیستمی به برنامه‌ریزی حفاری چاه‌های نفت و گاز (نمونه موردی پروژه قزل تپه)	۳۳
طراحی و اجرای عملیات سیمان آستری چاه HP-HT در میدان گازی قزل تپه	۳۸
طراحی، مهندسی و بهینه سازی برنامه‌ریزی و عملیات چاه آزمایی در چاهHP-HT میدان گازی قزل تپه	۴۰
بازیافت انرژی‌های مازاد در فرآیندهای آب‌بر، راهکاری برای عبور از بحران انرژی	۴۳
معرفی پمپ‌های پرسرعت درون چاهی Ultra-High Speed ESP	۴۴
نقش تحلیل مهندسی در طراحی رشته تکمیلی چاه	۴۸
اهمیت و کاربرد زمین‌شناسی ساختاری در صنعت نفت	۵۰
کاربرد چاپگرهای سه بعدی در صنعت نفت و گاز	۵۴
شرح واحد های فرآیندی و تأسیساتی کارخانجات گاز و گازمایع	۵۶
مطالعه آزمایشگاهی پارامترهای شکست سنگ مخزن در مودهای مرکب	۵۸
تکنولوژی‌های نوین در صنعت تولید قیر	۶۵
ارزیابی اثر پارامترهای تزریق سیال بر فرایند شکست هیدرولیکی	۶۶
تحلیل حساسیت فرآیند تصفیه گاز با آمین به دلیل تشکیل رسوب و انسداد در مبدل حرارتی	۷۰
Performance and Stability of Graphene Oxide Nanofiltration Membranes in Water Desalination	۷۸



الزام به «تولید فناور محور» پیشنهادی برای تسریع نفوذ فناوری در صنعت نفت

قدرت اله حیدری
صاحب امتیاز و مدیر مسئول

طی چند سال گذشته ادبیات فناوری، نوآوری و دانش بنیانی در قالب برگزاری سمینار، کنفرانس و نشست‌های دانشی به وفور در کشور فرهنگ سازی شده است. بطوری که اغلب رویدادهای نفتی برگزار شده در سالهای گذشته پسوند فناوری را با خود یدک می‌کشد و تاثیر این فرهنگ سازی در ادبیات متولیان دانش بنیانی کشور به خوبی نمایان است. افزایش آمار شرکت های دانش بنیان وفناور و تعداد قراردادهای ساخت باراول منعقد شده با فناوران صنعتی گواهی بر این مدعاست.

این رویه منطقی و ارزشمند روی دیگری هم دارد. چرا با وجود این همه توانمندیهای فناورانه در میان شرکت‌های فناور و نخبگان علمی وصنعتی کشور، در فرایندهای عملیاتی منجر به تولید در صنعت نفت مشتمل بر تولید نفت وگاز در صنایع بالادستی، فراورده‌های استراتژیک در صنایع پالایشی و محصولات متنوع در زنجیره ارزش پایین دست پتروشیمی، کماکان از فناوری‌هایی که در طراحی اولیه واحدها توصیه شده است، استفاده می شود؟ به بیان دیگر ادبیاتی که برای توسعه کاربرد فناوری با ترجیح فناوری‌های بومی شده در صنعت نفت کشوردر بین سیاستگزاران رایج است، در بدنه عملیاتی این صنعت با چالش و اما و اگرهای فنی روبروست.

افزایش بهره‌وری برای بهینه‌سازی مصرف، تنوع بخشی به سبد سوخت به منظور رفع ناترازی‌های موجود، افزایش تولید از میادین نفت و گاز پرچالش، دسترسی به منابع نامتعارف هیدروکربوری، ضرورت تکمیل زنجیره ارزش صنعت پالایش، توسعه صنایع مرتبط با پایین دستی محصولات پتروشیمی و موضوعات مشابه به خوبی از سوی سیاستگزاران حوزه انرژی کشور ریل‌گذاری می‌شود که الزامات تحقق آنها استفاده از فناوری‌های نوین است و این الزام از آن جهت اهمیت دارد که اگر بنا بود با روش‌های معمول تحولی در فرایندهای ذکر شده ایجاد شود، انرژی کشور با این همه ناترازی روبرو نبود.

شاید زمان آن رسیده است که برای یکدست شدن فرهنگ ضرورت توسعه فناوری‌های نوین در صنعت نفت یک گام مهم و اساسی به جلو برداشته شود. یکی از راهکارهای پیشنهادی تغییر رویکرد در تعهدات تولیدی شرکت‌هاست. آنچه که در برنامه‌های پیش‌بینی تولید شرکت‌های تولیدی در زنجیره تولید نفت و گاز تا پایین دستی پتروشیمی در نظر گرفته می‌شود الزام به تولید (افزایش یا نگهداشت) است که پیشنهاد می‌شود این تعهد با تعهدی جدیدی بنام "الزام به تولید فناور محور" جایگزین شود. اگر سیاستگزاران بخش انرژی کشور در نهادهای حاکمیتی قانونگذاری، اجرایی و نظارتی در برنامه‌های پیش‌رو بتوانند صنعت نفت را ملزم کنند که بخشی از تولید تعهدی را از طریق فناوری‌های نوین که حتماً هم نباید فناوری‌های بومی شده باشد، محقق کنند، می‌توان امیدوار بود فرهنگ صنعت نفت دانش‌بنیان و فناورانه در فرایندهای عملیاتی منجر به تولید نفت و گاز و فرآورده‌ها و محصولات پتروشیمی نیز دیده شود.

با توجه به ضرورت حفظ پایداری شرایط تولید سبد انرژی کشور، می تواند بخش "الزام به تولید فناورمحور" از تعهدات جاری شرکت‌ها و مجتمع‌های تولیدی خارج شود و در تعهدات آتی آنها با مشخص شدن زمان و نحوه دستیابی به تولید فناور محور لحاظ شود. شاید هم در شرایط فعلی که با محدودیت‌های بین‌المللی برای صادرات نفت مواجه هستیم، این پیشنهاد می‌تواند بصورت پایلوت الگوی مناسبی برای تعهدات تولید نفت باشد.

چشم انداز صنعت نفت، گاز و پتروشیمی کشور در سال ۱۴۰۴

دکتر رضا پدیدار
رئیس کمیسیون توسعه پایدار، محیط زیست و استاندارد اتاق بازرگانی ایران

قبل از ورود به بحث اصلی چشم انداز و برنامه های مربوط به صنایع نفت و گاز کشور در سال پیش رو، باید عرض کنم که بطور اصولی توجه جدی و گسترده به برنامه ریزی انرژی در جهان و نیز ایران از دهه های قبل از اهمیت بسیار بالایی برخوردار بوده و بحران‌های عدیده انرژی بویژه بحران نفتی و وابستگی زیاد کشورها بویژه کشورهای توسعه یافته به سوخت های فسیلی نظیر نفت و گاز طبیعی در دهه ۱۹۷۰ ، توجه به سیاست گذاری و نیز برنامه ریزی انرژی را دو چندان نمود. همچنین توجه به امنیت انرژی کشورها، شکل گیری بازارهای انرژی و تبادلات منطقه ای انرژی، متنوع سازی منابع انرژی، بویژه استفاده از منابع تجدید پذیر و نو و چالش های جهانی ناشی از انتشار آلاینده های زیست محیطی و گازهای گلخانه‌ای در جهان، متخصصین و سیاست گذاران حوزه انرژی را به این مهم

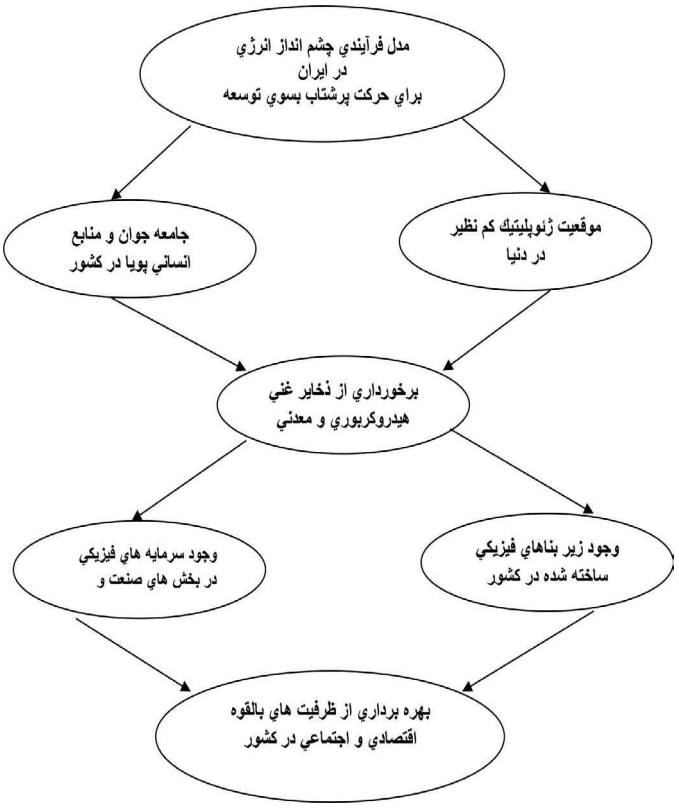
واداشته است که با دقت و اهمیت بیشتر به مسئله برنامه‌ریزی انرژی بپردازند.
با گذشت زمان و مطرح شدن مفاهیم مربوط به توسعه پایدار ، برنامه ریزی انرژی در سطوح ملی و بین المللی، جایگاه و اهداف خود را در راستای توسعه پایدار یعنی ابعاد اقتصادی، اجتماعی، زیست محیطی و نهادی قرارداده است. این در شرایطی است که در کشور نیز قوانین و اسناد بالا دستی مانند سیاست های کلی اصلاح الگوی مصرف، سند ملی راهبرد انرژی کشور تا افق ۱۴۱۴، سند چشم انداز وزارت نیرو و برنامه هفتم توسعه (پیشرفت) بصورت مستقیم به لزوم برنامه ریزی و سیاست گذاری متمرکز و هماهنگ دولت در بحث انرژی و تدوین و استقرار طرح و برنامه های جامع انرژی کشور پرداخته است. این اسناد و قوانین به همراه سایر قوانین و اسناد بالا دستی مانند چشم انداز صنعت نفت و گاز ایران در افق ۱۴۱۴، سیاست های کلی نظام در بخش انرژی، سیاست های کلی اقتصاد مقاومتی و نظایر آن بر بهینه سازی عرضه و مصرف انرژی و کاهش شدت انرژی، ایجاد تنوع در منابع انرژی کشور، رعایت مسایل زیست محیطی، تلاش برای افزایش سهم انرژی های تجدید پذیر و توسعه تبادلات انرژی با کشورهای منطقه و تقویت نقش ژئوپلیتیك کشور اشاره دارند که تحقق آن مستلزم برنامه ریزی یکپارچه انرژی در کشور با رویکرد توسعه پایدار می باشد. همچنین بر لزوم هماهنگی در تدوین برنامه ها و تصمیمات در سطح وزارت نیرو و نفت در هماهنگی با شورای عالی انرژی تاکید شده است.
توجه داشته باشیم که برنامه ریزی انرژی فرآیندی مستمر و سیستماتیك به منظور برقراری تعادل بین عرضه و تقاضای انرژی در یك چارچوب سیاستی مشخص و دستیابی به مجموعه ای از راه حل‌های مناسب برای رسیدن به توسعه پایداردر آینده است. استمرار فرآیند برنامه ریزی بخصوص در سطح ملی، لزوم وجود نهادی حرفه‌ای و متمرکز را برای امر برنامه ریزی انرژی در کشور ضروری می‌سازد که علاوه بر داشتن قابلیت های تخصصی در مدل سازی و برنامه ریزی انرژی و امکان بهره گیری از شبکه های متخصصین، امکان مشارکت و هماهنگی تمام ذینفعان و سیاست گذاران را در فرآیند برنامه ریزی فراهم سازد تا علاوه بر صحت و کیفیت نتایج، برنامه تدوین شده ضمانت اجرایی داشته باشد و در هماهنگی کامل با نهادهای ذینفع در کشور اجرا شود. همچنین بتواند نقش سیاست پژوهشی و مشاوره به سیاست گذاران در خصوص مسایل انرژی را ایفا کند و در زمینه مدیریت دانش و انتشار و اشاعه برنامه ریزی انرژی در کشور فعال باشد. در این صورت سند توسعه پایدار و چشم انداز صنعت نفت و گاز و پتروشیمی کشور با توجه به منابع غنی نفت و گاز و به منظور استفاده مطلوب و منطقی از این منابع سرشار در جهت رفاه نسل کنونی و تامین منافع نسل های آینده، بهره برداری از این منابع باید در چارچوب راهبرد توسعه پایدار بخش انرژی باشد. بدین ترتیب اهداف کلان حاکم بر این سند می بایست از راهبردهای اصولی و اساسی زیر تبعیت کند:

A- ایجاد اشتغال در مناطق محروم و جلوگیری از مهاجرت جمعیت
B- توجه همه جانبه به ایجاد و ازدیاد درآمدهای ارزی کشور
C- مراقبت کلان در برنامه های مرتبط با ایجاد رفاه اجتماعی
D- مدیریت بکار گیری فناوری های جدید غیر آلاینده در تمام سطوح
E- مدیریت فراگیر و همه جانبه برای حمایت از انرژی های نو و تجدید پذیر
F- ترویج همه جانبه و گسترده فرهنگ بهینه سازی مصرف سوخت
G- مراقبت گسترده برای عزم ملی جهت بهبود وضعیت هوا و محیط زیست
H- کمك به اجرای سیاست های اقتصادی آمایش سرزمین در مناطق مختلف کشور بویژه مناطق محروم که از مصادیق بارز توسعه پایدار است.

با توجه به نکات فوق و نیز ضرورت دستیابی به اصول و اهداف پیش گفته، ضرورت دارد که تمامی ابعاد و راهبردها در قالب چشم‌اندازهای تعیین شده در برنامه های بالا دستی در کشور دارای تصویری مطلوب و آرمان های قابل دستیابی در جامعه و در افق زمانی معین شده که متناسب با مبانی ارزشی نظام و مردم تعیین شود. در این زمینه ویژگی‌ها و مشخصات این روند بشرح زیر می‌تواند راهگشا باشد:

۱- قابل دستیابی در زمان مورد نظر و همچنین کمیت پذیر باشد.
۲- برآیند آثار ناشی از مولفه های قوت و فرصت از یك سو و رفع کننده نقاط ضعف و تهدید ها با توجه به جهت گیری های تعیین شده باشد .
۳- تصویر مطلوب از اهداف ممکن بدست دهد .
۴- برنامه ریزی استراتژیك برای دستیابی به چشم انداز مطلوب
۵- تجزیه تحلیل و شناخت محیط داخلی، محیط خارجی و بررسی تطبیقی تجارب سایر کشور ها و نیز نظرات مدیران ارشد حوزه انرژی.

در این رابطه می توان گفت که در تصویر چشم انداز ، آرمان ها و ارزش ها در راس قرار می گیرند و از رهنمود ها و نظرات خبرگان عالی کشور استفاده می شود . همچنین در تجزیه و تحلیل و شناخت محیط داخلی ، محیط خارجی و بررسی تطبیقی خارجی که بدان اشاره شد، عواملی مانند فرصت ها و تهدید ها بررسی می گردد و از تعامل نقاط کلیدی بدست آمده از این روند است که چالش های استراتژیك شکل می گیرد .

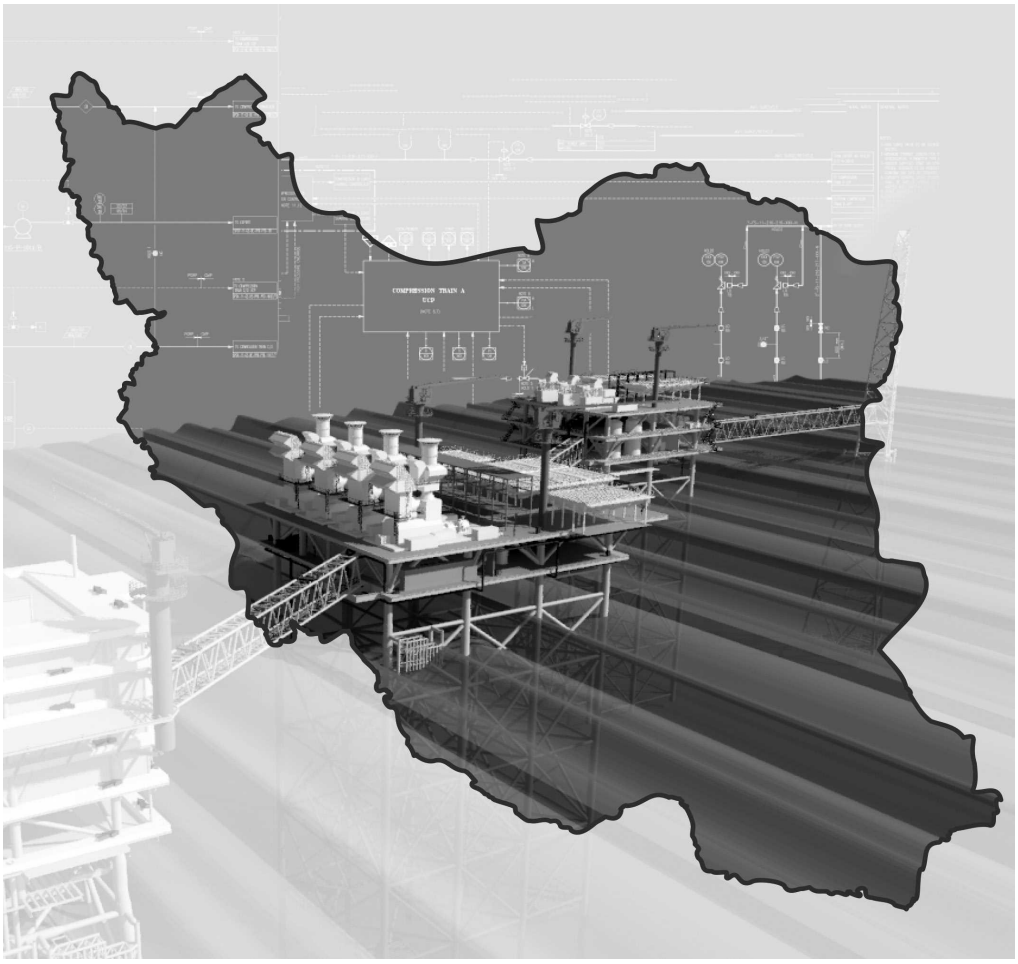


با توجه به نمودار بالا و نیز درك واقعیت های موجود در کشور ضرورت دارد که از تمامی ظرفیت‌های در اختیار بهره‌برداری نموده و با عزم ملی و بکارگیری ظرفیت‌های خالی و در اختیار بخش خصوصی واقعی در حال حاضر، نسبت به رفع نقاط ضعف سرزمین ایران اقدام

نموده تا از بروز هر گونه عارضه و نارسایی حاصل از فرآیند پیچیده اقتصادی و مدیریتی در کشور جلوگیری نمود. در این رابطه بخشی از نقاط ضعف کشورمان را بشرح زیر تقدیم می‌دارد.
۱- وابستگی دولت به درآمدهای نفتی و تبدیل نشدن ذخایر ملی به سرمایه های در گردش برای توسعه ملی که یك ضرورت جدی است.
۲- تمرکز و انحصار اقتصاد دولتی و سهم اندك بخش خصوصی در اقتصاد ملی
۳- سهم ناچیز منابع انسانی جوان و فعال کشور در تولید ثروت ملی
۴- بهره وری اندك نیروی کار، سرمایه و همه عوامل تولید ملی در تمام سطوح
۵- نبود تعادل در پهنه سرزمینی و نا برابری در توسعه در استقرار جمعیت و فعالیت در کشور
۶- روند شدید تخریب منابع خاك و محیط زیست و بیابان زایی بی‌حد و حصر
۷- کاربردی نبودن تحقیقات و ناکارآمدی نظام آموزشی کشور در حوزه انرژی
با توجه به نکات یاد شده، ضرورت دارد با همکاری و مشارکت تمام سطوح مدیریتی در کشور و بویژه با ایجاد یك پل قوی و مستحکم با بدنه بخش خصوصی در سطح ملی فرصت ها و تهدید ها در عرصه منطقه ای و بین المللی شناسایی شده و با عزم ملی نسبت به حضور موثر برای کلیه فعالیت های حوزه انرژی نقش پذیری خود را بانجام رساند. بر اساس بررسی ها و واکاوی های صورت گرفته و نیز با مطالعه کلیه برنامه ها و راهبردهای مصوب شده در کشور که متاسفانه جنبه عملیاتی پیدا نکرده است، می توان مواردی از نمونه های فرصت ها و تهدیدها در عرصه منطقه ای و بین المللی را معرفی که از این طریق بتوان با مشارکت ملی و نیز بکار گیری نخبگان و فعالان اقتصادی در کشور به اهداف کلان و مورد نیاز کشور بشرح زیر دست یافت :
الف - جهانی شدن در ابعاد اقتصادی و سیاسی در حوزه انرژی
ب - توجه همه جانبه به موقعیت ویژه ژئوپلیتیك ایران در مرکز بیضی انرژی منطقه (خاورمیانه ، اوراسیا و شمال آفریقا)
ج - توجه به نیاز جهانی به ذخایر هیدروکربوری و معدنی موجود در ایران
د - وجود ظرفیت های متعدد برای همکاری ها و گسترش بازارها و نیز سرمایه گذاری های مشترك منطقه ای و جهانی
هـ - وجود بازار مناسب برای محصولات نفتی و پتروشیمیایی ایران در بازارهای منطقه و جهان
و - وجود زمینه های فراوان در عرصه های توسعه و ایجاد صنایع مکمل و مشترك در کشور و منطقه براساس تقسیم کار منطقه ای
ز - اتحاد مصرف کنندگان نفت در کشورهای مختلف جهان با مدیریت شرکت های چند ملیتی
با عنایت به نکات و موارد پیش گفته می توان به این مهم تاکید نمود که صنایع نفت و گاز و پتروشیمی پیشتاز توسعه ملی محسوب شده و ایجاد کننده فرصت های جدید برای مدیریت کلان کشور در جهت تنوع بخشی به اقتصاد ملی و بهره برداری کامل از ظرفیت‌های نفت برای ارتقاء امنیت ملی و مهمترین عامل در ارتقای توان استراتژیك کشور خواهد بود. بنابراین با اتکاء به منابع درآمدی حاصل از ارزش افزوده این ثروت ملی، صنایع نفت و گاز کشور باید بسرعت توانایی های بالقوه و راهبردی خود را از طریق دنبال نمودن اهداف و سیاست های زیر و در چارچوب سیاست های کلی کشور در بخش نفت ارتقاء بخشد :
۱- روزآمد کردن شرکت های نفت، گاز، پالایش و پتروشیمی کشور و ارتقای آنها به سطح شرکت های بین المللی فعال و قابل رقابت اقتصادی در این بخش ها و تعیین دقیق رابطه مالی بین دولت و بخش نفت و گاز بر اساس اصول تجارت و روش های بنگاه داری.
۲- حداکثر سازی ارزش افزوده صنعت نفت و گاز کشور از طریق هم‌افزایی مزیت های نسبی با توسعه سرمایه گذاری در منابع و صنایع نفت و گاز، پالایش، صنایع پتروشیمی، صنایع انرژی بر و صنایع و خدمات مهندسی پشتیبان آنها (از جمله صنایع و خدمات دریایی).
۳- حمایت از ایجاد و تقویت بخش خصوصی در صنعت نفت کشور بویژه در بازرگانی نفت و نیز صنایع پایین دستی و صنایع و خدمات پشتیبان صنعت نفت و خدمات پیمانکاری و فنی و مهندسی با هدف حضور شرکت های ایرانی در بازارهای منطقه ای و جهانی
۴- ایجاد مرکزیت جذب، تولید و انتقال و ارتقای فناوری های نوین صنایع نفت و گاز، پالایش و پتروشیمی در منطقه خلیج فارس از طریق تعامل سازنده با کشورهای موثر در عرصه فناوری نفت و گاز در بازارهای جهانی و تقویت موسسات تحقیقاتی، علمی، فنی و توسعه مراکز R&D داخلی فعال در امور نفت، گاز، پالایش و پتروشیمی با استفاده از فناوری اطلاعات و ارتباطات و گسترش همکاری شرکت ها با نهادهای علمی و تحقیقاتی بین المللی بویژه فرآیند هوش مصنوعی در جهان
۵- حمایت از پذیرش سرمایه گذاران خارجی در توسعه صنایع نفت، گاز و پتروشیمی و تولید فرآورده های نفتی
۶- حمایت از سرمایه گذاری های مشترك کشورهای منطقه و یا ادغام شرکت های مرتبط در بخش پتروشیمی و صنایع پایین دستی نفت با هدف ایجاد شرکت های بزرگ تاثیر گذار در مقیاس جهانی
۷- ایجاد مرکزیت خدمات مالی، بازارهای پولی، سرمایه، بیمه، بورس، کالا، تجهیزات و امکانات صنعت نفت و گاز و خدمات لازم از طریق بازارها برای کشورهای منطقه و نیز ایجاد مرکز جذب سرمایه و تامین منابع مالی مورد نیاز از بازارهای جهانی با تاسیس نهادهای مالی مشترك
۸- مشارکت و توسعه همکاری های منطقه ای و بین المللی در امور اکتشاف، استخراج و بهره برداری از مخازن نفت و گاز و طرح های سرمایه گذاری بالا دستی و پایین دستی خارج از کشور با اولویت کشورهای منطقه و آسیا با هدف تضمین بازار و تقویت تعامل بین‌المللی.
۹- جایگزینی صادرات فرآورده های نفت، گاز و پتروشیمی به جای صدور نفت خام و گاز طبیعی و حمایت و تقویت زنجیره تولید ، پایین دستی صنایع نفت و گاز و پتروشیمی
۱۰- تاثیر گذاری در مدیریت بازار نفت و گاز جهان و استفاده از موقعیت ژئوپلیتیك کشور در حمل و انتقال نفت خام و فرآورده های آن، گاز طبیعی، مواد پتروشیمی و معاوضه نفت خام برای تصفیه در پالایشگاههای کشور
۱۱- تمرکز بر ایجاد زیر ساخت های لازم توسعه صنایع نفت، گاز و پتروشیمی و صنایع انرژی بر در مناطق مستعد کشور با اولویت سواحل و جزایر شمال خلیج فارس
۱۲- بهینه سازی مصرف همراه با کاهش شدت انرژی مصرفی در تمامی بخش های اقتصادی کشور
۱۳- سرمایه گذاری از طرف ایران در بخش های نفت و گاز و پتروشیمی در خارج از کشور براساس مدل های مطالعاتی / تطبیقی / ملی و بین المللی
۱۴- ایجاد ظرفیت تولید ۵/۵ میلیون بشکه روزانه نفت خام در پایان برنامه هفتم
امید است با درك واقعیت های یاد شده و انسجام ملی در طراحی و برنامه‌ریزی‌های مورد نیاز تا یك دهه پیش رو، از تمام ظرفیت‌های بالقوه و بالفعل کشور در حوزه انرژی استفاده شده و اقتدار ملی برای نقش و جایگاه ایران در مرکز بیضی انرژی خاورمیانه فراهم گردد.

مهندسی ایرانی، دارایی استراتژیک ملی

دکتر فرزاد شریعت پناهی
مدیرعامل شرکت نارگان



توسعه در هر کشوری نیازمند در اختیار داشتن و به کارگیری منابع استراتژیک است. چنانچه عبدالرسول دیوسالار در مقاله خود در کتاب مطالعات توسعه و مولفه منابع (۱۳۹۲) بیان می‌دارد که منابع ملی، منابعی هستند که در طرح توسعه می‌توانند دارای اثر بوده و حکم موتور محرکه توسعه را ایفا نمایند، با همین رویکرد می توان منابعی را که در توسعه کشور نقشی مهم و حیاتی ایفا می‌نمایند را منابع ملی و دارای ارزشی راهبردی دانست. در یک دسته بندی کلی می‌توان منابع را در سه گروه منابع طبیعی، منابع تولیدی یا سرمایه فیزیکی و منابع ناملموس دسته بندی نمود و چنانچه مطالعات آماری بانک جهانی در سال ۲۰۰۰ نشان می‌دهد، در کشورهای بسیار توسعه یافته پردرآمد، سهم منابع غیرملموس، که مهمترین بخش آن سرمایه انسانی است، در ترکیب منابع آن کشورها، بیش از هشتاد درصد می‌باشد. این داده ها بیانگر اهمیت بالای سرمایه های انسانی در هر کشوری برای توسعه بوده و همانند هر منبع دیگری، می‌باید توسط سیاستگزارن و مدیران کشور در بخش های مختلف دولت و همچنین بخش خصوصی، به خوبی مدیریت گردند.

بر همین اساس، در کشوری که مهمترین بخش های صنعتی آن، صنایع نفت، گاز و صنایع پایین دستی به عنوان اصلی ترین منابع تولید ثروت در کشور می‌باشند، نیروهای فنی و مهندسی و همچنین زیرساخت‌های توسعه یافته در شرکت های مهندسی، بخش مهمی از منابع غیرملموس آن به حساب می آیند که توجه به آنها، و استفاده صحیح از این منابع، نقشی حیاتی را در توسعه کشور ایفا می‌کند. شناخت دقیق این منابع و مدیریت صحیح آنها، خصوصا در شرایط تحریم های بین المللی، بسیار اهمیت دارد. چرا که مجریان دولتی باید آگاهی دقیق از نیازهای کشور در پیشبرد برنامه های

گروه درآمدی	سرانه (دلار)				سهم در ثروت کل (درصد)			
	ثروت کل	منابع طبیعی	منابع تولیدی	منابع غیرملموس	منابع طبیعی	منابع تولیدی	منابع غیرملموس
کشورهای کم درآمد	۷۲۱۶	۲۰۷۵	۱۱۵۰	۳۹۹۱	۲۹	۱۶	۵۵
کشورهای با درآمد پایین - متوسط	۲۳۶۱۲	۴۳۹۸	۴۹۶۲	۱۴۲۵۳	۱۹	۲۱	۶۰
کشورهای با درآمد متوسط - بالا	۷۲۸۹۷	۱۰۹۲۱	۱۶۴۸۱	۴۵۴۹۵	۱۵	۲۳	۶۲
کشورهای پر درآمد	۴۳۹۰۶۳	۹۵۳۱	۷۶۱۹۳	۳۵۳۳۳۹	۲	۱۷	۸۰
جهان	۹۰۲۱۰	۴۶۸۱	۱۶۱۶۰	۶۹۳۶۹	۵	۱۸	۷۷

جدول ۱- ثروت سرانه و اجزای تشکیل دهنده آن بر حسب گروه درآمدی (منبع: کتاب مطالعات توسعه و مولفه منابع- فصل پنجم: الگوی ترکیب منابع ملی در توسعه)

توسعه داشته باشند تا منابع مالی کشور را صرف واردات خدمات مهندسی قابل ارایه در داخل کشور ننموده و یا به دلیل عدم اطلاع از ظرفیت‌های موجود داخلی، برنامه‌های توسعه را به دلیل در دسترس نبودن منابع بین المللی در شرایط تحریم، متوقف و یا متاخر ننمایند. اما سوالی که در اینجا باید پاسخ داد این است که آیا مهندسی ایرانی، از کیفیت بالا در سطح بین المللی برخوردار است؟ به بیانی ساده تر، آیا ما مهندسی ایرانی داریم و می‌توانیم آن را به عنوان یک دارایی استراتژیک ملی به حساب بیاوریم؟

✓قدمت پنج هزار ساله مهندسی ایرانی

در پژوهشی نوشتاری توسط پروفسور رضاییان، جامعه استنفورد موسسه باستان شناسی آمریکا با همکاری جامعه دانشجویان ایرانی استنفورد کتابی را با عنوان ۵۰۰۰ سال مهندسی در ایران [۱]ارایه نمودند (۲۰۱۴) که در آن باستان شناسان، مهندسان و دانشمندان علوم کامپیوتری از ایران، آلمان، ایتالیا، انگلستان و ایالات متحده آمریکا به بررسی مستندات در این زمینه پرداخته‌اند. مثال‌های زیادی از نمونه های تاریخی مهندسی ایرانی را می‌توان یافت که نشان از ظرفیت‌های فنی ایرانیان از دیرباز دارد. بعنوان مثال، اولین قنات تاریخی در ایران با قدمتی پیش از دوره هخامنشیان در گناباد ساخته شده است که پس از ۲۷۰۰ سال هنوز پا برجاست. اولین باطری گالوانیک در دوره های زمانی پارتها و ساسانیان توسط ایرانی ها ساخته شده که معروف به باطری بغدادی بوده و برای عملیاتی نظیر آبکاری فلزات استفاده می‌گردیده است. اولین آسیاب های بادی با قدمتی نزدیک به ۳۰۰۰ سال پیش در ایران و برای پمپ کردن آب و یا آسیاب کردن گندم، نشان از توانایی ایرانیان در خلق فناوری های راهبری بوده و وجود بناهای تاریخی ماندگار و شاهکارهای معماری مانند چغازنبیل، تخت‌جمشید، مسجد نصیرالملک شیراز، حمام سلطان امیراحمد کاشان، منارجنبان، سی و سه پل، مسجد شاه اصفهان و... پیش و پس از اسلام، حاکی از این ظرفیت تاریخی است که مهندسی آنها توسط ایرانیان و نه غیر ایرانیان انجام یافته است.

اگرچه نگاهی به شاهکارهای مهندسی و طراحی در بناهای تاریخی ماندگار، قنات ها، و فناوری هایی که زیستن در این جغرافیا کم منبع و پر چالش را ممکن و بلکه مطلوب کرده بود، نشان می دهد که دانش فنی و مهندسی در ایران از دیرباز وجود داشته است اما تجربه تاریخی مهندسی ما به دوران باستان و عصر پیشامدرنی محدود نمی شود، بلکه بسیاری از شاهکارهای مهندسی ایرانی در دوران مدرنیته و پس از آن نیز در سالهای پیش از انقلاب روی داده اند. اگرچه باید تاکید داشت که در دوره ای نسبتا طولانی از زمان شروع مدرنیته در دنیا و پیش از آغاز مدرنیزاسیون در ایران، فاصله ای میان دانش و تجارب مهندسی و معماری گذشته ایرانی و نسل های بعد از آنها به وجود آمد، اما تقریبا از دهه های چهل و پنجاه شمسی مجددا تلاش برای بازیابی ظرفیت مهندسی داخلی آغاز گردید. در این دوره بود که ایجاد صنایع بزرگ و تحرک صنایع وابسته به آنها شامل طیف وسیعی از صنایع مانند خودرو، ماشین‌آلات کشاورزی، دریایی، تجهیزات نفت، گاز و پتروشیمی، هوایی، تولید انرژی و نیروگاه‌ها اتفاق افتاد. برخی از مهم‌ترین این فعالیت‌ها عبارتند از تأسیس شرکت‌های ماشین‌سازی اراک، ماشین‌سازی تبریز، تراکتورسازی تبریز، آلومینیوم ایران (ایرالکو)، هپکو، کشتی‌سازی خلیج‌فارس، کشتی‌سازی اروندان، واگن‌سازی پارس، موتوژن و پمپیران، راه‌اندازی ذوب‌آهن اصفهان، ذوب‌آهن گازی، موتور دیزل آذربایجان، افتتاح کارخانه لوله‌نورد اهواز، موتوردیزل پرکینز تبریز و ... که همگی ظرفیت هایی است که اگرچه با همکاری های خارجی ایجاد شده اند اما بدون مشارکت مهندسی ایرانی نبوده اند. مگر کسی جز آقای حسین امانت برج آزادی را که به نماد پایتخت ایران بدل شده است مهندسی کرده است؟ آیا ورزشگاه آزادی را کسی جز آقای عبدالعزیز فرمانفرماییان طراحی کرده است؟

در دوران جنگ نیز این مهندسی ایرانی بوده است که شاهکارهایی مثل ساخت پل بعثت با ۹۰۰ متر طول و عرض دو متر و یا ساخت طولانی ترین پل شناور نظامی دنیا یعنی پل خیبر به طول ۱۴ کیلومتر در بازه زمانی ۷۵ روز را رقم زده است. پس از جنگ نیز در دوران سازندگی، مهندسان ایرانی از جان و دل، در سخت ترین روزهای نیاز به توسعه کشور، به کار سازندگی مشغول شدند و در کمتر از دو دهه در کشور، زیرساخت های فنی و مهندسی را چنان توسعه دادند که در صنایع مختلف از جمله در بخش های زیادی از صنعت نفت و گاز کشور، نیاز به دانش فنی و تخصصی خارجی مرتفع گشته و عملا ساخت و توسعه واحدهای مختلف پالایشگاهی و پتروشیمی، با آن پیچیدگی بالای فرایندی و فناورانه، تماما توسط شرکت‌های مهندسی و ساخت داخلی قابل انجام می باشد. وجود شرکت های مهندسی داخلی در حوزه نفت و گاز و رشد ظرفیت خدمات مهندسی از مهندسی تفصیلی در واحدهای کوچك تا مهندسی پایه، مهندسی تفصیلی، خرید و ساخت در بزرگ ترین و پیچیده‌ترین واحدهای نفت و گاز دنیا، از نشانه‌های ظرفیت بالای مهندسی ایرانی در زمان معاصر می‌باشند.

اگرچه در تولید دانش پایه، و تبدیل آن به فناوری و سپس صنعتی کردن فناوری ها در کشور عقب افتادگی جدی وجود دارد، اما با تلاش زیاد دانشمندان و مهندسین ایرانی، بسیاری از دست آوردهای فناورانه روز دنیا، با مهندسی معکوس، بومی‌سازی شده و انتقال دانش و تکنولوژی روی داده است. ذکر این نکته مهم است که در واقع، آنچه در طول این سالها در ایران آسیب دیده است، نه دانش مهندسی که ظرفیت ایران در تولید دانش پایه است که آن نیز به دلیل سیاست‌های غلط اعمال شده و

[۱]- Years of Iranian Engineering 3200 B.C. - 5000 1800 A.D, Publisher: Sunrise Visual Innovations (Ltd (2014 ISBN-10: 600041840X, ISBN-13: 978-6000418403

شکل ۱- ایران با ۴۱ درصد فارغ التحصلان در رشته مهندسی و علوم فناورانه در صدر کشورهای جهان در سال ۲۰۱۸

عدم تخصیص منابع مالی به آنها، به دلیل عدم درک اهمیت بالای دانش پایه در خلق فناوری‌هاست. این نیز خود محصول ضعف مدیریت های اجرایی در دولت ها بوده است و مهندسین ایرانی، در طول این سالها، تلاش نموده اند تا با توسعه ظرفیت های مهندسی و انتقال مداوم دانش و فناوری به کشور، در راستای کاهش اثر این نقیصه عمل نمایند. تلاشی که گاها به دلیل بی‌مهری‌های مدیران تصمیم ساز و تصمیم گیر در بدنه‌های کارفرمایی، در حال کم فروغ شدن است.

بنابراین، آنچه مشخص است این که دانش مهندسی، نه امری نو و تازه در ایران، که اساسا یکی از نقاط برتری ما در طول تاریخ نسبت به همسایگان پیرامونی ما بوده است. آنچه این کشور را در طول هزاره‌ها حفظ کرده، توانایی آن در توسعه درون‌زا بوده است و حفظ این ظرفیت تاریخی، علاوه بر آنکه مطابق با عقل و خرد است، وظیفه ملی و میهنی تمامی ما، خصوصا مدیران موثر در مدیریت منابع کشور است.

ایران کشوری با بیشترین تولید مهندس

در آخرین دیدار سفیران خارجی مقیم ایران با فعالان اقتصادی که در اتاق بازرگانی تهران، برگزار گردید، سفیر اندونزی توضیح می‌داد که سفارت ایران در اندونزی، برای حفظ بازار خرمای ایرانی بسیار تلاش کرده و می‌کند. سه ماه توقف ورود خرمای ایرانی به اندونزی، به معنای از دست رفتن بخش بزرگی از خرمایی است که محصول کشور است و برای همین سفیر ایران در اندونزی خودش را متعهد به توجه خاص به این مهم می‌داند. اما اگر خرمای ایرانی، که محصول تولید شده این کشور است تا این حد مهم است، مهندسین پرورش یافته ایرانی چه میزان اهمیت دارند؟

داده های بانک جهانی، کشور ایران را در میان کشورهای با میزان بالای فارغ التحصیلان رشته های علوم و مهندسی (در حدود ۴۱ درصد) در سال ۲۰۱۸ نشان می دهد و در سال ۲۰۲۵ آمار یونسکو، ایران را در رتبه چهارم پس از روسیه، اوکراین و ژاپن و بالاتر از کره جنوبی، آمریکا و فرانسه قرار می دهد. به بیان دیگر، در کشور ما سالانه، تعداد زیادی از سرمایه های انسانی کشور، با صرف سالهای سال تلاش بدنه آموزشی کشور، صرف هزینه بسیار زیاد از منابع عمومی و شخصی، در رشته مهندسی تحصیل نموده و آماده جذب برای آموزش مهارت های تکمیلی برای کار در رشته مهندسی می باشند.

اینکه چه عواملی به مهاجرت این نیروهای مهندسی منجر می‌شود مهم است، اما سوال مهمتر اینجاست که این متخصصین پس از مهاجرت چه می‌کنند؟ آیا به دلیل ناتوانی و ضعف دانش تخصصی مجبور به ترک حرفه خود هستند یا آنکه در شرکت های بزرگ بین المللی مشغول می‌گردند؟ متاسفانه آمارهای دقیقی از وضعیت ایرانیان مهاجر در خارج از ایران وجود ندارد اما با استفاده از ابزارهای مانند لینکدین که شبکه ارتباطی بزرگی از متخصصین و شرکت ها در تمامی دنیاست، می‌توان دریافت که در عمده شرکت های بزرگ نفت و گاز در دنیا، نیروهای ایرانی مهاجرت کرده در سمت های مهم و بلند پایه ای حضور دارند. سوالی که مطرح است این است که اگر این نیروهای مهندسی دارای دانش فنی و مهندسی نیستند، چرا شرکت‌های بزرگ بین المللی مانند، شل، توتال، بی پی، اکووینور (استات اویل) تکنیمونت، تکنیپ، آمک فاستر ویلر، پتروفک و ... آنها را جذب می‌کنند و در سمت های کارشناسی و تخصصی به کار می‌گیرند؟ آیا در واقع چنین نیست که نیروهای مهندسی که در انفعال مدیران ایرانی و به دلیل انگاره غلط باور به ضعیف بودن مهندسی در ایران، جایگاه خود را نیافته اند مجبور به مهاجرت می‌شوند و این سرمایه عظیم ملی که برای تولید آن هزینه زیادی صرف گردیده است به راحتی در اختیار کشورهای دیگر قرار می‌گیرد؟

ظرفیت های ملی و دارایی های استراتژیك در هیچ کشوری همیشگی نیستند. همانطور که منابع زمانی تمام می‌شوند، دارایی های انسانی نیز به دلیل استفاده نا مناسب می‌توانند نابود شوند و صد البته آثار اجتماعی و حتی سیاسی نامطلوب این مدیریت ناصواب منابع انسانی در سطح کلان کشور، به مراتب بیشتر از دارایی های معدنی و ذخایر نفت و گازی است. برای حل مسئله باید سراغ ریشه ها رفت و درمان را از آن نقطه آغاز کرد. باید اول انگاره های غلط را کنار گذاشت و نسبت به وجود این ظرفیت ملی آگاه بود و سپس، برای استفاده بهینه از آن، هم در داخل و هم برای صادر کردن آن، برنامه ریزی دقیق تری داشت. در واقع باید توجه داشت که آنچه به واقع در کشور مورد نیاز است، نه وارد کردن دانش مهندسی بلکه استفاده از تجربیات بین المللی در زمینه مدیریت صحیح منابع است. تاکید بر ناتوانی نیروهای فنی و مهندسی داخلی و واگذاری کارها به شرکت های خارجی درجه پایین (به دلیل عدم امکان درگیر نمودن شرکت های تراز اول دنیا)، علاوه بر ایجاد دلسردی در نسل جوان‌تر، موجب از دست رفتن منابع پولی محدود می‌گردد. البته ایجاد انحصار و حمایت های بدون ایجاد تعهد متقابل برای تقویت و حفظ زیرساخت های اجرایی داخلی نیز، تکرار تجربه تلخ در برخی صنایع دیگر است. همین جاست که اهمیت درک نقاط قوت و نیازهای بهبود توسط مدیران ضروری می‌شود و لازم است تا دولت با اعمال حاکمیت خوب، بخش خصوصی واقعی را که در این زمینه فعال است حمایت و متعهد نماید.

حوزه های تمرکز

اگرچه تمامی حوزه های مهندسی به صورت بالقوه اهمیت بالایی در کشور دارند، اما با توجه به مطالعات آینده پژوهی در سطح جهانی و همچنین با در نظر گرفتن نیازهای یک دهه آینده کشور، به نظر می‌آید که تمرکز بیشتر بر بخش بالادستی نفت و گاز، ضرورتی غیر قابل انکار دارد. عقب افتادگی در برنامه‌های توسعه میادین نفت و گاز از حدود دو دهه گذشته و افزایش ناترازی گاز و انرژی در کشور، نیاز به توسعه صنایع بالادستی را تشدید کرده است. اگرچه این به معنای عدم نیاز به واحدهای پایین دستی نیست، اما در هر صورت به طور منطقی تمایل به سرمایه گذاری به دلیل فراهم نبودن خوراک، کمتر بوده و بنابراین تمرکز توسعه بر بخش بالادستی نفت و گاز می

باشد. همچنین با در نظر گرفتن نیاز به تامین گاز و جبران کاهش تولید طبیعی میادین گازی، توسعه میادین گازی از اهمیت بالاتری برخوردار بوده و احتمالا توجه به تکنولوژی های فراورش گاز بیشتر خواهد بود. از سوی دیگر با در نظر گرفتن سهم ۶۸ درصدی میادین گازی فراساحل در سبد میادین گازی کل کشور، توسعه ظرفیت ها در بخش فراساحل از اهمیت بالایی برخوردار است. ذکر این نکته ضروری است که این حوزه در دهه‌های گذشته، کمتر مورد توجه قرار گرفته و شرکت های ارایه دهنده خدمات در این زمینه محدودتر، و اغلب شرکت‌های موجود ارایه دهنده خدمات اجرایی هستند و اگرچه نیروهای مهندسی توانمند و زبده ای در کشور در بخش فراساحل وجود دارند، اما اغلب خدمات مشاوره مهندسی در این زمینه توسط شرکت های خارجی ارایه گردیده است.

توجه به حوزه های تمرکز از آن رو مهم است که جهت گیری تخصیص منابع را مشخص می نماید. نه تنها تخصیص منابع در دولت بلکه تخصیص منابع در شرکت های ارایه دهنده خدمات، خصوصا شرکت های مشاوره مهندسی متاثر از درک دقیق حوزه های تمرکز است. به همین علت است که ما در شرکت نارگان، از حدود یک دهه گذشته با ایجاد ظرفیت تخصصی در حوزه بالادست (مستقر در زیرمجموعه خود به نام شرکت توسعه نارگان آمیتیس) و از حدود شش سال پیش تا کنون بر صنعت فراساحل متمرکز گشته‌ایم. شرکت‌های بزرگ صنعت مهندسی و ساخت در کشور، مانند شرکت نارگان، اگرچه بیشتر در بخش خشکی فعالیت نموده اند، اما می‌توانند با بهره گیری و اهرم نمودن ظرفیت‌های ساختاری و زیرساخت‌های اجرایی خود، توانمندی خود را در زمینه ارایه خدمات مهندسی و ساخت فراساحل ارتقا دهند و برای تامین نیازهای کشور ایفای نقش نمایند. به بیان دیگر، ارتقا ظرفیت ها برای ارایه خدمات مهندسی فراساحل، و تمرکز بر فناوری‌های مرتبط با فراورش گاز و خطوط انتقال در شرایط فعلی برای کشور مهم و حیاتی بوده و بی توجهی به این حوزه ها، کشور را در تنگنای وابستگی در شرایط تحریم قرار می دهد.

لزوم همگرایی در میان مدیران اجرایی

دکتر سریع القلم، در مدل توسعه پیشنهادی خود، با ارجاع به تجارب کشورهای در حال توسعه موفق در جهان، اجماع نخبگان فکری و ابزاری را مهمترین مکانیزم برای توسعه می داند. نخبگان فکری، اندیشمندان، تئوری پردازها و تصویرسازان آینده هستند اما نخبگان ابزاری، مدیران اجرایی در بدنه دولت و بخش خصوصی می‌باشند. مدیران اجرایی دولتی قدرت سیاسی و تصمیم گیری های کلان را دارند و مدیران اجرایی در بخش خصوصی، سرمایه های انسانی و منابع عملیاتی را در اختیار خود دارند. تصمیم به کنار گذاشتن مدیران اجرایی در بخش خصوصی، و بی توجهی به ظرفیت دانشی و سرمایه انسانی داخلی، خصوصا در بخش مهندسی، یقینا نتیجه مطلوبی در بر نخواهد داشت. مدیران اجرایی در بخش خصوصی، در خلال این سالها نشان داده اند که شرکای قابل اعتمادی برای موفق شدن پروژه های دولتی هستند و توسعه در بخش پایین دستی که از پیچیدگی های بالاتر فنی و مهندسی و فناوری های فراورشی برخوردار است، شاهد خوبی برای باور به ظرفیت مهندسی ایرانی است. مهندسی ایرانی در بخش فراساحل نیز، اگرچه به مشارکت‌های خارجی برای انتقال برخی تجارب تخصصی ممکن است نیازمند باشند، اما از توان بالایی برخوردار است و در تجارب اخیر شرکت نارگان، نیروهای مهندسی داخلی در ارایه راهکارهای مهندسی اثربخش برای رفع چالش های فنیِ بعضا بسیار پیچیده در بخش فراساحل، عملکرد بسیار مطلوبی داشته اند. حل مشکلات مفهومی در سکوی FZA میدان گازی فروزان، تهیه مدل خوردگی بر اساس داده های عملیاتی و انجام مطالعات وسیع برای تعیین خوردگی بالای خطوط لوله که از چالش‌های مشترک ایران و قطر در میدان گازی پارس جنوبی بوده و ارایه راهکار مفهومی بر اساس دانش حاصل شده برای کنترل خوردگی خطوط لوله میدان گازی فرزاد، یکپارچه سازی مدل تحت‌الارضی و سطح الارضی برای تعیین رفتار دقیق مخزن و بهینه سازی طراحی مفهومی و تعیین چیدمان کلی هاب‌های فشارافزایی در میدان گازی پارس جنوبی، همه نمونه هایی از خدمات مشاوره مهندسی برای حل مسایل فنی بسیار چالش برانگیز در فراساحل می‌باشند که توسط نیروهای زبده مهندسی داخل کشور انجام گشته اند.

در چنین شرایطی اول از همه باور به این ظرفیت ملی، مهمترین قدم در ایجاد اجماع برای رسیدن به اهداف مشترک است. قدم بعدی، تعیین دقیق و شفاف نیازمندی‌های فنی و برنامه ریزی مشترک برای تخصیص و تمرکز منابع و سرمایه های انسانی است. بیرون قرار دادن بخش بزرگی از بدنه بخش خصوصی واقعی از جریان های تصمیم سازی و تصمیم گیری، باعث می‌شود تا از این ظرفیت موجود بهره گیری درستی نگردد و بنابراین، چنانچه در شرایط فعلی می بینیم، در حالیکه بخش بزرگی از بدنه مهندسی کشور با توانایی ارایه خدمات در بخش های مورد نیاز کشور در پروژه های کم رونق و متوقف شده پایین دستی مشغول هستند، بدنه کارفرمایی دولتی و شبه دولتی، به ناچار برای تامین نیازهای مهندسی کشور در بخش های بالادستی و فراساحل به خارج از مرزهای کشور رجوع کرده و در شرایط تحریم، مجبور به بکارگیری شرکت های درجه چندم می گردد. بنابراین مرحله بعدی، اعتماد به شرکت های داخلی و مشارکت دادن بخش خصوصی واقعی در اجرای پروژه‌ها می باشد. بدیهی است که این تجارب ارزشمند در گذر زمان، با حمایت مشروط به مسئولیت پذیری بخش خصوصی، به تجمیع بیشتر دانش سازمانی و ارتقا زیرساخت های مهندسی و پایگاه دانش شرکت های داخلی در بخش فراساحل منجر می‌شود.

انگاره ذهنی ارزشمند مهندسی ایرانی

انگاره ذهنی مردم جهان در دهه پنجاه میلادی بر آن بود که کیفیت محصولات ژاپنی نامناسب و پایین است. هدف گذاری صاحبان کسب و کارهای ژاپنی، تلاش بی‌وقفه نیروهای انسانی و البته باور عمومی در داخل ژاپن به بهبود مستمر کیفیت و اعتماد به ظرفیت های بالقوه داخلی باعث شد تا رفته رفته این باور جهانی در دهه های ۶۰ و ۷۰ به نقطه مقابل آن، یعنی انگاره با کیفیت بودن محصولات ژاپنی تبدیل شود. انگاره ذهنی که هنوز در دهه های پس از آن ماندگار بوده است. انگاره های ذهنی ارزشمندند و قدرت بالایی در شکل گیری فضای پیرامونی و افزایش احتمال به واقعیت رسیدن تصاویر و چشم اندازها دارند. مهندسی ایرانی، انگاره ارزشمند و منطبق با واقعیت کشوری است که بیشترین تولید کننده سرمایه انسانی در رشته مهندسی در منطقه خاورمیانه را دارد. دور از نظر نیست که با توجه به پتانسیل بالای بازار منطقه‌ای، در صورت رفع موانع حضور شرکت‌های ایرانی در بازارهای بین‌المللی، شرکت‌های ایرانی در بخش های بالادستی و پایین دستی، به بازیگران مهم جهانی در حوزه مهندسی تبدیل شوند و همان گونه که ژاپنی‌ها، با باور به توانمندی خود و تلاش زیاد توانستند از انگاره کیفیت پایین محصولات ژاپنی، به برترین کیفیت محصولات در جهان دست یابند، با اعتماد به توانایی فرزندان این سرزمین، انگاره مهندسی با کیفیت ایرانی به انگاره ای جهانی بدل گردد. قدم اول در راه پذیرفتن این انگاره ذهنی ارزشمند، اعتماد به هوش و توانایی جوانان این سرزمین و حمایت از نخبگانی است که دل در گروه توسعه این آب و خاک گذاشته اند. مهندسی ایرانی، نه رویایی دور از دست، که سرمایه ملی استراتژیک در دسترسی است که استفاده از آن، برای دست‌یابی به موفقیت در پروژه های بزرگ ملی، ضرورتی غیرقابل اجتناب دارد.

دکتر فروزان عبداللهی مدیر دپارتمان مدیریت پروژه شرکت نارگان:

مدیریت دانش و حصول اطمینان از یکپارچگی طراحی مهندسی کار بزرگ شرکت‌هایی مانند نارگان در این سال‌ها بوده است

شرکت نارگان در طول بیش از ۵۰ سال فعالیت خود بالغ بر ۳۰۰ پروژه مطالعات مهندسی را به سرانجام رسانده و در خلال این سال‌ها علاوه بر توسعه نسل‌های مختلف مهندسان، سیستم‌های اجرایی، ابزارها و زیرساخت‌های مناسبی برای انجام کارهای مهندسی پیچیده و نیازمند یکپارچگی را ایجاد کرده است. اجرای پروژه‌هایی به بزرگی پروژه مهندسی و ساخت فاز ۱۲ پارس جنوبی، مطالعات مفهومی فشار افزایی در میدان گازی پارس جنوبی و نیز مهندسی و ساخت بزرگترین الفین جهان با آن پیچیدگی‌های فنی زیاد در واحدهای فرایندی ،نقش مهمی در ایجاد و تقویت زیرساخت‌های مهندسی این شرکت ایفا کرده‌اند. همچنین همکاری با بیش از ۲۵ شرکت بزرگ بین‌المللی در طول این سال‌ها، آورده‌های تجربی و دانشی ارزشمندی را برای شرکت نارگان به دنبال داشته است. ماهنامه چشم‌انداز نفت در گفتگو با خانم دکتر فروزان عبداللهی مدیر دپارتمان مدیریت پروژه و عضو هیئت مدیره شرکت نارگان توان بالای مهندسی، تلاش در جهت انتقال فناوری، بهره‌گیری از شرکت‌های مهندسی داخلی برای پاسخگویی به نیازهای فنی و چگونگی ورود شرکت نارگان به پروژه‌های بالادستی صنعت نفت را مورد بررسی قرار داده است.

انجام بیش از ۳۰۰ پروژه مطالعات مهندسی توسط شرکت نارگان منجر به ایجاد چه توان فنی مهندسی در کشور شده است؟

وقتی از توان مهندسی صحبت میکنیم در حقیقت چهار جنبه دارد که همگی آنها برای ارایه یک کار مهندسی با کیفیت ضروری هستند. اولین جنبه، دانش فنی و تخصصی است. بسیاری به اشتباه این وجه را تنها وجه توان مهندسی می دانند در حالیکه دانش تخصصی با جذب نفرات متخصص قابل تامین است ولی کافی نیست. جنبه دوم نحوه تکوین طراحی مهندسی به صورت یکپارچه در میان استانداردهای مختلف مهندسی است. اینکه چطور تمامی اجزا یک سیستم کاملا یکپارچه طراحی را بسط می دهند و در هم ادغام میشوند. جنبه سوم، ابزارهایی هستند که در این فرایند به کار می روند. نه فقط نرم افزارها بلکه ابزارهای دست گردانی و مدیریت اطلاعات که برای اطمینان از سازگاری درونی مدارک مهندسی ضروری هستند. و جنبه چهارم، رسوب دانش مهندسی در سازمان و تبدیل دانش فردی و گروهی به آموخته های سازمانی است. شرکت نارگان در خلال این ۳۰۰ پروژه، علاوه بر توسعه نسل های مختلف مهندسان، سیستم های اجرایی، ابزارها و زیرساخت های مناسب برای انجام کارهای مهندسی پیچیده و نیازمند یکپارچگی را ایجاد کرده و بسط داده است که باید آنها را بخشی از سرمایه ملی کشور دانست. یکی از افتخارات ما در بیش از ۵ دهه کار کردن، تربیت نیروهای مهندسی توانمندی است که در داخل و خارج از کشور در بالاترین سطوح شرکت های بزرگ مشغول به کار هستند و در حل مشکلات مهندسی و فائق شدن بر چالش های فنی بسیار موثر عمل نموده اند.

شرکت نارگان طی نیم قرن فعالیت چه روندی را برای دستیابی مهندسی ایرانی طی کرده است؟

بگذارید ابتدا عرض کنم که شرکت نارگان تنها شرکتی نبوده است که در این سالها در ایجاد و بسط مفهوم مهندسی ایرانی ایفای نقش کرده است. شرکت های دیگری نیز در کنار ما در این راه فعال و اثربخش بوده اند. شرکت نارگان هم مانند بسیاری از شرکت‌هایی که

همزمان و یا کمی پس از آن شکل گرفته اند، مسیر خود را با تمرکز بر کارهای مهندسی کوچک، طراحی های تفصیلی در بخش‌هایی از واحدهای بزرگ تر آغاز کرد. ما در نارگان این فرصت را داشتیم تا بعنوان زیرمجموعه شرکت Technip که سهامدار ما بود قرار بگیریم و در مدت زمان همکاری با آن، علاوه بر انتقال رویه ها و استانداردهای آن، تجربه همکاری مشترک را با Technip پیدا کنیم. تجربه ای که در کنار آموختن، ضمنا به افزایش اعتماد به نفس سازمان در مواجهه با درک توان فنی خود نسبت به نیروهای مهندسی خارجی منجر شد. در سالهای پس از آن هم، همواره با ثبت درس آموخته ها در سازمان، نارگان بیشتر و بیشتر فرصت حضور در پروژه های چالش برانگیز را پیدا کرد که این خود علاوه بر محک زدن توان نیروهای ما به شکل دادن بیشتر به مفهوم مهندسی ایرانی کمک کرد. جالب است که ما در بسیاری از موارد از همکارانی که پیشتر در نارگان بوده‌اند و حالا بنا به دلایلی مجبور به مهاجرت هستند کمک های فنی دریافت می کنیم که اتفاقا به دلیل توانمندی مهندسین ایرانی است.

کدام یک از پروژه‌های مهندسی انجام شده نقش مهم‌تری در رشد این شرکت داشته است؟

این سوال بسیار سختی است چرا که تمامی پروژه های ما هر کدام سهمی در رشد و توسعه زیرساخت های ما داشته اند. ما در این سالها، پروژه‌هایی به بزرگی پروژه مهندسی و ساخت فاز ۱۲ پارس جنوبی را داشته ایم که علاوه بر حجم مالی آن، تجربه بسیار ارزشمند و موفقی در سازمان ما بوده است. در کنار آن، پروژه هایی مانند مطالعات مفهومی فشارافزایی در میدان گازی پارس جنوبی که در مرحله پیش از مرحله فعلی که مهندسی پایه است ما درگیر آن بودیم و علیرغم رقم بسیار کم قرارداد، اهمیت آن برای سازمان از بسیاری از پروژه های بزرگ نارگان بیشتر بوده است. فراموش نکنیم که البته تجربه پروژه هایی مانند مهندسی و ساخت بزرگترین الفین جهان، با آن پیچیدگی های فنی زیاد در واحد های فرایندی، سهم زیادی در ایجاد و تقویت زیرساخت های مهندسی ما که امروز در تمامی پروژه های ما به عنوان یک دارایی بسیار مهم مورد استفاده قرار میگیرند، داشته اند. پروژه های بزرگی که نارگان در مهندسی و یا مهندسی و ساخت آنها درگیر بوده اند، اغلب با ظرفیتی بالاتر از ظرفیت اسمی در حال فعالیت هستند که این نشان دهنده مناسب بودن طراحی و تجربه بالا در مهندسی شرکت نارگان است.

مهمترین پروژه انتقال تکنولوژی که توسط شرکت نارگان انجام شده است مربوط به کدام پروژه می‌باشد؟

البته شرکت نارگان در هر یک از بخش های پایین دستی و بالادستی در بخش های مشخصی در صنعت مربوطه دارای شهرت در زمینه‌های مشخصی است. بعنوان مثال نارگان در واحدهای پتروشیمی و واحد های پالایشگاهی که دارای واحدهای لایسنس‌دار هستند، عملا انتقال فناوری را انجام داده است که شاهد آن توانایی انجام پروژه‌ها در زمان تشدید تحریم‌های بین المللی و بدون حضور شرکت‌های خارجی بوده است. اخیرا نیز در سال گذشته لیسانس پلی اتیلن سنگین را تحت عنوان شرکت های دانش بنیان ثبت کردیم. اما در سال های اخیر با توجه به تمرکز بر بخش بالادستی، یکپارچه‌سازی مطالعات مهندسی تحت الارضی و سطح الارضی را با انتقال و تکرار موفق متدهای به کار گرفته شده در استات اویل و همچنین ایجاد و استقرار مهندسی فراساحل را در شرکت توسعه انرژی نارگان آمیتیس انجام دادیم که به نظرم در شرایط فعلی ظرفیت مهمی را برای صنعت نفت و گاز ایجاد کرده است.

با توجه به سوابق مشارکت‌های بین‌المللی شرکت نارگان آیا ترجیح این شرکت استفاده از شرکای بین‌المللی یا شرکت‌های مهندسی توانمند داخلی در انجام پروژه‌هاست؟

ببینید واقعیت اینجاست که شرکت نارگان در طول پنج دهه فعالیتش با بیش از ۲۵ شرکت بزرگ بین المللی کار کرده است. این تجارب ارزشمند بوده اند و برای ما آورده های تجربی و دانشی خوبی داشته اند، اما واقعیت تلخ اینجاست که در شرایط فعلی، شرکت های بزرگ و تراز اول دنیا امکان حضور ندارند و بسیاری از مشارکت ها محدود به کارهای کوچک با شرکت های بالاتر از متوسط و یا انجام کارهای بیشتر با شرکت های درجه چندم و از طریق واسطه های قراردادی است که اغلب از اعتبار حقوقی پایینی برخوردار هستند. از طرف دیگر، شرکت های مهندسی داخلی به اندازه کافی توانمندی برای پاسخ به نیازهای فنی را دارند. فراموش نکنیم که مهاجرت ها گسترده است اما یکی از دلایل آن کم رونق بودن فضای کسب و کار مهندسی است. مهندسی داخلی باید ارج نهاده شود و گران‌تر شود. ما حاضریم بیش از ۶ برابر به مهندسین غیرایرانی پرداخت کنیم اما آنهایی را که با این نرخ‌های بالا به کار می‌گیریم از مهندسی متوسط ما گاها ضعیف تر هستند. افزایش نرخ مهندسی و راحت‌تر پرداخت کردن در مهندسی باعث می‌شود شرکت‌های داخلی امکان افزایش نرخ نیروی انسانی را داشته باشند و آن وقت می‌توان راحت‌تر ظرفیت های داخلی را حفظ هم کرد.

ورود شرکت نارگان به پروژه‌های مهندسی offshore از چه زمانی بوده است؟

نارگان از سال ۱۳۹۲ آرام آرام برنامه ریزی برای ورود به بخش بالادستی را آغاز کرد. در سال ۱۳۹۵ رسما فعالیت شرکت زیرمجموعه نارگان در بخش بالادستی شروع شد و با توجه به مطالعات آینده نگری متوجه شدیم که باید بر توسعه میادین گازی و توسعه فراساحل بیشتر کار کنیم. سال ۱۳۹۷ یک مطالعه کوچک برای رفع مشکل نوسان گاز خروجی در سکوی نصر انجام دادیم و بعد از آن قرارداد بازنگری در طراحی مفهومی میدان فروزان اولین تجربه بزرگ ما در فراساحل بود. بعد از آن بود که با ورود به میدان گازی فرزاد، و بعدتر پارس شمالی و بعد از آن وارد پروژه فشارافزایی میدان گازی پارس جنوبی شدیم. یکی از آخرین قراردادهای ما نیز مطالعات مهندسی مفهومی و مهندسی پایه در فاز ۱ توسعه لایه نفتی میدان گازی پارس جنوبی است.

چه تفاوتی در مطالعات مهندسی پروژه‌های دریایی و خشکی وجود دارد؟

خب تفاوت ها و شباهت های زیادی بین دریا و خشکی در استانداردهای مهندسی وجود دارد. برخی از استانداردهای مهندسی در دریا مانند سازه اساسا تفاوت بسیار زیاد با خشکی دارند. ولی به غیر از تفاوت ماهوی بین برخی از استانداردهای مهندسی، میتوانیم بگوییم که در دریا به دلیل محدودیت فضا، نوع طراحی فرق دارد و نحوه نگاه به مسئله ایمنی کاملا متفاوت می باشد. از طرف دیگر، مشخصا سطح جزییات در دریا خصوصا در بخش های مرتبط با سازه در فازهای مهندسی پایه بالاتر است و تا حدی به اندازه طراحی تفصیلی می رسد. همچنین مواردی مانند عملیات های نصب و انتقال هم باید در طراحی ها لحاظ گردند و از این بابت توجه به امکانات در اختیار، اهمیت بالاتری در پروژه های دریایی پیدا می‌کنند.

عمده سوابق شرکت نارگان در پروژه‌های پایین دستی صنعت نفت بوده است آیا این تجارب می‌تواند پایلوت‌های عملیاتی برای انجام پروژه‌های دریایی باشد؟

واقعیت اینجاست که هر تجربه ای که در آن مهندسی و اجرا وجود داشته باشد برای درک نحوه برخورد با پیچیدگی های بخش های دیگر صنعت می تواند مفید باشد. پروژه های بزرگ و پیچیده در پایین دست به دلیل سخت بودن واحد های فرایندی آنها، حجم بالای خطوط ارتباطی و انتقال و غیره آنقدر چالش برانگیز هستند که اغلب نیروهای مهندسی ما در مواجهه با صنعت بالادستی و سادگی بخش فراورش، تا اندازه ای شگفت زده می شوند. اگرچه در بخش بالادستی و خصوصا در فراساحل نگاه ساده انگارانه و بی‌توجهی به نیازمندی‌های فنی خاص این بخش می‌تواند مهلک باشد. در حقیقت، برای ورود به پروژه‌های دریایی باید تجربه بازسازی تیم مهندسی را دوباره از نو تکرار کرد و اگرچه شرکت هایی مانند نارگان پتانسیل بالا و امکانات مهندسی زیادی دارند، اما در عین حال مانند آن است که دوباره کسی پس از سالها کار و تجربه، به دانشگاه و آموزشگاه برگردد و بخواهد از نو بیاموزد. این کار سختی است و برای همین در نارگان، ما با ایجاد یک شرکت فرعی این تجربه را در عین در اختیار قرار دادن ظرفیت ها و به اشتراک گذاشتن زیرساخت ها و نیروها، با ایجاد یک فضای مستقل تر تسهیل کردیم.

آیا آمار کلی از میزان مدارک مهندسی تولید شده در قالب پروژه‌های مهندسی انجام شده توسط شرکت نارگان در اختیار دارید؟

این سوال بسیار سختی است. ما در طول این پنجاه سال چیزی در حدود ۶۰۰ میلیون یورو و ۶۰۰۰ میلیارد ریال کار مهندسی انجام داده‌ایم و ظرفیت خدمات مهندسی ما تقریبا ۲ میلیون ساعت در سال است.

دستاوردهای نیم قرن فعالیت نارگان در انجام مطالعات مهندسی پروژه‌های صنعت نفت را بیان کنید؟

شرکت نارگان دستاوردهای زیادی را در این سالها داشته است که شامل مشارکت در اجرای بسیاری از پروژه های بزرگ و زیربنایی صنعت نفت و گاز کشور بوده است. با این وجود من تصور می‌کنم مهمترین دستاورد ما، مشارکت در ایجاد مفهوم مهندسی ایرانی بوده است. نیروهای زیادی در پروژه‌های شرکت نارگان آموزش دیدند و این آموخته ها البته به مجموعه‌های دیگر نیز منتقل گردید که این برای ما همواره افتخارآمیز بوده است. همانطور که قبلا گفتم، ایجاد زیرساخت برای ثبت دانش آموخته و انتقال به نسل‌های بعد و حصول اطمینان از یکپارچگی طراحی مهندسی کار بزرگ شرکت‌هایی مانند نارگان در این سالها بوده است. من از نام بردن واحدها و تاسیساتی که ما طراحی کرده و یا ساخته‌ایم عبور می‌کنم. مایلم تاکیدم را بیشتر بر این نکته بگذارم که بزرگ ترین دستاورد ما شاید، ایجاد باور به بالا بودن توان فنی و مهندسی در داخل کشور و امکان ارایه خدمات در کلاس شرکت های بزرگ بین المللی بوده است. این کاری است که نه فقط نارگان بلکه همکاران ما در شرکت های دیگری مانند سازه و نامووران و چگالش و سایرینی که همه را نمی‌توانم نام ببرم، کرده اند. بنیانگذاران و نسل های گذشته دل در گرو این آب و خاک داشتند و مهمترین دستاوردشان سرمایه بزرگ دانشی و فرهنگی است که حالا در دست ما نسل‌های بعدی قرار دارد.

چارچوب بهره گیری از هوش مصنوعی در صنعت نفت و گاز

حسام نوروزی
دپارتمان مدیریت پروژه شرکت توسعه انرژی نارگان آمیتیس

مقدمه

استفاده از هوش مصنوعی در خلال سالهای گذشته به عنوان ابزاری مهم برای تسهیل فعالیت ها و یا انجام فعالیت هایی که در گذشته با روش‌های سنتی امکان پذیر نبوده و یا با چالش های متعددی همراه بوده است، مورد توجه زیادی قرار گرفته است. اگرچه در حوزه های عمومی و در کارگروه ها و سمینارهای زیادی به این موضوع پرداخته میشود اما عمده کاربردهای توسعه یافته تاکنون، اغلب در واحدهای عملیاتی و یا خدمات عمومی بوده، بااین‌حال، در حوزه خدمات مهندسی و ساخت، سازمان هنوز به‌طور گسترده از هوش مصنوعی در فرآیندهای اجرایی و مدیریت پروژه‌ها بهره‌برداری نکرده است. هرچند برخی پیشرفت‌ها در این زمینه مشاهده می‌شود، اما بسیاری از پروژه‌ها هنوز در مرحله آزمایش و ارزیابی قابلیت‌های این فناوری قرار دارند و بهره‌گیری عملی از آن در سطح گسترده، نیازمند توسعه راهکارهای تخصصی و سازگاری بیشتر با فرآیندهای مهندسی است.

هوش مصنوعی به گستره ای از ابزارهای توسعه یافته برای بهره‌گیری از ظرفیت ماشین ها برای انجام فعالیت ها که نیازمند انجام محاسبات و تحلیل داده ها می باشد اطلاق می گردد. سرعت بالای رشد تکنولوژی ها، ایجاد سخت افزارهای با قابلیت تحلیل بیشتر داده‌ها و همچنین زبان های کدنویسی، این امکان را فراهم نموده است تا ماشین ها، از ظرفیت تحلیلی بیشتری نسبت به انسان ها برخوردار باشند. این ظرفیت تحلیلی بالفعل، در مقایسه با ظرفیت‌های ذهنی بالقوه انسان ها، امکان دسترسی سریع تر، آنلاین، و دقیق به داده‌ها، و انجام محاسبات به صورت موازی را فراهم آورده و به این ترتیب می‌توان گفت که با بهره گیری از این امکان مهم، ابزارهای توسعه یافته می‌توانند اثربخشی و بهره وری را افزایش داده و در بسیاری از امور موثرتر از انسان ها عمل نمایند.

ملاحظات اخلاقی در استفاده از هوش مصنوعی همواره مطرح بوده‌اند، اما در اینجا دو نکته حائز اهمیت است.اول آنکه، فارغ از هر نوع سوگیری اخلاقی، توسعه ابزارهای هوش مصنوعی همانند سایر توسعه‌های فناورانه دیگر غیر قابل اجتناب می باشد. دوم آنکه لزوما استفاده از این ابزارها به کنار گذاشتن نیروهای انسانی منجر نشده و بیشتر امکان انجام فعالیت ها با هزینه و انرژی کمتر و اثربخشی بالاتر را مقدور می نماید.

به اختصار و به منظور شناخت عمومی از حوزه هوش مصنوعی برخی از ابزارها و Domain های هوش مصنوعی ذیلا معرفی میگردند و تاکید میگردد که این لیست کامل نبوده و هدف از آن صرفا آشنایی عمومی و کلی با این ابزارها می باشد:

۱. یادگیری ماشین بخش اصلی از چارچوب هوش مصنوعی است که در آن ماشین با استفاده از الگوریتم های مشخصی، بین داده های ارایه شده الگوهایی را پیدا می کند و با استفاده از آن الگوها، توانایی پیش‌بینی نتایج را برای ورودی های آینده پیدا می نماید. منطق کلی حاکم بر یادگیری ماشین، ایجاد رگرسیون بین مجموعه‌ای از داده‌هاست که برخی از آنها متغیر مستقل و برخی دیگر تابع می باشند. یادگیری عمیق (Deep Learning) شکلی از یادگیری ماشین است که در آن با ایجاد لایه های متعددی از شبکه های عصبی میزان تحلیل را افزایش داده و کامپیوتر همچون مغز انسان، واکاوی و تحلیل داده ها را عمیق تر انجام می‌دهد. شکل دیگری از یادگیری ماشین، یادگیری تقویت شده (Reinforced Learning) است که در آن، ماشین با دریافت بازخورد از محیط بیرون (مثلا کاربر انسانی و یا داده های محیطی بیرونی) خود را تصحیح کرده و به صورت آزمون و خطا یادگیری خود را بسط می دهد.

۲. سیستم های متخصص که در آنها، کامپیوترها طراحی میشوند تا به مانند نیروهای متخصص و با ارجاع به حجم زیادی از پایگاه دانش و پیاده سازی منطق تصمیم گیری و یا تحلیل، عمل نمایند. این بخش دقیقا می تواند برای فعالیت های مهندسی بسیار کاربرد مناسبی داشته باشد. در این جا به جای واگذاری داده ها به ماشین ها برای ایجاد رابطه رگرسیون و الگوسازی میان داده ها، نحوه انجام فعالیت ها توسط متخصص کدنویسی میگردد و ماشین با پیگیری قدم به قدم بر اساس منطق تبیین شده و پیاده شده از روی انسان، به شکلی موثرتر با دسترسی سریع به پایگاه داده ها و توانایی انجام سریعتر محاسبات به صورت موازی عمل می نماید.

۳. منطق فازی که بر اساس ریاضیات غیرگسسته تبیین شده است، ماشین می آموزد که به جای انتخاب میان یکی از دو گزینه، گزینه‌هایی میان دو حالت را نیز با درجاتی از احتمال در نظر بگیرد. مثال بسیار خوب آن تبیین مدل های مخزنی مختلف با درجاتی از احتمال ممکن بودن است و یا در مطالعات مهندسی مفهومی، لحاظ نمودن امکان‌های مختلفی از گزینه های مفهومی با توجه به تمامی امکان‌های محتمل در اجزاء یک طراحی مفهومی می باشد.

۴. الگوریتم ژنتیکی، پردازش بصری، پردازش واژگانی، وافعیت افزوده و سایر جنبه های دیگر هوش مصنوعی نیز هر کدام می توانند به عنوان بخشی از یک پروژه توسعه ابزار هوش مصنوعی مورد استفاده قرار گیرند که پرداختن به تمامی آنها در این مقاله غیرضروری می‌باشد. نکته مهم این است که هوش مصنوعی ابزاری برای پیش‌بینی مبتنی بر داده‌های موجود است ویژگی منحصر به فرد هوش مصنوعی، توانایی ارایه پیش بینی های دقیق تر بر اساس داده هاست.

چارچوب هوش مصنوعی در صنعت نفت و گاز:

چارچوب ذیل برای دسته بندی زمینه های هوش مصنوعی بسیار کاربردی بوده و می تواند در ایجاد تمرکز در اجرای پروژه موثر واقع گردد. برای این منظور، از دو منظر دسته بندی را صورت می‌دهیم

۱. درگیری انسان با ماشین یا استقلال کامل ماشین
(Human Inside the Loop/Human Outside the Loop)

۲. مشخص بودن حوزه استفاده از ابزار هوش مصنوعی یا عمومی بودن حوزه آن

بخش اول تقریبا مشخص است و مرتبط با نیاز به تعامل ماشین و انسان می باشد. در صورت آنکه کارکرد ابزار نیازمند ورود داده و یا تصحیح و یا جهت‌دهی به ابزار توسط کاربر انسانی باشد، در

آن صورت نوع ابزار HITL است و اگر ابزار بدون نیاز به مداخله‌گری کاربر انسانی عمل نماید، نوع آن HOTL می باشد. بخش دوم اما مبتنی بر وسعت کاربرد ابزار است. اگر ابزار برای انجام فعالیت‌های مشخصی در یک حوزه مشخص استفاده شود SAI می‌باشد اما اگر محدوده آن محدود به کارکرد معین و یا حوزه تخصصی یا دانشی مشخصی نباشد GAI است. ابزار ChatGPT به عنوان یک مثال، ابزاری است که به صورت خود به خودی و بدون مشارکت کاربر انسانی کار نمی‌کند اما حوزه آن عمومی بوده و در هر زمینه‌ای که از آن سوال گردد و یا درخواست شود، خروجی ارایه می نماید بنابراین این ابزار HITL-GAI است.

ترکیب این دو بعد چهار دسته کلی از ابزارهای هوش مصنوعی را مشخص می‌نماید:

۱. HITL-SAI هوش کمکی (Assisted Intelligence)

هوش کمکی ابزاری است که نیازمند تعامل کاربر انسانی است و فقط در یک زمینه تخصصی کاربرد دارد. در واقع شبیه‌سازی‌های کامپیوتری شکل ساده این نوع از هوش مصنوعی است که در حقیقت با دریافت ورودی‌ها از کاربر انسانی، خروجی را در زمینه مشخصی ارایه می نماید.

۲. HOTL-SAI هوش خودکار (Automated Intelligence)

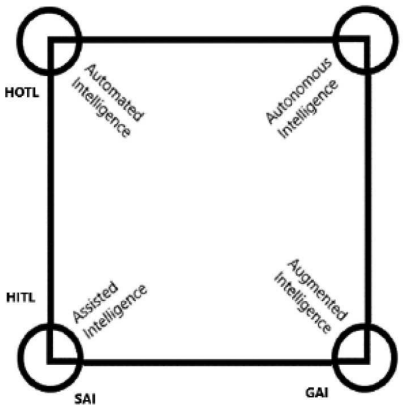
هوش خودکار از این جهت متفاوت است که نیاز به مداخله کاربر انسانی را به حداقل می‌رساند و می‌تواند با ارجاع به داده‌های متنی و یا پایگاه داده های در اختیار، ورودی های خود را انتخاب و نتایج را بدون نیاز به مداخله انسانی تصحیح و ارایه نماید. به عنوان مثال اگر با در اختیار دادن مستندات فنی ارایه شده برای طراحی یک واحد، ماشین توانایی استخراج داده ها و ورود آنها به نرم افزارهای مهندسی را داشته و سپس با ترکیب خروجی های بخش های مختلف مهندسی، مدارک مهندسی را تهیه و ارایه نماید آنگاه ما به ابزار هوش خودکار دست یافته ایم.

۳. HITL-GAI هوش افزوده (Augmented Intelligence)

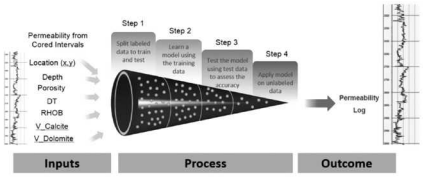
در این بخش هوش مصنوعی نیازمند مداخله انسانی بوده اما حوزه آن عمومی است و مختص یک موضوع تخصصی نمی باشد. به عنوان مثال در نمایشگاه ادیپک امسال، رباتی وجود داشت که با استفاده از دوربین و پردازش بصری و شنیداری، سوال های مراجعین را مثلا در زمینه برنامه‌های ژئوترمال در امارات، با رجوع به پایگاه‌های داده‌های اینترنتی، پاسخ می‌داد. در زمینه شرکت های مهندسی و ساخت، استفاده از این ابزارها برای حوزه‌هایی مانند مدیریت ریسک قابل تصور است اما باید توجه داشت که ابزارهایی مانند Power BI در واقع نسخه های مقدماتی تر و ساده تر این ابزارها بوده و اساسا مقدمه استفاده از این ابزارهای عمومی، استقرار و استفاده از این ابزارهای مقدماتی ساده تر است.

۴. HOTL-GAI هوش خودمختار (Autonomous Intelligence)

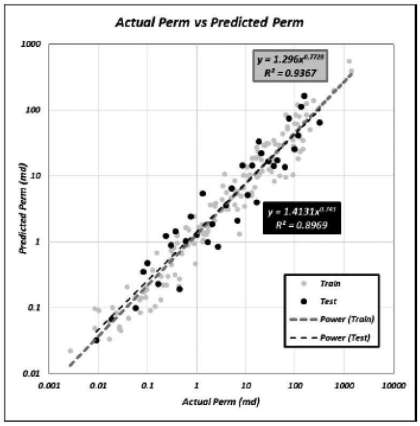
این دسته در واقع بسیط ترین و گسترده ترین شکل از هوش مصنوعی است که می تواند بدون نیاز به مداخله انسانی در زمینه‌های گسترده‌ای فعالیت نماید. بدیهی است که تلاش برای ایجاد و به بهره‌گیری از این شکل از هوش مصنوعی لااقل در زمینه فعلی فعالیت های شرکت، قابل تصور به عنوان یک ابزار مفید نیست.



شکل ۱- چارچوب مفهومی هوش مصنوعی



شکل ۲- فرایند آموزش ماشین در مطالعات میدان هندیجان



شکل ۳- مقادیر پیش بینی شده و مقادیر تست

مطالعه موردی هندیجان؛ تجربه ای ارزشمند و موثر

اهمیت آگاهی ازاین چارچوب، از آنجایی مهم است که مانع از سردرگمی برای تعیین حوزه تمرکز در اجرای پروژه های هوش مصنوعی می باشد. باید دقت نمود که اگرچه بسیاری از کاربردهای هوش مصنوعی بسیار جذاب می‌نمایند، اما در حقیقت کاربردهای اساسی در مهندسی نفت و گاز را در زمان حاضر ندارند و در مقابل برخی از انواع ابزارهای ساده تر نقش مهمی در افزایش کیفیت خروجی ها دارند.

اولین تجربه شرکت نارگان در بهره گیری از هوش مصنوعی در مطالعات مهندسی، در پژوه مطالعات میدان هندیجان (که شرکت توسعه انرژی نارگان آمیتیس مطالعات جامع مخزنی آن را بر عهده داشت) بود. در این مطالعات از یادگیری ماشین برای پیش بینی میزان نفوذپذیری (Permeability) استفاده شد که دلیل آن رابطه غیرخطی بین داده‌های نفوذپذیری مغزه و لاگ‌های تخلخل در سازند مخزن و محدود بودن داده های در دسترس بود.

برای انجام این مطالعه، ۸۰ درصد داده های نفوذپذیری مغزه در بخشی که مغزه گیری شده بود و لاگ های مرتبط با آن بخش ها مانند RHOB، DT، موقعیت چاه ها، عمق، و زون بندی ژئولوژیکی برای آموزش ماشین بهره گرفته شد و ۲۰ درصد داده‌ها برای تست و صحه گذاری بر نتایج استفاده گردیدند.

نتایج حاصل از یادگیری ماشین باعث شد تا ضریب همبستگی بین ۰/۸۷ تا ۰/۹۴ حاصل گردد که بسیار عدد بالایی است و نشان از اثربخشی بالای استفاده از ماشین در تولید داده های مصنوعی صحیح و قابل اتکا دارد.

تجربه استفاده از این روش به افزایش کیفیت بالاتر مطالعات تعیین Rock Typing و افزایش قابلیت اطمینان به مدل مخزنی گردید.

جمع بندی

استفاده از هوش مصنوعی در صنعت نفت و گاز نه‌تنها اجتناب‌ناپذیر، بلکه ضروری است. این فناوری می‌تواند موجب افزایش دقت و سرعت در انجام مطالعات مهندسی، بهینه‌سازی هزینه‌ها و بهبود تصمیم‌گیری‌ها شود. به‌ویژه در بخش‌های مهندسی مخزن، مدیریت داده‌های زمین‌شناسی، تحلیل تولید و برنامه‌ریزی توسعه میدان، هوش مصنوعی نقش بسیار مهمی ایفا می‌کند .با این حال، شناخت صحیح از حوزه تمرکز و انتخاب ابزارهای مناسب، عاملی کلیدی در موفقیت اجرای پروژه‌های مرتبط است. بسیاری از کاربردهای پیشرفته هوش مصنوعی هنوز در مراحل تحقیقاتی هستند، اما برخی فناوری‌های ساده‌تر می‌توانند به‌سرعت در صنعت به‌کار گرفته شوند و اثرات مثبتی بر فرآیندها داشته باشند.

علاوه بر این، استفاده از ظرفیت‌های داخلی و توسعه بومی ابزارهای هوش مصنوعی می‌تواند صنعت نفت و گاز را در برابر چالش‌های فناورانه آینده مقاوم‌تر کند. به همین دلیل، سرمایه‌گذاری در توسعه دانش بومی و آموزش نیروهای متخصص در این حوزه از اهمیت بالایی برخوردار است.

NARCOR

نرم افزار بومی برای پیش بینی نرخ خوردگی در بالای لوله‌های انتقال میادین ترش

مهندس محمد فولادی
سرپرست بخش خوردگی شرکت نارگان

یکی از چالش های صنعت نفت و گاز بحث خوردگی خطوط و تجهیزات فلزی بوده که در موارد متعددی منجر به انهدام تجهیز شده و سبب بروز حوادثی با پیامدهای گسترده خواهد بود. مدل‌های مختلفی برای انواع خوردگی وجود داشته که می توان به موارد زیر اشاره نمود:

- خوردگی دی‌اکسید کربن (خوردگی شیرین)
- خوردگی هیدروژن سولفید (خوردگی ترش)
- خوردگی میکروبی (MIC)
- خوردگی اکسیژنی

در این راستا پیش بینی نرخ خوردگی در سیالات هیدروکربنی از اهمیت ویژه ای برخوردار بوده و بسیار مورد توجه شرکت‌های فعال در این زمینه بوده است. این مدل‌ها همچنین تأثیر تغییرات ناشی از جریان، هیدروکربن‌ها، متریال و عملکرد بازدارنده‌های خوردگی را در نظر می‌گیرند.

به طور کلی مدل های پیش بینی نرخ خوردگی در سیالات هیدروکربنی، به دو دسته مدل‌های Mechanistic و Empirical یا تجربی تقسیم بندی می شوند. معروف ترین مدل پیش بینی خوردگی، مدل Dewaard بوده که پس از مطالعات اولیه در سال ۱۹۷۵، سه مرتبه در سال های ۱۹۹۱، ۱۹۹۳ و ۱۹۹۵ مورد بازنگری قرار گرفته و در حال حاضر مدل ۱۹۹۵ به عنوان پایه ای برای سایر مدل ها مورد استفاده قرار گرفته و هریک از مدل‌های کنونی ضرایبی اصلاحی به آن اعمال می‌نمایند. به عنوان مثال در سال ۲۰۰۴ Liane smith به همراه Dewaard برای اولین بار اثر H2S را در روابط وارد کردند.

بر اساس این مدل ها نرم افزار های مختلفی توسعه یافته اند که از این میان می توان به نرم افزار های Electronic Corrosion Engineer (ECE)، Predict، Multicorp، Norsok و ... اشاره نمود. هریک از این نرم افزارها دارای مزایا و معایبی بوده که در جدول شماره ۱ اشاره شده اند.

همانطور که در جدول شماره ۱ مشاهده می شود هریک از این مدل ها دارای نقاط قوت و ضعفی بوده که منجر می شود که در برخی موارد دامنه کاربرد آنها محدود شده و همچنین برخی از مدل ها نتایج نادرستی را در شرایط خاص ارایه نمایند. به عنوان مثال برخی از مدل‌ها اثر حفاظتی تشکیل رسوب کربنات را با افزایش دما در نظر گرفته و برخی دیگر این اثر را لحاظ نمی‌نمایند (تصویر شماره ۱)

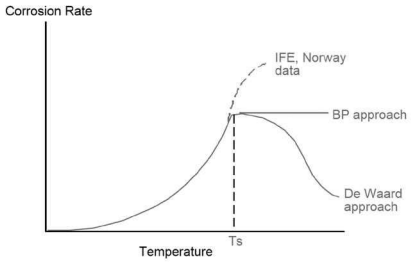
اختلاف نرخ خوردگی محاسبه شده، در شرایط مختلف توسط مدل های مختلف، به حدی قابل توجه است که در برخی موارد نرخ خوردگی محاسبه شده توسط یک مدل چندین برابر نرخ محاسبه شده توسط مدل دیگر است. به عنوان مثال در تصویر شماره ۲ نرخ خوردگی محاسبه شده توسط مدل‌های مختلف در شرایط دمایی و میزان آب متفاوت نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می شود، نرخ خوردگی محاسبه شده توسط دو مدل می تواند تا ۱۰ برابر متفاوت باشد. این موضوع الزاما بدین معنا نیست که برخی مدل ها نتایج نادرستی ارایه می دهند بلکه نشان دهنده این موضوع است که مدل خوردگی حتما باید متناسب با شرایط انتخاب شود به نحوی که مدل مورد نظر در شرایط مورد نظر قابل استفاده باشد. دامنه کاربرد مدل ها معمولاً توسط سازندگان آن اعلام می شود. به همین دلیل پیشنهاد می شود که در صورت امکان برای تخمین نرخ خوردگی حداقل از دو مدل استفاده شده و نتایج آن ها مقایسه شود که احتمال خطا کاهش یابد.

از معروف ترین مدل های خوردگی که به صورت نرم افزار تجاری در دسترس هستند می‌توان به نرم افزار Predict اشاره نمود که محصول شرکت Honeywell

Model	DW	NO	HY	CA	CO	KS	MU	FC	EC	PR	SP	UL	OL	SR	CP	EN	SW	IF
Lab data, Field data model, Mechanistic model	L	L	M	L	F	M	M	-	L	L	M	F	M	-	L	-	L	L,F
Scale effect formation water*	N	M	N	W	W	M	M	-	W	S	S		W	-	M	-	W	S
Scale effect condensed water*	W	M	W	W	W	M	M	-	W	S	S		M	-	M	-	W	W
Effect of pH on corrosion rate*	W	M	W	W	M	M	M	-	W	S	S	S	W	-	M	-	W	M
Risk for localized attack	-	-	-	-	Y	Y		-	-	Y	-	Y	-	-	-	-	-	Y
Oil wetting effect crude oil*	S	N	M	N	M	N	S	-	S	S	N	S	N	-	M	-	N	S
Oil wetting effect condensate*	N	N	N	N	M	N	M	-	M	M	N	S	N	-	M	-	N	S
$CaCO_3$ correction for pH	-	-	-	-	Y	-	Y	-	-	-	-	-	Y	-	-	-	-	Y
Effect of organic acid on corrosion	-	-	Y	Y	Y	-	Y	-	Y	Y	-	Y	-	-	-	-	-	N
Top of line corrosion	Y	-	Y	-	-	-	Y	-	Y	-	-	Y	-	-	-	-	-	N
Effect of H_2S on corrosion rate*	N	N	W	N	N	N	M	-	S	S	N	W	S	-	N	-	N	S
Multiphase flow calculation**	N	P	M	N	P	N	P	-	M	P	P	M	N	-	M	-	N	M
Open, Commercial, Proprietary	O	O	P	O	O	O	P	-	C	C	P	P	C	-	P	-	P	C

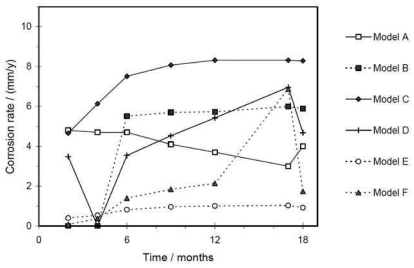
Y = YES, N = NO, U = UNKNOWN
* S - strong effect, M - moderate effect, W - weak effect, N - no effect
** P - point calculation, M - multiphase profile calculation, N - no multiphase flow calculation

جدول شماره ۱- مقایسه نقاط قوت و ضعف مدل های مختلف خوردگی



تصویر شماره ۱- مقایسه رفتار مدل های مختلف در اثر افزایش دما و تشکیل رسوب

بوده و خصوصا در نسخه‌های جدید آن دارای امکانات زیادی از جمله محاسبات خوردگی، سایش و خوردگی قسمت بالای لوله (Top of Line Corrosion) بوده و همچنین این نرم افزار از نظر محاسبات هیدرودینامیکی دارای قابلیت‌های مناسبی می باشد. از نقاط ضعف این مدل، نتایج نه چندان مناسب در سرویس‌های ترش می‌باشد.

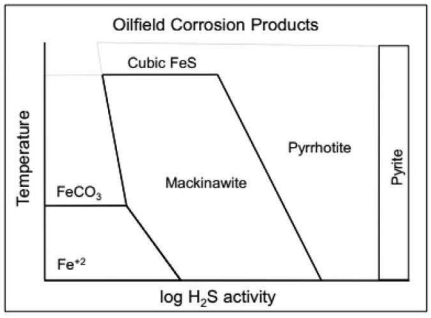


تصویر شماره ۲- مقایسه رفتار مدل های مختلف در اثر تغییرات دما و میزان آب

نرم افزار دیگر نرم افزار Multicorp است که محصول دانشگاه Ohio می‌باشد و بر مبنای مدل Mechanistic که توسط همین دانشگاه توسعه یافته ایجاد شده است. این نرم افزار از نظر هیدرودینامیکی نسبتا قوی بوده و همچنین قابلیت انجام محاسبات در سرویس های ترش و شیرین را دارا می‌باشد. نقطه ضعف این نرم افزار این است که از سال ۲۰۱۴ به روز رسانی نشده و بر اساس آزمایشاتی که در سال های اخیر توسط دانشگاه Ohio ارایه شده، نتایج این مدل در برخی موارد نیاز به اصلاحاتی دارد.

همچنین می توان به نرم افزار معتبر Electronic Corrosion Engineer (ECE) اشاره نمود که توسط خانم Liane Smith و شرکت INTETECH توسعه یافته که بعدها توسط Wood group خریداری شده است. از نقاط قوت این نرم افزار وجود پایگاه داده قوی از داده های جمع آوری شده از میادین مختلف به همراه داده های آزمایشگاهی بوده که سبب می شود خروجی آن تنها بر اساس محاسبات نبوده و تجربیات عملی را نیز در نظر گیرد. نقطه قوت بزرگ دیگر ECE محاسبات در سرویس ترش بوده که از این لحاظ تقریبا از تمامی مدل های موجود دیگر نتایج قابل قبول‌تری را ارایه می دهد. این مدل خصوصا در نسخه های پیشین اطلاعات هیدرودینامیکی مناسبی ارایه نمی نمود لیکن در سال های اخیر این نقص نیز بهبود یافته است.

نقطه ضعف مشترک در بین تمامی مدل‌های خوردگی، عدم پیش بینی صحیح نرخ خوردگی در سیالات ترش، خصوصا زمانی که نسبت فشار جزیی CO۲ به H۲S کمتر از ۲۰ بوده یا به عبارتی رژیم کاملاً ترش برقرار است می باشد. بطوریکه تقریبا تمامی این مدل ها نتایج نادرستی را در این شرایط ارایه می نمایند. این موضوع ناشی از ماهیت پیچیده لایه سولفیدی تشکیل شده در این شرایط بوده که بر نرخ خوردگی بسیار تاثیر گذار بوده و می تواند در شرایط مختلف و حتی با گذشت زمان ماهیت آن تغییر یابد (تصویر شماره ۳). در این راستا ذکر این نکته ضروری است که با وجود اینکه لایه



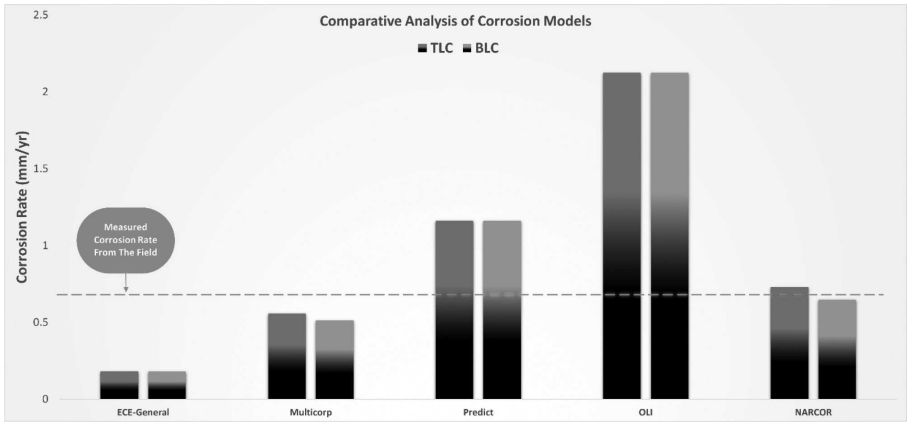
تصویر شماره ۳- تغییر ماهیت لایه سولفیدی با دما و H۲S

سولفیدی می تواند به دلیل ایجاد لایه محافظ نرخ خوردگی یکنواخت را کاهش داده لیکن به دلیل تشکیل پیل گالوانیک با فولاد می تواند سبب افزایش نرخ خوردگی موضعی شود.

با توجه به تعدد میادین نفت و گاز ترش در منطقه خاور میانه، قطعا این منطقه یکی از بهترین مناطق دنیا برای مطالعه خوردگی ترش بوده که بررسی آن ها کمک زیادی به بررسی الگوی خوردگی و بهینه سازی مدل‌های خوردگی می‌نماید.

یکی از فعالیت هایی که در سال های گذشته در شرکت نارگان انجام شده بررسی وضعیت خوردگی در میادین مختلف نفتی و گازی بوده که این نتایج به همراه نتایج منتشر شده از سایر نقاط دنیا که به صورت مطالعات میدانی و یا آزمایشگاهی بوده اند بررسی شده و مدل جدیدی توسعه یافته که قابلیت بسیار بالایی در پیش بینی نرخ خوردگی در سیالات ترش داشته و نتایج آن همخوانی بسیار زیادی با داده های میدانی دارد. از قابلیت های دیگر آن پیش بینی بسیار خوب نرخ خوردگی بالای لوله می باشد. این مدل تحت عنوان NARCOR نامگذاری شده است که سه حرف نخست آن از اسم شرکت نارگان و سه حرف دوم آن از Corrosion برداشت شده است.

در تصویر شماره ۴ مقایسه نتایج حاصل از مدل NARCOR در کنار سایر مدل های تجاری پیش بینی نرخ خوردگی ارایه شده است (منظور از TLC نرخ خوردگی بالای لوله و منظور از BLC نرخ خوردگی پایین لوله می‌باشد). همچنین داده واقعی اندازه‌گیری شده از یکی از میادین نیز با خط چین مشخص شده است. همانطور که مشخص است در حالیکه سایر مدل‌های دارای اختلاف با داده‌های اندازه گیری شده می‌باشند، مدل NARCOR تطابق بسیار بالایی با داده‌های میدانی داشته و با دقت بسیار خوبی نرخ



تصویر شماره ۴- مقایسه مدل های مختلف خوردگی با یکدیگر

نقطه ضعف بزرگ دیگر نرم افزار های خوردگی عدم قابلیت پیش بینی خوردگی بالای لوله (Top of Line Corrosion) در سیالات ترش بوده، به طوریکه در حال حاضر هیچ مدل خوردگی قابل قبولی برای پیش بینی نرخ خوردگی بالای لوله در سیالات ترش وجود ندارد.

خوردگی را تخمین زده است. نتیجه حاصله در موارد متعدد و میادین بسیاری مورد ارزیابی قرار گرفته و صحه گذاری شده و می‌توان اعلام نمود که مدل NARCOR مدلی بسیار مناسب برای میادین ترش با قابلیت پیش بینی نرخ خوردگی در بالا و پایین لوله می باشد.

مدیریت یکپارچه دارایی‌ها[1] در صنعت نفت و گاز

(مطالعه‌ی موردی میدان گازی پارس جنوبی)

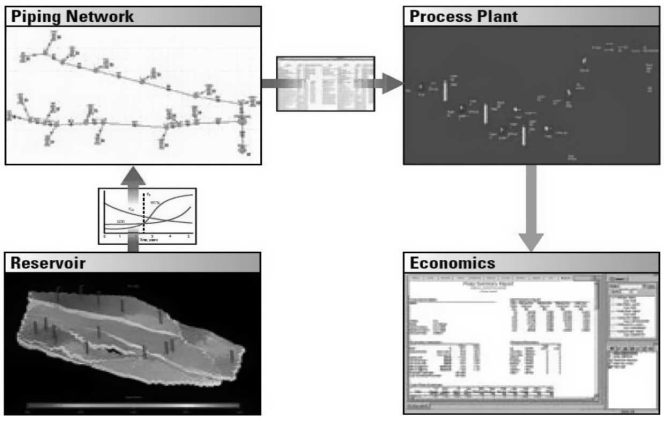
مهندس سوران محمود پور
بخش مطالعات Subsurface
شرکت توسعه انرژی نارگان آمیتیس

دکتر جواد مددی مقرب
بخش مطالعات Subsurface
شرکت توسعه انرژی نارگان آمیتیس

۱- مقدمه

با پیچیده‌تر شدن فرآیندهای استخراج و تولید در صنعت نفت و گاز، نیاز به روش‌های جدید مدیریت تجهیزات و دارایی‌ها بیش از پیش احساس می‌شود. افت فشار در مخازن نفت و گاز، هزینه‌های نگهداری و تعمیرات تجهیزات سطح‌الارضی و تحت‌الارضی و عدم هماهنگی میان بخش‌های مختلف زنجیره تأمین، همگی از چالش‌های اصلی این صنعت به شمار می‌آیند. در روش‌های سنتی مدیریت تجهیزات و دارایی‌ها، هر بخش به‌صورت مجزا مورد بررسی قرار می‌گیرد و مدل‌های مختلف، از جمله مدل‌های مخزنی، چاهی، خطوط لوله و تجهیزات سطحی، بدون ارتباط مؤثر با یکدیگر توسعه داده می‌شوند. این رویکرد باعث کاهش دقت پیش‌بینی‌ها، افزایش هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌ای و کاهش بازدهی کلی سیستم می‌شود.

مدلسازی یکپارچه تجهیزات یا به عبارت دیگر مدیریت یکپارچه دارایی‌ها رویکردی نوین است که امکان ادغام تمامی مدل‌های مرتبط با یک میدان نفت و گاز را فراهم می‌کند. این روش با یکپارچه‌سازی داده‌ها و مدل‌های مختلف، پیچیدگی‌های برهم‌کنش‌های مدل



شکل۱: شماتیک اجزای اصلی مدل مدیریت مرسوم تجهیزات و دارایی‌ها

سطح‌الارض و تحت‌الارض را در تصمیم‌گیری‌ها لحاظ کرده و منجر به کاهش هزینه‌ها و افزایش بهره‌وری می‌شود. برخلاف روش‌های سنتی که در آن مدل‌های جداگانه‌ای برای تحلیل مخزن، چاه، خطوط لوله و تأسیسات سطحی به کار گرفته می‌شود، MAI تمامی این بخش‌ها را در یک مدل واحد ترکیب کرده و ارتباطات بین آن‌ها را تحلیل می‌کند. با این روش، امکان بررسی تأثیر متقابل متغیرهای مختلف فراهم شده و تصمیم‌گیری در مورد راهکارهای بهینه با دقت بیشتری انجام می‌شود. در این مقاله ابتدا مفاهیم اصلی مدیریت یکپارچه تجهیزات و دارایی‌ها، مزایا و روش‌های اجرای آن بررسی شده و سپس مطالعه موردی پیاده‌سازی این روش در پروژه فشارافزایی میدان گازی پارس جنوبی ارائه خواهد شد.

۲- مدیریت یکپارچه تجهیزات و دارایی‌ها: مفهوم، مزایا و فلسفه یکپارچه‌سازی

در شکل ۱، روند مرسوم مدلسازی تجهیزات و مدیریت دارایی‌ها نمایش داده شده است. به طور معمول، مهندسان مخزن، مدل‌سازی مرسوم دارایی‌ها را با استفاده از مدل مخزن (پایین سمت چپ) و مدل چاه برای جریان سیال از محیط متخلخل و تا تجهیزات سرچاهی انجام می‌دهند. نتایج به دست آمده از مدلسازی مخزن و چاه به صورت جداگانه به عنوان ورودی شبکه خطوط لوله و انتقال سطحی مورد استفاده قرار می‌گیرد. در ادامه، نتایج حاصل از مدلسازی شبکه خطوط لوله و انتقال تحویل طراحان فرآیند و تجهیزات پایین‌دستی می‌شود. داده‌های پروفایل تولید، فشار، دما و ترکیب درصد اجرا سیال برای طراحی و ساخت واحدهای فرآیندی نظیر جدایش، پالایش و هر گونه فرآیند شیمیایی که نیاز باشد، توسط مهندسان فرآیند و طراحان تجهیزات پایین‌دستی مورد استفاده قرار می‌گیرد. در نهایت مجموعه نتایج به دست آمده جهت انجام مطالعات و محاسبات اقتصادی وارد مدل اقتصادی می‌شود.

از جمله معایب روش مدلسازی مرسوم و جداگانه تجهیزات می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

۱- فرآیندهای مهندسی که به صورت جداگانه طی می‌شوند، زمان‌بر بوده و اجرای سری و پشت سر هم آنها باعث ایجاد وابستگی و وقفه در شروع کار فرآیندهای ثانویه می‌شود.

۲- احتمال رفت و برگشت چند باره محاسبات بین مهندسان و طراحان بخش‌های مختلف و تکرار متناوب آنها وجود دارد.

۳- به دلیل استفاده از روش‌ها و ابزار مهندسی مختلف در هر بخش مهندسی، خطای همگرایی[2] در مدلسازی، علی‌الخصوص برای داده‌های جریان، فشار و ترکیب درصد سیال دور از انتظار نیست. توجه شود که خروجی هر بخش به صورت سری به عنوان ورودی بخش دیگر در نظر گرفته می‌شود.

۴- برای پوشش عدم قطعیت موجود در مدلسازی مرسوم، احتمال طراحی دست بالا وجود دارد که در بسیاری موارد منجر به افزایش هزینه‌های خرید، ساخت و اجرا می‌شود.

۵- به دلیل استفاده از روش‌های مختلف بهینه‌سازی، مدلسازی و طراحی‌های تحت‌الارض و سطح‌الارض، امکان رسیدن به شرایط نابهین[3] وجود دارد. به قسمی که مدل روسطحی و زیرسطحی به نوبه

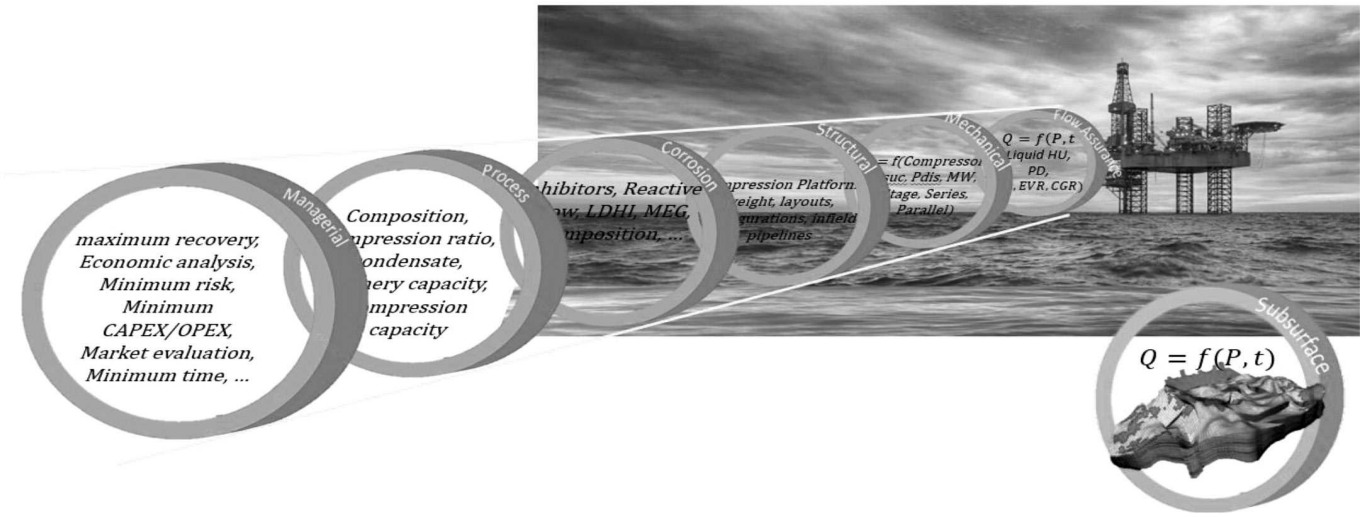
۱. Integrated Asset Management (IAM)

۲. Convergency error

۳. Sub-optimal

خـود بهینـه بوده امـا در تجمیـع بـا یکدیگر عملکـرد بهینه‌ای نداشـته باشند.
۶- در مدلسـازی مرسـوم، هـر سـری داده شبیه‌سازی‌شـده نماینـده یک لحظه از طول عمر مخزن و تجهیزات سـطحی اسـت. در شـرایط متغیـر پروژه‌هـای توسـعه‌ای، این شبیه‌سـازی قابلیـت پیش‌بینی تاثیر تغییـرات محتمل بر پروفایل تولیدی، فشـار و ترکیب درصد سـیال را ندارد.
مدیریـت یکپارچه تجهیـزات و دارایی‌ها به‌عنوان یـک چارچوب جامع، تمامـی مؤلفه‌هـای موثر بر تولیـد نفت و گاز را در نظـر گرفته و ارتباط میـان آن‌هـا را بررسـی می‌کنـد. برخـلاف روش‌هـای سـنتی کـه در آن هـر بخش به‌طور مسـتقل مدل‌سـازی و تحلیل می‌شـود، IAM امکان

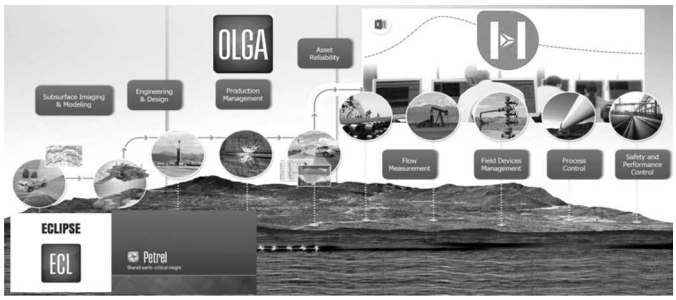
۱- دقـت و سـرعت محاسـبات و مدلسـازی‌های مهندسـی افزایـش می‌یابد.
۲- کمتریـن میـزان رفـت و برگشـت و تکـرار محاسـبات مهندسـی رخ می‌دهـد. در صورت نیاز، فرآیند تکرار محاسـبات بـه صورت خودکار و در فرآیند شبیه‌سازی یکپارچه صورت می‌پذیرد.
۳- خطاهـای همگرایی به حداقل می‌رسـد. در واقع با تعریف درسـت مرزهـای جریـان سـیال در نرم‌افزارهـای مختلـف مهندسـی، تمامـی داده‌هـای تولیـدی، فشـار و ترکیـب درصد سـیال به صورت یکسـان و موازی در طول مسـیر جریان از بالادسـت تا میان‌دست و پایین‌دست تولید می‌شوند.
۴- نقطـه بهینـه به دسـت آمده در ایـن روش، به عنوان شـرایط بهینه



شکل۲: شماتیک اجزای اصلی مدل مدیریت یکپارچه تجهیزات و دارایی‌ها و نحوه ارتباط آنها

ارتبـاط میـان مدل‌هـای سـطح‌الارض و تحت‌الارض را فراهـم کرده و یک دید کلی از عملکرد کل سیستم ارائه می‌دهد. یکی از فاکتورهای اصلـی در تولیـد پایـدار نفـت و گاز، مدلسـازی پویـا و لحظـه بـه لحظه جریـان سـیال از محیط متخلخل تا شـبکه خطـوط لولـه و انتقال و در نهایـت فرآیندهای پایین‌دسـتی اسـت. هدف اصلی ایـن روش افزایش بهـره‌وری، کاهش هزینه‌ها و بهینه‌سـازی عملیات اسـتخراج و تولید از بالادست تا میان‌دست و پایین‌دست است.
در شـکل ۲ اجـزای اصلـی و نحـوه تعامـل آنهـا در مدیریـت یکپارچـه تجهیـزات و دارایی‌هـا نمایـش داده شـده اسـت. مدل‌سـازی یکپارچه به این صـورت عمل می‌کند که داده‌های به‌دسـت‌آمده از شبیه‌سـازی مخزن به مدل چاه ارسال شده و اثرات متقابل آن بر تولید چاه بررسی می‌شـود. سـپس دبـی خروجـی از چاه‌هـا به مـدل خطوط لولـه منتقل شـده و تأثیرات افت فشـار و توزیع جریان در شـبکه لوله‌ها محاسـبه می‌شـود. در نهایـت، ایـن داده‌هـا وارد مـدل سـطحی شـده و عملکرد تجهیـزات فرآیندی مانند کمپرسـورها و جداکننده‌ها مورد ارزیابی قرار می‌گیـرد. با اسـتفاده از ایـن روش، نه‌تنها امکان بررسـی جامع تمامی بخش‌های یک میدان نفتی فراهم می‌شـود، بلکه می‌توان سـناریوهای مختلف بهره‌برداری را ارزیابی کرده و بهترین تصمیم را برای مدیریت بهینـه میـدان اتخاذ کـرد. همچنین ملزومـات هر بخـش از طراحی تا ساخت و اجرا (نظیر مکانیک، سازه، خوردگی و اقتصادی-مدیریتی) در نظر گرفته می‌شود. تفاوت این روش با روند مرسوم پیشین این است که تمامی مدلسازی‌ها در یک فرآیند یکپارچه، پویا و موازی به صورت همزمـان برای تمام طول دوره عمر مخزن و تجهیزات سـطحی صورت گرفتـه و تمامی تغییرات محتمل در پروفایل تولیدی در سـال‌های آتی قابل بررسی است.
از جملـه مزایای روش مدلسـازی یکپارچه تجهیزات می‌تـوان به موارد زیر اشاره کرد:

عمومی برای کل مساله تعریف خواهد شد.
۵- ایـن روش بـرای غربالگـری اولیـه سـناریوهای توسـعه و تولیـد در مطالعات مفهومی بسیار کارآمد است.
۶- در مدلسـازی یکپارچه تجهیزات، با یک بـار اجرای نرم‌افزار، تمامی داده‌های تولید و جریان به صورت دینامیک در طول دوره عمر مخزن و تجهیـزات سـطح‌الارضی بـه صـورت یکجـا در خروجـی مـدل قابـل دسترسی است.
۷- هـر تغییـر اثرگـذار در طراحـی، نظیـر عـدم قطعیت‌هـای پروژه‌های توسعه‌ای در طول دوره تولید از مخزن، با اجرای مدلسازی یکپارچه و آزمودن سناریوهای مختلف قابل پایش و نظارت است.
۸- امکان کاهش هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌ای فراهم می‌شود. زیرا از طراحی‌هـای بیـش از حـد جلوگیـری کـرده و بهینه‌تریـن راهکارها را برای مدیریت منابع ارائه می‌دهد. از سـوی دیگر، IAM انعطاف‌پذیری بیشـتری در مدیریـت میادیـن نفـت و گاز مهیـا کـرده و امـکان اجرای سـناریوهای مختلـف ماننـد تغییر نرخ تولیـد، نصب تجهیـزات جدید و افزایش ظرفیت تولید را بررسی می‌کند.



شکل۳: بخش‌های مختلف مهندسی و نحوه تعامل آنها در مدلسازی یکپارچه تجهیزات سطح‌الارضی و تحت‌الارضی

۳- مدیریت یکپارچه دارایی‌ها: مفهوم، مزایا و روش یکپارچه‌سازی

همانگونه که اشاره شد، IAM به عنوان یک فلسفه در مهندسی نفت و گاز مطرح شده است. روش‌های فنی برای پیاده‌سازی این فلسفه متفاوت بوده و بسته به ماهیت و نیاز پروژه‌ها متغیر است.

نام نرم‌افزار	کاربرد در IAM	ویژگی‌های کلیدی
ECLIPSE (Schlumberger)	شبیه‌سازی رفتار مخزن در زنجیره تولید برای تعیین میزان تولید بهینه و پیش‌بینی عملکرد در طول عمر میدان	مدل‌سازی مخازن نفتی و گازی، تحلیل تزریق گاز/آب، بررسی تأثیر مکانیسم‌های جریانی در عملکرد میدان
Petrel (Schlumberger)	یکپارچه‌سازی مدل مخزن با داده‌های عملیاتی و پیش‌بینی تولید در تعامل با تأسیسات سطحی	ترکیب داده‌های زمین‌شناسی و مهندسی، طراحی چاه و مسیر حفاری، مدل‌سازی دقیق تغییرات مخزن در طول زمان
PROSPER (Petroleum Experts)	ارزیابی عملکرد چاه و اتصال آن به سیستم‌های تولیدی سطحی برای بهینه‌سازی نرخ تولید	تحلیل روش‌های فرازآوری مصنوعی، بررسی سناریوهای تولید، محاسبه افت فشار در چاه
OLGA (Schlumberger)	پیش‌بینی و کنترل رفتار جریان چندفازی در خطوط لوله برای جلوگیری از مشکلات عملیاتی در انتقال سیالات	شبیه‌سازی اسلاگ، هیدرات، خوردگی و افت فشار، طراحی بهینه خطوط لوله برای افزایش کارایی
Aspen HYSYS (AspenTech)	مدلسازی و یکپارچه‌سازی فرآیندهای پالایشگاهی و تجهیزات سطحی با سیستم‌های تولید و انتقال	شبیه‌سازی فرآیندهای مهندسی شیمی، بهینه‌سازی عملکرد تأسیسات و کاهش هزینه‌های عملیاتی
GAP (Petroleum Experts)	ایجاد ارتباط بین مدل‌های مخزن، چاه و سطح برای افزایش هماهنگی در تولید	مدلسازی جامع جریان سیالات از مخزن تا تأسیسات سطحی، بهینه‌سازی تولید و کاهش افت انرژی
RESOLVE (Petroleum Experts)	یکپارچه‌سازی مدل‌های مخزن، چاه و تأسیسات سطحی برای تصمیم‌گیری بلادرنگ در مدیریت دارایی‌ها	هماهنگ‌سازی داده‌های مختلف، اجرای سناریوهای عملیاتی، بهینه‌سازی عملکرد کل سیستم
Aspen Mtell (AspenTech)	تحلیل داده‌های تجهیزات برای پیش‌بینی خرابی‌های آینده و کاهش توقفات ناگهانی	استفاده از هوش مصنوعی و یادگیری ماشین برای پیش‌بینی نیازهای تعمیراتی و افزایش قابلیت اطمینان تجهیزات

جدول ۱: نرم‌افزارهای کلیدی مورد استفاده در مدل مدیریت یکپارچه تجهیزات و دارایی‌ها (IAM)

به عنوان یک رویه عمومی، در روش IAM مدل‌های مختلف شامل مدل مخزن با نرم‌افزار Eclipse، مدل چاه با Prosper، مدل خطوط لوله با OLGA و مدل فرآیندی پایین‌دستی با HYSYS ترکیب شده و با استفاده از نرم افزارهایی نظیر GAP و RESOLVE یک سیستم یکپارچه برای تحلیل جامع میدان ایجاد می‌شود (شکل ۳). ترکیب مدل‌های مذکور امکان ارزیابی دقیق عملکرد تجهیزات و بهینه‌سازی تولید را فراهم می‌کند.

برای یکپارچه‌سازی مدل‌های مختلف در IAM، ابتدا باید مدل‌های مجزای مخزن، چاه، خطوط لوله و تأسیسات سطحی به‌صورت مستقل توسعه داده شوند. پس از توسعه مدل‌های مستقل، این مدل‌ها باید در یک چارچوب واحد ترکیب شوند تا تعاملات میان آن‌ها به‌طور دقیق شبیه‌سازی شود. این فرآیند شامل تعیین روابط بین مدل‌های مختلف، تعریف پارامترهای ورودی و خروجی بین آن‌ها و شبیه‌سازی سیستم به‌صورت یکپارچه است. در این مرحله، داده‌های تولیدی مخزن مستقیماً به مدل چاه ارسال می‌شود، خروجی‌های چاه به مدل خطوط لوله متصل شده و عملکرد نهایی در مدل تأسیسات سطحی مورد بررسی قرار می‌گیرد.

جدول ۱ نرم‌افزارهای کلیدی مورد استفاده در مدل مدیریت یکپارچه دارایی‌ها (IAM) را نمایش می‌دهد. این نرم‌افزارها در حوزه‌های مختلف شامل مدل‌سازی مخزن، شبیه‌سازی عملکرد چاه، خطوط لوله، فرآیندهای سطحی، یکپارچه‌سازی مدل‌های مختلف و تحلیل داده‌های عملیاتی نقش دارند.

۴- مطالعه‌ی موردی: مدلسازی یکپارچه تجهیزات فشارافزایی میدان گازی پارس جنوبی

میدان گازی پارس جنوبی بزرگترین میدان گازی دنیا است که بین ایران و قطر مشترک بوده و نقش کلیدی در تأمین انرژی کشور دارد. این میدان از ۲۴ فاز توسعه‌ای تشکیل شده و گاز تولیدی از طریق خطوط لوله زیردریایی به پالایشگاه‌های ۱۳گانه در خشکی با فشار ۷۴ بار منتقل می‌شود. بیش از دو دهه سابقه تولید و برداشت از این میدان، منجر به افت فشار طبیعی مخزن و متعاقبا افت تولید آن شده است.. مدل پیش‌بینی مخزن حاکی از این است که ادامه روند فعلی بدون مداخله فنی، منجر به کاهش ۳۵ الی ۴۰ درصدی تولید تا ۱۰ سال آینده می‌شود.

به منظور جبران افت فشار مخزن، پروژه فشارافزایی با استفاده از توربوکمپرسورها در دستور کار قرار گرفته است. کمپرسورگذاری، بار ناشی از فشار برگشتی خطوط لوله از روی تجهیزات سرچاهی برداشته شده و توسط کمپرسور تامین خواهد شد. در چنین شرایطی تجهیزات سرچاهی و متعاقبا مخزن قابلیت تولید بالاتر با فشار کمتر خواهند داشت. فشار چوک شده (یا کاهش یافته) از طریق کمپرسور بازیابی می‌شود تا فشار ۷۴ بار در ورودی پالایشگاه‌های خشکی تامین شود.

شرکت توسعه انرژی نارگان آمیتیس به عنوان زیرمجموعه شرکت نارگان در پروژه‌های بالادستی جهت مقابله با این چالش، پروژه مطالعه‌ی پایه[۴] و پایه پیشرفته[۵] تولید پایدار پارس جنوبی از طریق نصب کمپرسور را عهده‌دار است. علاوه بر فشار نزولی سرچاهی ناشی از تولید مخزن، براساس مطالعات تضمین جریان، فشار سرچاهی مورد نیاز برای هر نرخ تولید گاز نیز متغیر است. همچنین بخش مهمی از این مطالعات شامل تعیین ظرفیت بهینه کمپرسورها، بررسی سناریوهای مختلف شامل فراساحل[۶] و خشکی [۷] و ترکیبی[۸] و تعیین زمان اتصال هر فاز به کمپرسور بوده است. برای دستیابی به راهکاری بهینه، لازم است که تمامی عوامل به صورت یکپارچه تحلیل شوند تا تأثیر متقابل افت فشار در مخزن، عملکرد چاه‌ها، افت فشار خطوط لوله و بهره‌برداری از تجهیزات سطحی به‌دقت بررسی گردد. به همین دلیل، استفاده از IAM در این پروژه امری ضروری است.

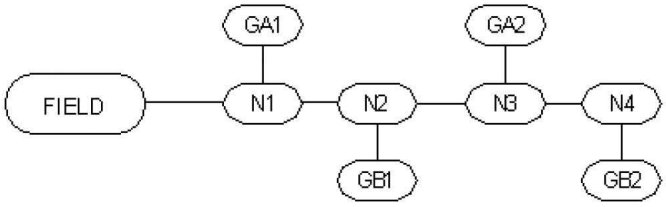
پیش از این، مدل‌های مخزن، چاه‌ها، خطوط لوله و تاسیسات سطحی به صورت جداگانه تحلیل می‌شدند. این پراکندگی مدل‌ها منجر به طراحی غیردقیق و هزینه‌های اضافی می‌گردید. نارگان آمیتیس با یکپارچه‌سازی این مدل‌ها در چارچوب IAM، تحولی در فرآیند طراحی این دست پروژه‌ها در ایران ایجاد کرد. با اتصال این مدل‌ها، اثرات متقابل آن‌ها به صورت همزمان تحلیل گردید.

در این پروژه، برای یکپارچه‌سازی مدل‌ها از قابلیت‌های نرم‌افزار Eclipse استفاده شد. با این روش، امکان ارتباط مستقیم بین خروجی مدل مخزن و ورودی مدل چاه فراهم شد و تأثیر افت فشار بر تولید هر چاه به‌دقت مورد بررسی قرار گرفت. سپس این داده‌ها به مدل خطوط لوله در حضور و عدم حضور کمپرسور در خشکی و فراساحل وارد شد تا اثرات افت فشار در مسیر انتقال گاز محاسبه شود. با ترکیب تمامی این مدل‌ها در محیط Eclipse، یک سیستم جامع برای تحلیل رفتار میدان و تأثیر نصب کمپرسورها با هر بار اجرای شبیه‌ساز فراهم گردید.

در این پروژه، از روش مدل سازی شبکه گسترش یافته[۹] شبکه به عنوان یکی از رویکردهای IAM برای یکپارچه‌سازی مدل‌های مخزن، چاه، خطوط لوله و کمپرسورها استفاده شد. این روش با بهره‌گیری از قابلیت‌های پیشرفته نرم‌افزار Eclipse، امکان اتصال دینامیک مدل مخزن به شبکه خطوط لوله و سطح‌الارض را فراهم کرد. در ENM، با تعریف گره‌ها[۱۰] و شاخه‌ها [۱۱]در شبکه، اثرات متقابل فشار در خطوط لوله، سطح‌الارض و رفتار مخزن به صورت همزمان شبیه‌سازی شد (شکل ۴). برای نمونه، با اعمال کدهای BRANPROP و NODEPROP در Eclipse، مشخصات هیدرولیکی خطوط لوله و فشار ثابت در نقاط کلیدی (مانند ورودی پالایشگاه) به مدل مخزن وارد شد. در واقع هر گره فشاری در سطح به گره فشاری دیگر با استفاده از مشخصات جریان-فشار متناظر متصل می‌شود. این یکپارچه‌سازی، امکان تحلیل دقیق تأثیر کمپرسورها بر کاهش فشار سرچاهی و افزایش تولید از مخزن را ممکن می‌کند.

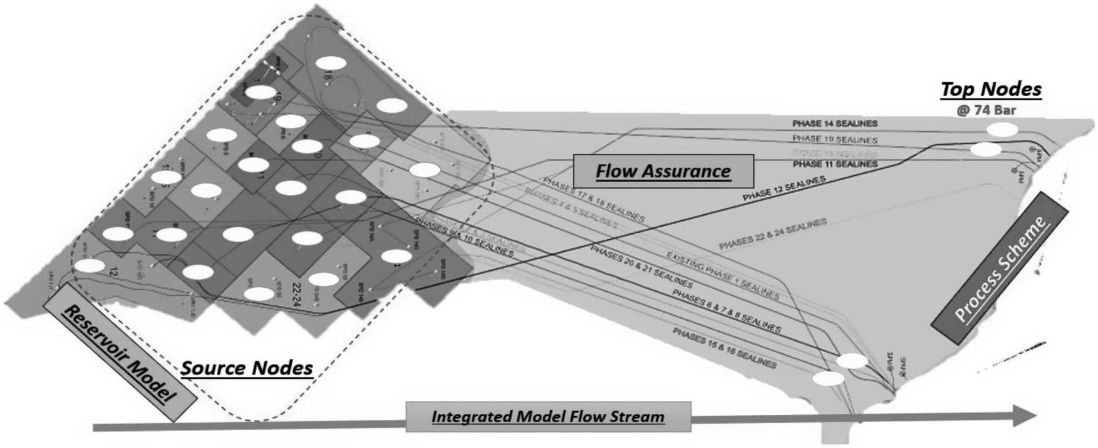
شکل ۵ شماتیک شبکه خطوط لوله را در قالب مدل ENM نمایش می‌دهد. در این مدل، گره‌ها و شاخه‌ها به گونه‌ای طراحی

۴. Basic study
۵. FEED
۶. Offshore
۷. Onshore
۸. Hybrid
۹. Extended Network Modeling (ENM)
۱۰. Nodes
۱۱. Branches



شکل۴: ساختار مدل‌سازی شبکه گسترش یافته در Eclipse

شده‌اند که جریان سیال از مخزن (گره تولید[۱۲]) تا گره پایانی[۱۳] (مانند پالایشگاه) را به صورت پویا شبیه‌سازی می‌کنند. به عنوان مثال، گره‌های اصلی مانند SPDها (منابع تولید) و نقطه پایانی (ورودی پالایشگاه با فشار ثابت ۷۴ بار) به همراه شاخه‌های متصل‌کننده، اثرات هیدرولیکی خطوط لوله و کمپرسور بر تولید مخزن را تعیین می‌کنند. این مدل‌سازی دقیقاً نشان می‌دهد که چگونه افت فشار در شاخه‌های مختلف (مانند خطوط لوله زیردریایی) به عنوان یک فشار برگشتی بر سرچاه‌ها اثر گذاشته و نیاز به نصب کمپرسور در مکان‌های استراتژیک را توجیه می‌کند. این رویکرد، پایه‌ای اساسی برای بهینه‌سازی موقعیت و ظرفیت کمپرسورها در میدان پارس جنوبی شده است.



شکل۵: شماتیک نقاط سرچاهی، شبکه خطوط لوله و انتقال پارس جنوبی در قالب ENM

استفاده از روش IAM در این پروژه، به ویژه با بهره‌گیری از مدل سازی شبکه گسترش یافته، مزایای متعددی در پی داشت که در مطالعات سنتی دست‌یافتنی نبود. ضرورت استفاده از IAM در این پروژه، در توانایی آن برای مدلسازی پویا نهفته است.

از جمله دستاوردهای مدلسازی یکپارچه تجهیزات در پروژه فشارافزایی پارس جنوبی می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

۱- بررسی و پیش‌بینی شرایط افت تولید در سال‌های آتی و تعیین زمان‌های بحرانی برای شروع سناریوی فشارافزایی

۲- بررسی سناریوهای مختلف کمپرسورگذاری پارس جنوبی (بالغ بر ۱۰۰ سناریوی تولید مجزا) در قالب فشارافزایی خشکی، فراساحل و ترکیبی

۳- انتخاب سناریوی فشارافزایی فراساحل به عنوان گزینه برتر جهت جلوگیری از افت تولید از میدان پارس جنوبی

۴- تعیین ظرفیت بهینه فشارافزایی و اجتناب از طراحی بیش از حد[۱۴] و جلوگیری از هدررفت سرمایه کشور

۵- تعیین LLI [۱۵] پروژه فشارافزایی جهت سفارش‌گذاری زود هنگام

۶- تعیین هاب‌های فشارافزایی و ظرفیت متناظر آنها در فراساحل و تخصیص سکوهای متناظر به هر هاب

۷- آنالیز حساسیت بر روی زمان شروع فشارافزایی، مکان سکوهای فشارافزایی، ظرفیت هاب‌ها و سرعت اجرای پروژه در سال‌های آتی

۸- نهایی‌سازی الگوی فرآیندی در سکوهای فشارافزایی

۹- اولویت‌بندی هاب‌های فشارافزایی براساس رفتار مخزن

۱۰- تکمیل مطالعات مفهومی و تعیین الگوی بهینه اتصال سکوهای تولیدی به سکوهای فشارافزایی

۱۱- بررسی ظرفیت و توان داخل کشور در مراحل ساخت سکوهای فشارافزایی و لحاظ کردن آن در امور مهندسی و طراحی

۱۲- برآورد اولیه از بودجه مورد نیاز برای اجرای پروژه فشارافزایی و جریان نقدینگی در طول سال‌های آتی

۱۳- تهیه مدارک بسته EPC جهت واگذاری به شرکت‌های پیمانکار داخلی

۱۴- بررسی و پیش‌برد همزمان سناریوهای جایگزین فشارافزایی فراساحل (نظیر فشارافزایی ترکیبی و خشکی در برخی پالایشگاه‌ها)

همچنین شبیه‌سازی‌ها نشان داد که نصب کمپرسورها در هاب‌های فراساحل (به جای خشکی) به طور میانگین موجب کاهش۲۰درصدی افت فشار در خطوط لوله و افزایش ۱۵درصدی جریان کلی سیستم می‌شود. علاوه بر این، ENM امکان بهینه‌سازی تدریجی و پویای ظرفیت کمپرسورها را فراهم کرد تا همزمان با کاهش فشار مخزن و افت تولید با وجود کمپرسورها، ظرفیت خالی کمپرسور در سال‌های آتی شناسایی شده و برای سایر فازها مورد استفاده قرار گیرد. این انعطاف‌پذیری، از اتلاف سرمایه در طراحی غیرضروری تجهیزات جلوگیری نمود. همچنین، مدل یکپارچه نشان داد که کاهش فشار در خطوط لوله زیردریایی نه تنها تولید چاه‌ها را محدود می‌کند، بلکه باعث تسریع افت فشار مخزن می‌شود. این بینش، نارگان آمیتیس را قادر ساخت تا موقعیت بهینه کمپرسورها را دقیقاً در نقاطی طراحی کند که بیشترین تأثیر را در خنثی‌سازی فشار برگشتی داشتند.

توانایی تحلیل سناریوهای پیچیده مانند تغییرات ترکیب درصد اجزای سیال، نوسانات دما و تشکیل میعانات گازی، از جمله دیگر مزایای استفاده از IAM بود. همچنین، بهینه سازی پارامترهای مختلف نصب کمپرسور نیازمند اجرای متعدد مدل‌های مختلف مخزن، چاه، خط لوله و تاسیسات کمپرسور و فرآیندی بود. درصورت عدم استفاده از IAM، بعد از هر بار اجرای مدل مخزن، خروجی آن بایستی به صورت دستی وارد مدل چاه و بعد خروجی آن وارد مدل خط لوله و تاسیسات کمپرسور و فرآیندی می‌شد که فرایندی بسیار زمان‌بر و نیازمند نیروی انسانی به مراتب بیشتری است. به علاوه که ریسک خطای انسانی نیز در روش IAM کاهش می‌یابد. شبیه‌سازی‌ها اثبات کردند که نصب کمپرسورها در هاب‌های فراساحلی به جای طراحی جداگانه برای هر فاز، تولید بلندمدت را افزایش و هزینه‌های سرمایه گذاری را توجیه می‌کند. این پروژه نه تنها چالش‌های فنی میدان پارس جنوبی را حل کرد، بلکه الگویی برای مدیریت هوشمند و یکپارچه تجهیزات و دارایی‌ها در سایر میادین پیچیده ارائه داد.

۱۲. Source Node
۱۳. Top node
۱۴. Overdesign
۱۵. Long Lead Item

درگفتگوی چشم انداز نفت با دکتر قدیم مطرح شد:

تشریح ظرفیت مهندسی و انتقال دانش شرکت نارگان در بخش فراساحل

شرکت مهندسی نارگان که بیش از نیم قرن تجربه فعالیت در توسعه زیرساخت‌ها و ایجاد ظرفیت مهندسی در ساحل را دارا می‌باشد، از سال ۱۳۹۸ حضور در پروژه‌های فراساحل را با پروژه مطالعات مفهومی در میدان فروزان که سکوی فشار افزایی آن نیازمند بازنگری در طراحی مفهومی بود آغاز کرد. سپس پروژه تکمیل مطالعات مهندسی مفهومی در میدان گازی فرزاد هم در بخش خشکی و هم در بخش فراساحل را به عهده گرفت و در حال حاضر نیز به عنوان مشاور مطالعات مهندسی پایه شرکت نفت وگاز پارس در پروژه ملی فشار افزایی میدان گازی پارس جنوبی مشغول فعالیت است. آنچه در ادامه می‌خوانید گفتگوی دکتر حامد قدیم مدیر پروژه بالادستی شرکت نارگان و مدیرعامل شرکت توسعه انرژی نارگان آمیتیس با ماهنامه چشم انداز نفت در ارتباط با اهداف، برنامه‌ها و دستاوردهای شرکت نارگان از حضور در پروژه‌های فراساحل می‌باشد.

اهدف شرکت نارگان از درگیر شدن در پروژه های فراساحل در سال های اخیر چه بوده است؟

شرکت نارگان، در طی ۵۳ سال فعالیتش، همواره بر شعار محوری اش که راهکار-محور بودن برای کارفرمایان بوده است، تمرکز داشته و با توجه به نیاز به وجود شرکت‌های مهندسی مشاور در زمینه فراساحل و با توجه به تجربه موفق این پنج دهه در توسعه زیرساخت ها و ایجاد ظرفیت مهندسی در ساحل، تصمیم گرفتیم تا در این زمینه ورود کنیم. البته مثل تمامی برنامه های توسعه‌ای، شرکت نارگان همواره قدم هایش را آرام و شمرده بر می‌دارد و ابتدا با پروژه های کوچک تر و محدوده های کمتر و سپس با تقویت همزمان زیرساخت ها و استفاده از شبکه متخصصین و افزایش ظرفیت انسانی، محدوده های بزرگ تر را ورود کرده‌ایم. هدف شرکت نارگان، انجام ماموریت سازمانی‌اش یعنی تامین نیازهای کارفرمایان داخلی و پس از آن، تلاش برای ورود به بازارهای بین المللی و ارایه خدمات توسط مهندسان ایرانی به کارفرمایان خارجی است. این هدف گذاری البته هم به برنامه های توسعه و نیازهای داخلی توجه دارد و هم با توجه به نیاز رو به رشد در بخش فراساحل در سطح بین المللی انجام شده است.

چند پروژه فراساحل در نارگان تا کنون انجام شده اند و یا در حال انجام هستند؟

نارگان در گذشته یک یا دو مورد پروژه های مطالعاتی کوچک در دریا داشته است اما به طور جدی از سال های ۱۳۹۸ و ۱۳۹۹ با پروژه‌های در شرکت نفت فلات قاره ایران آغاز کرد. یکی از اولین تجارب ما پروژه مطالعات مفهومی در میدان فروزان بود که اتفاقا سکوی فشارافزایی گازی آن نیازمند بازنگری در طراحی مفهومی بود. بعد از آن تجربه موفق، پروژه تکمیل مطالعات مهندسی مفهومی در میدان گازی فرزاد که البته هم بخش خشکی و هم بخش فراساحل داشت را وارد شدیم و مدت زمانی پس از آن مطالعات مهندسی پایه و پایه پیشرفته میدان گازی پارس شمالی در دریا و خشکی را آغاز کردیم. در نهایت هم در پروژه تاسیسات فشارافزایی به عنوان مشاور برای انجام مطالعات مهندسی پایه انتخاب شدیم که در حال انجام است. البته یکی از پروژه‌های اخیر

ما نیز که از اهمیت بالایی برای ما برخوردار است، پروژه لایه نفتی پارس جنوبی است که اخیرا قراردادش را امضا کرده ایم.

در کدامیک از پروژه ها دستاورد خاصی داشتید که از اهمیت بالایی برخوردار است؟

البته تمامی پروژه های ما برای ما دستاوردهای فنی ارزشمندی داشته اند که سعی کرده ایم از آن آموخته ها در کارهای بعدی استفاده کنیم. مثلا در پروژه فروزان، وضعیت پروژه به لحاظ فنی پیچیدگی های زیادی داشت ولی فقط پیچیدگی های فنی نبودند بلکه یکی از مشکلات کارفرما وجود تعداد زیادی از پیمانکاران بود که در طول بیش از یک دهه در میدان قرارداد بسته و محدوده‌های کاری آنها بعضا با یکدیگر هم پوشانی داشتند. تغییر در طرح مفهومی پروژه که با توجه به طولانی شدن زمان اجرا غیر قابل اجتناب بود، باعث می‌شد تا ضمن قرارداد اجرایی مهندسی تفصیلی، خرید و ساخت این پیمانکاران دچار تغییر شود. تغییرات در طرح مفهومی که شرکت نارگان انجام داد بسیاری از مشکلات را حل کردو منجر به بهینه شدن طراحی‌ها شد و البته کمک کردیم تا موارد قراردادی نیز بین کارفرما و پیمانکاران تعیین وضعیت گردند. همینطور در پروژه میدان گازی فرزاد، کاملا طراحی مفهومی اولیه در خشکی و همچنین در دریا تغییر یافت و در طراحی مفهومی ارایه شده تلاش گردید چالش های بر سر راه توسعه میدان برطرف شوند. از جمله در خوردگی بالای خطوط لوله که یکی از نگرانی های بزرگ در میدان گازی فرزاد با سطح ترشی بسیار بالا و با فشار و دمای بسیار بالا می باشد. در پروژه پارس شمالی ما در شرایطی وارد طراحی پایه شدیم که متاسفانه مطالعه مفهومی در مرحله قبل تقریبا انجام نشده بود و ما مجبور بودیم در کنار انجام مهندسی پایه، مطالعات تکمیلی مهندسی مفهومی را نیز انجام دهیم. در پروژه فشارافزایی هم مطالعات یکپارچه مخزن ما کمک کرد تا شرکت ملی نفت تصمیم مهم انتخاب میان گزینه های دریا و خشکی را با اتکای به داده های بیشتر و تحلیل های دقیق‌تری بگیرد و همینطور مطالعه مفهومی فاز قبل را مورد بازنگری جدی قرار دادیم. انجام این پروژه با تعداد زیاد ذی نفعان و حساسیت های بسیار بالای آن و البته نیاز به حل بسیاری از چالش های مربوط به طراحی مفهومی، مانند توجه کردن به ظرفیت‌های داخلی، امکان های در دسترس بین المللی و برنامه زمانی دقیق راه اندازی هاب‌های فشارافزایی، کاری بسیار سخت و پیچیده بوده است که خوشبختانه تا کنون در انجام آن موفق بوده‌ایم.

گفتید در پروژه فشار افزایی میدان پارس جنوبی بخش مطالعات مهندسی پایه به شرکت نارگان واگذار شده است. این بخش چه فعالیت‌هایی را شامل می‌شود؟

مطالعات مهندسی مفهومی فشارافزایی در میدان گازی پارس جنوبی در بخش خشکی در سال ۱۳۹۹ توسط شرکت نارگان انجام شد و مطالعات مفهومی تاسیسات فشارافزایی در دریا هم توسط شرکت Doris پیش از نارگان انجام گرفته بود. پس از واگذاری مطالعه مهندسی پایه به شرکت نارگان، بخش هایی از مطالعات مفهومی که پیشتر در مطالعه Doris نیازمند بازتکرار بود و یا انجام نشده بودند در فاز پیش پروژه انجام شدند. مقایسه میان گزینه های خشکی و دریا با استفاده از مدل یکپارچه تحت الارضی و سطح الارضی، تعیین مدل چیدمان کلی میدان و تبیین چارچوب های مفهومی برای شروع فاز مهندسی پایه در فاز پیش پروژه انجام شدند و در فاز مهندسی پایه نیز طراحی مهندسی سکوها، جکت ها، تاپ سایدها و خطوط لوله انتقالی با هدف ایجاد مبنای مناسب برای تخمین قیمت پروژه با دقت بالاتر انجام شده‌اند.

در خصوص عملکرد شرکت نارگان در این پروژه، از نظر برنامه زمانی آیا میتوان گفت که پروژه دچار عقب ماندگی است؟

این سوال خوب و البته چالش برانگیزی است. این سوال را در خصوص این پروژه، و تمامی پروژه های ما در فراساحل و البته تمام پروژه های دیگر کشور می توانیم مطرح کنیم. یکی از چالش های سال های گذشته عقب افتادگی زیاد در پروژه ها بوده است که این موضوع متاسفانه عمومیت پیدا کرده است و مختص یک مشاور و یا یک کارفرما

و یا پروژه بخصوص نیست. دلایل زیادی را می‌توان برای این معضل عمومی شناسایی کرد. کم بودن منابع مالی، تزریق نامناسب منابع مالی و غیرمالی در پروژه ها که باعث میشود جریانات نقدینگی در پروژه‌ها گاها منفی باشد، کم بودن سرمایه های انسانی به دلیل مهاجرت‌های گسترده و البته نامناسب و ناکافی بودن مطالعات مهندسی در فازهای پیشین و نیاز به بازتکرار مطالعاتی که می‌باید در فاز قبلی انجام و جمع‌بندی می‌شدند، تمامی این دلایل کم و بیش در بسیاری از پروژه ها وجود دارند اما در پروژه فشارافزایی ما با وضعیت پیچیده‌تری هم روبه‌رو هستیم که آن حساسیت بالا نسبت به پروژه و درگیر شدن ذینفعان زیاد در مرحله مهندسی پایه است. البته در این پروژه ما تلاش نمودیم تا پس از نهایی شدن بخش پیش پروژه، که مستلزم ایجاد همگرایی در بین ذینفعان بود و به دلیل ماهیت مطالعات مفهومی با تعداد کمتری از نیروهای متخصص پیش می‌رفت، با تخصیص تعداد زیادی از نیروهای متمرکز و کار شبانه روزی، عقب افتادگی را به سرعت جبران کنیم و با تولید سریع تر مدارک، همزمان با اصلاح بخش هایی از مطالعه مفهومی که با تدقیق شدن مطالعات مهندسی پایه روی بخش‌هایی مانند تعیین سایزهای تجهیزات و طراحی های تکمیلی سازه و پایپینگ نیازمند تغییر بودند، نیازها را تامین کنیم. در حال حاضر بیش از ۴۰۰ مدرک در مجموع تولید شده اند که این مدارک البته مدارک کلیدی هستند که برای تخمین هزینه‌های پروژه توسط پیمانکاران اصلی مورد نیاز می‌باشند.

آیا تطبیق مدارک تولید شده مهندسی با شرایط اجرایی نیز بر عهده شرکت نارگان است؟

در واقع در تمامی پروژه ها، مشاور مهندسی موظف است تا طراحی را بر اساس نزدیک‌ترین فناوری ها و تجهیزات در دسترس کارفرما و البته مطابق با قانون با توجه به قانون حداکثری کردن استفاده از توان داخل انجام دهد. لذا به طور کلی در تهیه مدارک به این موارد تا حد زیادی توجه می گردد. البته از سوی دیگر رعایت موازین حرفه ای در طراحی شامل توجه به استانداردها و روش‌های اجرایی بین المللی از ضروریت های طراحی و مهندسی است که کاملا رعایت می‌شوند. با این وجود، گاها نیازهای فنی، الزام های توسعه ای در داخل را هم ایجاب می کنند که خصوصا در پروژه فشارافزایی مورد توجه قرار گرفته و در بررسی های میدانی از شرکت های ساخت دریایی این موارد تعیین و گزارش شده اند.

آیا تقویت فشار سر چاهی در سکوی دریایی جز خروجی‌های مطالعات مهندسی شرکت نارگان بوده است و یا با استناد به مطالعات شرکت توتال تصمیم به تقویت فشار در دریا گرفته شده است؟

ما در شرکت نارگان به استقلال در مهندسی کاملا پایبند هستیم. البته نتایج مطالعات قبلی همیشه توسط شرکت های مشاور مهندسی مد نظر قرار می گیرند اما هیچ شرکتی هرگز نتایج مطالعاتی که توسط خود آن شرکت انجام نشده باشد را بدون صحه‌گذاری و یا بازتکرار مطالعات تایید نمی کند. ما در خصوص انتخاب میان خشکی و دریا، بدون هیچ پیش داوری نسبت به خروجی‌ها، صرفا با استناد به نتایج فنی و با در نظر گرفتن فرضیاتی در خصوص زمان‌بندی طرح در دریا و خشکی و تولید بیشتر در میدان اظهار نظر کردیم. در انتخاب فرضیات مطالعه تلاش گردید تا شرایط مقایسه صحیح و یکسان باشد و البته چالش‌های توسعه در خشکی و در دریا، به تفصیل بررسی و گزارش گردید. مشکل انتخاب میان این دو گزینه، امکان پذیری هر دو گزینه از نظر فنی بود و بنابراین معیارهای انتخاب، بستگی زیادی به فرضیات تعیین شده مانند زمان شروع و یا قابلیت رفع چالش های پیش روی هر یک از گزینه ها داشتند. در هر صورت، معتقدیم تصمیم به انتخاب گزینه دریا توسط شرکت ملی نفت بر اساس نتایج تحلیلی صحیح بوده است و البته تصمیم اخیر در خصوص اجرای محدود پروژه فشارافزایی در خشکی تا زمان راه اندازی دریا هم با توجه به شرایط ویژه کشور کاملا عقلانی و صحیح است.

آیا نتایج مطالعات بالادستی فقط به تقویت فشار سرچاهی منتج شده است و یا حفاری چاه‌های جدید و اسیدکاری چاه‌های موجود هم می‌تواند منجر به پایداری تولید و تقویت فشار شود؟

در مطالعات ما فشارافزایی در کنار سایر اقدامات دیگر مانند In-fill Drillingها دیده شده است اما متاسفانه به دلیل محرمانه بودن اطلاعات اجازه ارایه توضیحات بیشتر را نداریم. البته سوالات شما بیشتر معطوف به پروژه فشارافزایی شد که شاید به دلیل اهمیت بالای آنهاست ولی جالب است که بدانید ما در نارگان در مطالعات تحت الارضی نیز فعال هستیم. بعنوان مثال در میدان هندیجان که مطالعه جامع مخزنی شامل تهیه مدل دینامیک و پیش بینی تولید در سناریو های مختلف بر عهده ما بوده است و همینطور در مطالعات ازدیاد برداشت در میادین رشادت و اسفند و همینطور میدان اهواز-بنگستان اما در پروژه فشارافزایی برای اولین بار ما در ایران، یکپارچه سازی مدل سطح الارضی و تحت‌الارضی را انجام دادیم که نتایج خیلی خوبی برای بهینه سازی طراحی ها داشت.

بعنوان سوال آخر، شرایط پروژه ها در فراساحل را چطور ارزیابی می کنید ؟

سوال سختی است. ما در برخی از پروژه ها درگیر هستیم اما کمابیش از وضعیت سایر پروژه ها اطلاع داریم. عمده پروژه ها، مانند سایر بخش های صنعت در بالادست و پایین‌دست، نیازمند تزریق منابع مالی هستند. در مهندسی ما سعی میکنیم تا با چالش های کمبود منابع مالی و کمبود منابع انسانی رو به رو شویم اما نیازمند حمایت هستیم. باور کردن به توان داخل در زمینه مهندسی و اعتماد به مشاور بسیار ضروری است. مهندسی سهم زیادی در کل هزینه‌های اجرایی ندارد و برای شرکت نارگان که در این پروژه ها به عنوان مشاور مهندسی درگیر شده بیش از آنکه اهداف مالی مورد نظر باشد، اهداف استراتژیک است که اهمیت دارند که در صدر آنها تامین نیازهای کشور است. کارفرمایان و پیمانکاران اصلی باید به لزوم همگرایی در این زمان سخت توجه کنند و همگی باید به هم کمک کنیم تا با اجرای موفق این پروژه ها، بر چالش های بزرگ تر مانند ناترازی گاز و حل مشکلاتی که به واسطه آن برای جامعه و هموطنان ما پیش می آید فائق شویم.

روایت مهندس ناصر علائی طالقانی از بومی سازی تجهیزات سرچاهی

سنگربندی برای تست اولین Gate Valve ساخت داخل

۷۰ سال پیش در روستای تمشکل شهرستان تنکابن به دنیا آمده، متاهل و دارای دو فرزند و یک نوه است، در رشته مهندسی مواد (متالوژی) از دانشگاه علم و صنعت ایران فارغ التحصیل شده، در حین تحصیل در کارخانه شوفاژ کار و بانک ملت کار کرده و از ابتدای سال ۱۳۶۵ تا دی ماه سال ۱۳۷۹ با رده‌های شغلی کارشناسی ریخته گری، مسئول شیفت کارگاه ذوب، سرپرست و رئیس مهندسی ریخته گری، معاونت مهندسی گروه متالوژی، عضو هیئت مدیره گروه متالوژی و مدیر پروژه ساخت و تولید شیرآلات و تجهیزات سر چاهی در ماشین سازی اراک مشغول فعالیت بوده و از بهمن ماه سال ۱۳۷۹ با سمت معاونت مهندسی وارد شرکت فناوری تجهیزات سرچاهی (وتکو) شده و در حال حاضر نیز به عنوان مشاور فنی و مهندسی مدیرعامل در این شرکت مشغول فعالیت است.

مهندس ناصر علایی طالقانی در تابستان سال ۱۳۷۵ با حکم مدیرعامل وقت ماشین‌سازی اراک به عنوان مدیر پروژه ساخت و تولید شیرآلات و تجهیزات سرچاهی این شرکت منصوب و عملاً متولی پروژه بومی‌سازی و قطع وابستگی صنعت نفت و گاز کشور به شرکت‌های خارجی در زمینه شیرآلات و تجهیزات سر چاهی گردید. وی که معتقد است در حال حاضر دانش فنی ساخت تجهیزات سرچاهی برای نصب در میدان‌های خشکی و یا سکوهای سطحی دریایی در داخل کشور کامل شده است، در این نوشته بومی‌سازی دانش فنی تجهیزات سرچاهی را روایت کرده است.

آشنایی با تجهیزات سرچاهی

ورود من به پروژه ساخت و تولید شیرالات و تجهیزات سرچاهی از تابستان سال ۱۳۷۵ بوده است. مدیرعامل وقت ماشین سازی اراک که علاقه شدیدی به توسعه و توانمند سازی صنعتی کشور داشت و پروژه‌های صنعتی مهمی را بومی سازی نموده بود، پروژه فوق را نیز در دستور کار قرار داد تا وابستگی صنعت نفت و گاز کشور را به خارجیان قطع نماید.

برای این منظور دو روش کار مورد توجه قرار گرفت، یکی انتقال تکنولوژی و دیگری روش مهندسی معکوس و من را به عنوان مدیر این پروژه برگزیدند که همزمان مسئولیت معاونت مهندسی گروه متالورژی را نیز داشتم. تا آن موقع هیچ شناختی از اینگونه تجهیزات نداشتم و مدیریت وقت ماشین سازی اراک برای اطمینان ازقابلیت اجرایی شدن این پروژه، لازم بود نظر کارشناسی و امکان سنجی آنرا داشته باشد. لذا طی دو مرحله بازدید از اینگونه تجهیزات در کارگاههای ابزار در گردش شرکت ملی حفاری و سایت حفاری و مذاکره با کارشناسان و عوامل دست اندر کار و بهره بردار این تجهیزات، اطمینان لازم برای ساخت آنها به هر دو روش مهندسی معکوس در داخل کشور و انتقال تکنولوژی حاصل گردید.

عقد قرارداد ساخت GATE VALVE ۲-۱۶/۱ با شرکت ملی حفاری

جلساتی بین مدیران عامل ماشین سازی اراک و مدیر عامل وقت شرکت ملی حفاری ایران و نیزمدیر عامل وقت شرکت نفت مناطق

نفت‌خیز جنوب بطور جداگانه جهت جلب نظر آنها به استفاده از تجهیزات ساخت داخل تشکیل شد که من نیز در تمامی آنها حضور داشتم . مدیر عامل وقت شرکت ملی حفاری ایران با علاقه زیاد از این موضوع استقبال نمود که در ادامه منجر به عقد قرارداد ساخت شیرآلات ۲ و ۴ اینچ فشار ۵۰۰۰ و ۱۰۰۰۰ پی اس آی و نیز شیرهای فورانگیر۵۰۰۰ پی اس آی سایز ۱۳-۸/۵ اینچ به روش مهندسی معکوس گردید. اما شرکت مناطق نفت‌خیز جنوب حاضر به عقد قرارداد نشد و با پیگیریهای زیاد موافقت کردند که نمونه‌هایی از اسپولها و هنگرها بدون پرداخت وجه جهت تست ساخته و تحویل شوند.

همزمان از سازندگان خارجی تامین کننده اینگونه تجهیزات به صنعت نفت و گاز ایران از جمله شرکتهای Cameron, FMC, Vetco Gray, Kvaerner دعوت به عمل آمد تا در زمینه انتقال تکنولوژی و ساخت داخل این تجهیزات در ایران و مخصوصا" در ماشین سازی اراک همکاری نمایند. بازدیدها و مذاکراتی توسط نمایندگان شرکتهای فوق از ماشین سازی اراک صورت گرفت، ولی هیچکدام حاضر به همکاری نشدند و البته در آنموقع بدیهی بود که استقبال نکنند، چون محصولات خود را به راحتی و با قیمتهای غیر واقعی به ایران میفروختند.

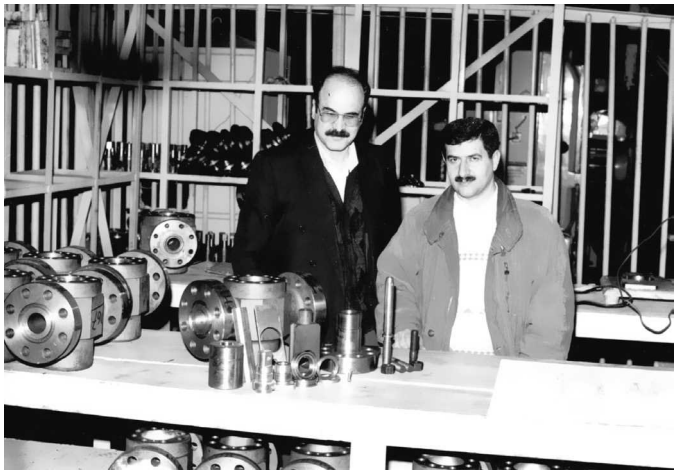
برای ساخت شیرآلات مورد قرارداد با شرکت ملی حفاری ایران، نمونه شیرهای دروازه ای ساخت شرکت Cameron و نمونه شیر فورانگیر این شرکت در اختیار ماشین سازی اراک قرار گرفت. نمونه سازی با شیر دروازه ای ۲-۱۶/۱" ۵۰۰۰ psi شروع شد. همزمان با تهیه نقشه قطعات و اقلام این شیر، مطالعه استاندارد مرجع یعنی ۶A API نیز شروع گردید و چند مرتبه مطالب آنرا مرور نمودم تا بتوانم دستورالعمل و فرایند ساخت و مراحل کنترلی تک به تک اجزای آنها را تنظیم و تهیه نمایم . همانطور که در استاندارد مرجع آمده است ، لازم بود برای هر یک از مراحل ذوب ، ریخته گری شمش اولیه، آهنگری قطعات، عملیات حرارتی، تست بلوک، انجام تست های مکانیکی، انجام تستهای مخرب و غیر مخرب، سختی سنجی، ماشین‌کاری، مونتاژ و تستهای فشار و ... دستورالعمل تهیه و تدوین گردد و این کار صورت گرفت که مستندات آن می بایست هم اکنون در آرشیو مهندسی متالورژی ماشین سازی اراک موجود باشد. علیرغم اینکه هیچ آشنایی قبلی با این تجهیزات و استاندارد ۶A API نداشتم، می توانم ادعا کنم که دستورالعملهای تهیه شده در آنموقع از نظر محتوا همانند دستورالعمل های شرکت وتکوگری سنگاپور بوده است که بعدها به آنها دسترسی یافتم.

سنگرسازی برای تست میدانی اولین GATE VALVE بومی

اولین نمونه شیر ۲-۱۶/۱" ۵۰۰۰ ساخت ماشین سازی اراک در اواخر پاییز سال ۱۳۷۵ و حدود چهار ماه پس از جاری شدن قرارداد برای انجام تستهای میدانی به شرکت ملی حفاری ایران تحویل و به کارگاه ابزار در گردش انتقال داده شد و مقرر گردید ابتدا تست هیدرواستاتیک کارگاهی صورت گیرد.

خاطره اولین تست هیدرواستاتیک راهیچگاه فراموش نمی کنم. از آنجا که امکان انجام تست تا فشار ۵۰۰۰ psi در ماشین سازی اراک و در آن مقطع زمانی فراهم نبود، لذا قرار شد انجام تست در اهواز صورت گیرد. خودم از قابلیت تحمل فشار و عملکرد شیر اطمینان داشتم ، چون خواص مکانیکی بدنه، BONNET، STEM و سایر قطعات شیر را مطابق استاندارد هم از روی نمونه های شاهد QTC و هم با تخریب یک نمونه از بدنه BONNET و ...کنترل کرده بودم . اما دوستان در کارگاه ابزار در گردش نگران تخریب انفجاری آن بودند، زیرا تا آن موقع هنوز شیر ساخت داخل با این فشار کاری مورد آزمایش قرار نگرفته بود. به منظور ایمنی، یک سنگر دایره ای با چیدمان بدنه شیرهای فورانگیر در اطراف شیر مورد آزمایش ایجاد نمودند.

تست فشار از ۱۰۰۰psi شروع و به تدریج در چند نوبت به ۷۵۰۰ psi افزایش داده شد. ابتدا دستور داده شده بود تا تمام پرسنل کارگاه و از جمله خودم حداقل ۱۵ متر از مرکز تست فاصله بگیریم تا تحت



تاثیر صدمات ناشی از انفجاراحتمالی شیر قرار نگیریم. پس از ۱۵ دقیقه و نتیجه مطلوب تست اولیه، فشار تست به ۱۰۰۰۰ psi افزایش داده شد. آنگاه پس از نیم ساعت، خیال همگی از مقاومت فشاری شیر راحت شد و دور شیر جمع شدیم و مورد تشویق پرسنل حاضر قرار گرفتیم. در ادامه نیز چندین نوبت تست آب بندی بین seat, gate و body با موفقیت انجام شد. سپس مقرر شد این نمونه در مسیر Kill line دکل حفاری مورد ارزیابی میدانی قرار گیرد. یک ماه بعد،عملکرد مطلوب آن توسط مدیر عامل شرکت ملی حفاری ایران به مدیر عامل ماشین سازی اراک گزارش گردید که با تبریک صمیمانه همراه بود. سپس تولید انبوه شیر فوق در دستور کار قرار گرفت و همزمان نمونه سایر شیرها مطابق مفاد قرارداد ساخته شدند که پس از تستهای میدانی در مسیر تولید انبوه قرار گرفتند.

آخرین اقدام من در ماشین سازی اراک ساخت و تحویل بدنه شیر فورانگیر بود که اقلام و قطعات موجود در ملی حفاری بر روی آن مونتاژ و پس از تست کارگاهی در مجموعه دکل حفاری مورد بهره برداری عملیاتی قرار گرفت.

در ارتباط با شرکت نفت مناطق نفخیز جنوب، اگرچه نمونه تجهیزات سرچاهی دریافتی شامل Casing Head Housing, Casing Head Spool،Tubing Head Spool و هنگرهای مربوطه ساخته و تحویل داده شد، ولی هیچیک از مسولین در رده های مختلف حاضر به نصب بر روی چاه و بهره برداری از آن نشدند و چون قراردادی درمیان نبود، پیگیریها بدون نتیجه باقی ماند.

انتقال تکنولوژی برای بومی سازی

در خصوص انتقال تکنولژی، با توجه به اینکه سازندگان مورد تایید مجموعه نفت حاضر به همکاری نشدند، ارتباطی با یک شرکت چینی بنام Shanghai No-۲ به توصیه کالای نفت تهران برای انتقال تکنولوژی و ساخت شیر ۲-۱۶/۱" ۵۰۰۰ و ۴-۱۶/۱" ۵۰۰۰ برقرار گردید ولی به محض ساخت اولین نمونه شیرآلات به روش مهندسی معکوس، ارتباط قطع گردید. با وجود عملکرد مطلوب شیرهای ساخت ماشین سازی اراک در مجموعه تجهیزات دکل حفاری، اما شرکت نفت مناطق نفت‌خیز همچنان عقیده به انتقال تکنولژی و پشتیبانی فنی یک سازنده معتبر خارجی برای ساخت داخل داشت. از طرفی چون سازندگان خارجی مورد نظر آنها حاضر به همکاری نبودند، نهایتا" شرکت MALBERANQE فرانسه مورد توجه قرارگرفت که آن نیز با معرفی کالای نفت تهران بود.

زمینه اصلی فعالیت این شرکت در ساخت شیرآلات بر اساس استاندارد 6D API بود و البته فعالیت هایی نیز در خصوص تجهیزات بر اساس 6A API داشت و همچنین اقلام و قطعاتی را بر اساس سفارش سایر سازندگان تجهیزات سرچاهی تولید می کرد. قرارداد همکاری بین ماشین سازی اراک و شرکت MALBERANQE دراواسط سال ۱۳۷۸ جاری گردید. برای فعال شدن قرارداد، سفارشاتی توسط کالای نفت

تهران به MALBERANQE داده شد که حسب قرارداد همکاری، قطعات و اقلام داخل شیرآلات توسط این شرکت و بدنه، بونت و تعدادی دیگر از قطعات توسط ماشین سازی اراک و بر اساس نقشه ها و دانش فنی MALBERANQE ساخته می شد و در نهایت با نظارت شرکت خارجی تجهیزات ساخته شده مونتاژ، تست و تحویل می گردید. در ضمن دوره‌های آموزشی یک ماهه برای تعدادی از کارشناسان ماشین سازی اراک پیش بینی شده بود که در اواخر سال ۱۳۷۹ و اوایل سال ۱۳۸۰ اجرا گردید و موقعی بود که من با ماشین سازی اراک قطع همکاری نمودم . البته قبلا در دو نوبت بازدیدی از شرکت مالبرانک داشتم.

به جهت مسایل خانوادگی لازم شد به تهران نقل مکان نمایم و ادامه همکاری من با ماشین سازی اراک با مشکلاتی همراه گردید و لذا علیرغم میل باطنی، ناچار به قطع همکاری با ماشین سازی اراک شدم و به طور اتفاقی جذب شرکت صنایع تجهیزات نفت شدم که در آن موقع به دنبال جذب مشارکت خارجی برای انتقال تکنولوژی در زمینه ساخت تجهیزات سر چاهی بود.

قابل ذکر اینکه سیاست‌هایی که در دولت هشتم پیگیری شد، سازندگان خارجی مانند Cameron, FMC, Vetco Gray, Kvaerner را تشویق و به نوعی میتوان گفت مجبور به ایجاد مشارکت داخلی نمود. یکی از دلایل تا آنجا که من اطلاع دارم این بود که به منظورجلب نظر شرکتها و سازندگان صاحب نام خارجی برای انتقال دانش فنی و سرمایه گذاری در ایران، تصمیمات مجموعه وزارت نفت و شرکت کالای نفت بر این سیاست استوار گردید تا خرید و تدارک اقلام و تجهیزات مورد نیازشرکت های تابعه، اعم از مناطق نفتخیز جنوب، نفت مرکزی، فلات قاره و ... برای یک دوره پنجساله بطور یکجا و متمرکز به مناقصه گذاشته شود. به این ترتیب پیش بینی مبلغ مناقصه چشمگیر شد بطوری که برای شرکتهای خارجی شرط مشارکت در ساخت داخل برای فروش تجهیزات خود را توجیه پذیر نمود و البته تا حدودی این سیاست مثمر ثمر هم واقع شد. دلایل دیگری هم احتمالا" وجود داشت که من از آنها اطلاع ندارم . مذاکرات شرکت صنایع تجهیزات نفت با همه شرکتهای فوق الذکر در نهایت منجر به قرارداد همکاری با شرکت ABB Vetco Gray گردید و سهم شریک داخلی در این مشارکت ۳۵ درصد بود که بیشترین درصد سهم مشارکت داخلی در مقایسه با سایرشرکتها بود. من از ابتدای مراحل تاسیس شرکت، برای اخذ تاییدیه ها از سازمان سرمایه گذاری های وزارت اقتصاد، وزارت دارایی، و ... تا مراحل ثبت آن حضور داشتم و سرانجام شرکت مشترک صنایع تجهیزات نفت آب‌ب (ABB PEIC) در اول تیر ماه سال ۱۳۸۰ به ثبت رسید.

قابل ذکر اینکه در آن سالها خرید تجهیزات و شیرآلات سر چاهی مورد نیاز وزارت نفت بطور متمرکز توسط شرکت کالای نفت صورت می‌گرفت و این شرکت برای اطمینان از کیفیت محصولات شرکت مشترک، سفارشات خرید خود را بنام شریک خارجی صادر میکرد تا بدینوسیله مسئولیت کیفیت محصولات را به عهده آنها واگذار نموده باشد. بخشی از اقلام و قطعات محصول نهایی توسط شریک خارجی به شریک داخلی جهت ساخت واگذار می‌شد. در واقع شریک داخلی پیمانکار شریک خارجی بود. قطعات ساخت خارج پس از انتقال به کشور، با اقلام ساخته شده در داخل مونتاژ، تست و بازرسی شده تحویل سفارش دهنده می گردید.

شریک خارجی سعی داشت فقط بخشی از نقشه و اطلاعات فنی قطعات و اقلامی را که ساخت داخل می‌شد به شرکت مشترک منتقل نماید، و لذا انتقال تکنولوژی که قرار بود طی پنج سال برای تجهیزات تا فشار ۱۰۰۰۰ پی اس آی کامل شود محقق نشد که یکی از دلایل آن تقسیم کار در صدور سفارشات بصورت فوق الاشاره بوده است که موجب شد فرآیند انتقال تکنولوژی طولانی شود. البته به ترفندهای مختلف تلاش گردید مستندات و دستورالعمل‌های قابل توجهی را بدست آوریم. لازم به ذکر است که انتقال تکنولوژی فقط در حد ساخت تجهیزات سرچاهی متعارف (Conventional) بود و شامل انواع تجهیزات Compact یا Semi Compact نمی گردید.

قطع همکاری شریک خارجی صاحب تکنولوژی

در سال ۱۳۸۵ با فروش سهام شریک خارجی به شرکت جنرال الکتریک (آمریکا)، همکاری شریک خارجی قطع گردید و پس از آن شرکت داخلی تحت نام شرکت فن آوری تجهیزات سر چاهی (وتکو) بطور مستقل به کارش ادامه داد.

خارجی ها تصور می کردند که ساخت و تولید تجهیزات سرچاهی بدون پشتیبانی آنها متوقف میشود، ولی با توجه به دانش و تجربیات اندوخته شده در ساخت تجهیزات به روش مهندسی معکوس و تجربیات کسب شده طی دو مرحله حضور دو هفته ای در کارخانه شریک خارجی و تجربیات سایر همکاران ، این اطمینان به مسئولین داده شد که وتکو میتواند به فعالیت موفق خود ادامه دهد.

با این حال، شرکت کالای نفت صدور سفارشات خود را منوط به ساخت نمونه و نصب و آزمایش میدانی تجهیزات نمود که از این تاریخ بطور صد در صد در داخل کشور ساخته می‌شد. این اقدام با سفارش ساخت همزمان تجهیزات با فشار کاری ۳۰۰۰ و ۵۰۰۰ پی اس آی شروع گردید و طبق رویه تعریف شده ، پس ازاخذ نتایج مطلوب در نصب و بهره برداری عملیاتی از محصولات ساخت داخل و عملکرد مطلوب آنها در مراحل بهره برداری، تولید انبوه آنها شروع شد.

بومی سازی تجهیزات سرچاهی میادین گازی پارس جنوبی

یکی از اقدامات مهم در شرکت وتکوکه بلافاصله پس از خروج شریک خارجی صورت گرفت، ساخت ۵۱ ست تجهیزات سرچاهی با کلاس ماتریال HH و فشار کاری ۶۵۰۰ پی اس آی بوده که سفارش آن توسط شرکت نفت و گاز پارس جنوبی در اوایل سال ۱۳۸۶ صادر شد.

مشخصه مهم در مجموعه این تجهیزات، طراحی آب بندهای فلزی بین Tubing hanger با بدنه Tubing Head Spool و همچنین بین Tubing hanger و X-Mas tree بود که برای اولین بار صورت می گرفت و نیز طراحی و ساخت آب بند ثانویه (Secondary Pack-off)

برای Casing بوده است که هیچکدام آنها جزء برنامه انتقال تکنولوژی نبودند. با توجه به حساسیت و توجه خاص کارفرما به این موضوع، ابتدا چند مرتبه مونتاژ و تست کارگاهی صورت گرفت که موفقیت آمیز و مطلوب بودند و اکنون بیش از ۱۵ سال است که به تدریج در فازهای مختلف پارس جنوبی نصب گردیده و در مدار بهره برداری قرار دارند. در سالهای بعد نیز ۸۰ ست تجهیزات سرچاهی و X-mass tree توسط شرکت وتکو با همان مشخصات تحویل داده شدند که در فازهای مختلف پارس جنوبی نصب گردیده و در حال بهره برداری هستند.

تکمیل فرایند بومی سازی

پس از انجام آزمایشات میدانی تجهیزات با فشار کاری ۵۰۰۰ پی اس آی برای شرکت کالای نفت که در مناطق مختلف مناطق جنوب و نفت مرکزی نصب شدند، طراحی و ساخت تجهیزات با فشار کاری ۱۰،۰۰۰ پی اس آی در دستور کار قرار گرفت و با انجام آزمایشات میدانی در مدار تولید انبوه قرار گرفت.

طراحی، ساخت و نصب تجهیزات Semi Compact تحت نام Uni-Head به سفارش شرکت نفت فلات قاره از دیگر اقداماتی است که در شرکت وتکو به سرانجام رسید و می‌توان گفت که وتکو تنها سازنده اینگونه تجهیزات در ایران است. همانطور که قبلا اشاره شد ساخت اینگونه تجهیزات جزء برنامه انتقال تکنولوژی نبود. در طراحی این تجهیزات برای نگهداشتن و قفل کردن Tubing Hanger در داخل Tubing Head Spool به جای Tie down lock screw، مکانیزم Latch lock بکار رفته است. این طرح برای تجهیزات سرچاهی در منطقه کیش (کیش گازی) برای فشار ۱۰،۰۰۰ پی اس آی هم بکار رفته است.

از دیگر اقداماتی که در شرکت وتکو به سرانجام رسید طراحی و ساخت تجهیزات سرچاهی با فشار کاری ۱۵۰۰۰ پی اس آی می باشد که چهار مجموعه به سفارش شرکت نفت مناطق نفت‌خیز جنوب تولید و پس از بازرسی های انجام شده توسط بازرس ثالث و سپس بازرسی مستقیم تحت نظرکارفرما، با حضور وزیر وقت نفت در محل شرکت وتکو رونمایی گردید و تحویل داده شد.

از نکات مهم در طراحی این تجهیزات سرچاهی ، مکانیزم باز و بست شیرآلات آن می باشد که از Ball Screw استفاده شده است. همچنین یک Stem دیگر برای تعادل فشار در مقابل Stem اصلی بکار رفته که این موارد موجب کاهش قابل توجه نیروی گشتاوری برای باز و بست کردن شیرآلات میشود. برای آب بندی Tubing hanger با بدنه اسپول و نیز با تاج چاه، نوع فلزی طراحی و تولید گردید. از نکات مهم در فرایند سخت کاری سطوح قطعات Seat و Gate به روش متال اسپری با پودر کاربید تنگستن اینکه آزمایشات متعددی برای دستیابی به ترکیب مناسب دانه های پودر، ترکیب سوخت و سرعت پاشیدن آن صورت گرفته است تا مقدار تخلخل لایه پوشش به حداقل ممکن برسد. همچنین برای تثبیت تلرانس مناسب Face Seat Seal برای فشار ۱۵۰۰۰ پی اس آی آزمایشات متعددی به عمل آمد. لذا برای تایید طراحی که مستلزم انجام تست PR۲ مطابق Annex F میباشد، مجموعا" بیش از ۱۰۰۰ مرتبه تست فشاردر دمای محیط و در محدوده دمایی منفی ۱۸ تا مثبت ۱۲۱ درجه سانتیکراد انجام گرفته است.

از دیگر پروژه های مهم اینکه در حال حاضر بخش اول سفارش تجهیزات سرچاهی با فشار ۱۵۰۰۰ پی اس آی و کلاس حرارتی " X" (از صفر تا ۳۵۰ درجه فارنهایت معادل منفی ۱۸ تا ۱۸۰ درجه سانتیگراد) بر مبنای Annex G استاندارد ۶A API ، قسمت Tubing Head Spool تحویل داده شد. آزمایشات کارگاهی برای تکمیل طراحی سایر اجزای این پروژه ادامه دارد.

طراحی و ساخت نمونه Dual Tubing hanger در شرکت وتکو بر اساس مشخصات فنی شرکت نفت مناطق نفت‌خیز جنوب صورت گرفته است. این نوع هنگر که همزمان دو سایز Tubing را نگه میدارد برای چاههایی است که دو لایه نفتی را شامل میشود.

طراحی و ساخت تجهیزات سرچاهی برای راندن و نصب تجهیزات پمپ‌های درون چاهی (ESP) از دیگر اقدامات انجام شده در شرکت وتکو می‌باشد که شروع آن با سفارشات شرکت نفت فلات قاره بوده است.

نصب اولین تجهیزات سرچاهی با فشار کاری۱۰۰۰۰ PSI

طراحی ، ساخت و آزمایشات کارگاهی آب بندهای فلزی برای آب بند کردن سطح بیرونی Casing برای سایزهای ۹-۸/۵" و ۷" با موفقیت در شرکت وتکو صورت گرفته است. اهمیت این موضوع در این است که سطوح Casing خشن و احتمالا" با زنگ زدگی همراه است که باید قبل از نصب کاملا تمیز و صاف شود و از طرفی تلرانس قطر آنها در حد منفی نیم درصد تا مثبت یک درصد اندازه اسمی آن متغیراست، لذا تعیین اندازه مناسب برای آب بندهای فلزی بسیار پیچیده است، در حالیکه طراحی آب بندهای فلزی برای سطوح ماشین کاری شده مانند Tubing hanger از پیچیدگی کمتری برخوردار است. نظر به اینکه آب بندهای لاستیکی مانند P-Seal و FS-Seal و مانند آن برای دماهای بالا مانند کلاس حرارتی "X" مناسب نیستند، لذا لزوما" بایستی از آب بندهای فلزی استفاده نمود که دانش آن در شرکت وتکو تجربه شده است.

از اقدامات دیگر که طراحی آنها به اتمام رسیده است، طراحی تجهیزات سرچاهی Compact / Semi-Compact با فشار کاری ۱۰،۰۰۰ پی اس آی می باشد که نقشه های آن برای طرح مطالعاتی منطقه پارس شمالی به واحد ذیربط آن در شرکت نفت و گاز پارس (POGC) ارسال گردید.

طراحی اولیه X-mass tree افقی (Horizontal X-Mas Tree) صورت گرفته و آمادگی برای دریافت سفارش ساخت درشرکت وتکو وجود دارد. این طرح از تجهیزات برای مواردی که تجهیزات درون چاهی به تناوب زمانی کوتاه مدت نیاز به تعمیرات پیدا می‌کنند مانند چاههایی که ESP دارند، می‌تواند مناسب باشد. اخیرا" نیز برای تامین اقلام یدکی اینگونه تجهیزات که قبلا" از خارج خریداری و در میادین فلات قاره نصب شده اند اعلام آمادگی شد.

کلیه اقلام و تجهیزاتی که پس از خروج شریک خارجی در شرکت وتکو تولید گردیدند و فوقا" به آنها اشاره شد، بر اساس دانش و توان مهندسی شرکت وتکو طراحی شده اند. کلیه تجهیزات جدید، پس از ساخت مورد تستهای اولیه فشار قرار میگیرند و سپس مراحل نصب آنها نیز در کارگاه این شرکت بطورعملی شبیه سازی میشود تا اطمینان کافی از مراحل نصب و عملکرد آنها در میادین مربوطه حاصل گردد.
دانش فنی انواع پوشش دهی سطوح فلزات در شرکت وتکو نهادینه شده است. از جمله آنها : پوشش کاربید تنگستن به روش متال اسپری برای سطوح قطعات Seat و Gate ،همچنین جوشکاری سطوح داخلی تجهیزات سرچاهی و شیرآلات (Cladding)، که در کارگاه شرکت وتکو انجام میشود و همچنین پوشش نیکل به روش الکترولس، پوشش مس بر روی رزوه های قطعات، پوشش فسفاته، پوشش کادمیوم و ... که توسط پیمانکاران و بر اساس دستورالعملهای مهندسی شرکت وتکو صورت می‌گیرد.
عملکرد قطعات فلزی تجهیزات از نظر خوردگی همواره مورد توجه بوده و بر اساس دانش و تجربیات بدست آمده میتوان گفت که شرکت وتکو میتواند مشاور مناسبی برای انتخاب مواد باشد.
در خصوص انتقال تکنولوژی در هر زمینه ای به عقیده من لازم است ابتدا مطالعه کامل استانداردهای مرجع و حتی تجربه عملی مقدماتی در آن زمینه صورت گیرد. در اینصورت انتقال تکنولوژی میتواند موفقیت آمیزتر باشد.
در حال حاضر میتوان تا حدود بسیار زیادی ادعا نمود دانش فنی ساخت تجهیزات سرچاهی برای نصب در میدانهای خشکی و یا سکوهای سطحی دریایی کامل شده است، طراحی و ساخت تجهیزات زیر دریا (Subsea Wellhead) در قالب پروژه تحقیقاتی قابل انجام است. البته حفظ و پایداری سکوی حفاری شناور در مکان خاص خود و سیستم BOP / Riser و Piping آن ، به نظر من که تجربه ای در این خصوص ندارم بسیار مهمتر می باشد.
ارتباط و همکاری با شرکتهای معتبر خارجی چه در زمینه انتقال تکنولوژی و چه در قالب همکاری متقابل تجاری، ساخت و تامین قطعات و تجهیزات بصورت پیمانکاری و ... میتواند در آشنایی و افزایش دانش و تجربه ما با دانش روز دنیا مفید و موثر باشد. حتی یک بازدید چند ساعته از کارگاهها و امکانات شرکتها و تولید کنندگان دیگر می‌تواند جنبه آموزشی داشته و در بهبود طرح و روشهای کار موثر باشد.

تحقیقات سنگ بنای توسعه فناوری

توسعه به روش مهندسی معکوس مستلزم صرف وقت و هزینه تحقیقات و آزمایشات است و لذا نمیتوان سرعت لازم را برای همپا شدن با پیشرفت جهانی بدست آورد. البته از طرف دیگر وقتی سنگ بنای اولیه یک دانش و طرحی به روش مهندسی معکوس بومی و نهادینه شد جزء ثروت ملی محسوب میگردد، مشروط بر اینکه تحقیقات برای بهینه نمودن و توسعه آن ادامه یابد.
در مدت اشتغال کاری در ماشین سازی اراک، یک دوره کارورزی یکساله در زمینه متالوژی را در مجموعه کروپ آلمان گذراندم که در تجربه کاری من بسیار موثر بود . در این مدت فرصتی فراهم شد تا کارگاههای متعدد دیگری را نیز بازدید نمایم . مشاهده کردم که تحقیقات چقدر در پیشرفت صنعت آلمان تاثیر داشته است که البته سایر کشورهای صنعتی هم با همین تحقیقات پیشرفت نموده اند. موردی که به شدت قابل لمس و درک است اینکه آنها هر طرح و ایده‌ای را در خصوص یک موضوع مشخص، پس از مطالعه و بررسی های همه جانبه به مرحله عمل در می آورند، چون ممکن است همچنان نکات کوچکی مغفول مانده باشند که در مرحله عمل خود را نشان میدهند. آنگاه مزایا و معایب آنها را عملا" بررسی نموده و بهترین طرح ونقشه را برای تولید انبوه آن موضوع مشخص انتخاب می‌نمایند. یعنی اینکه هزینه زیادی صرف تحقیقات می نمایند، موضوعی که صنایع داخلی ما کمتر به آن توجه دارند. این دوره کارورزی موجب تقویت خودباوری در من گردید.

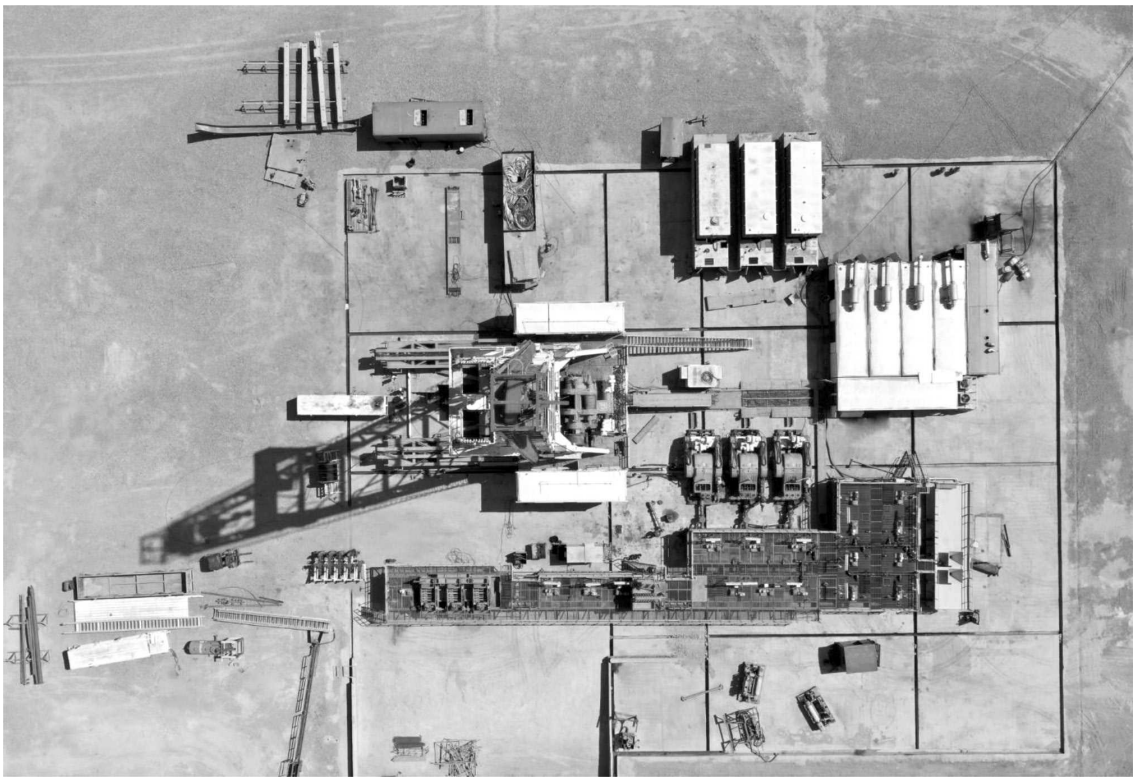
کلام آخر

در خاتمه از همه مدیران، کارشناسان، کارگران و پرسنل وعوامل مرتبط در زمینه اقدامات فوق اعم از شرکت وتکو، ماشین سازی اراک، شرکتهای مختلف نفت و گاز که توانستم از دانش و تجربیات آنها بهره ببرم و در زمینه ساخت داخل و بومی نمودن دانش فنی تجهیزات سرچاهی حمایت نمودند صمیمانه تشکر و قدردانی می‌نمایم.

آشنایی با بازیگر چابک، جسور و توانمند صنعت حفاری کشور

بررسی دستاوردهای شرکت خدمات مهندسی پژواک انرژی در اجرای پروژه های EPD

محسن سخایی
خبرنگار حوزه انرژی



عمده شرکت های فعال در حوزه حفاری کشور از نیمه دهه ۷۰ تا نیمه دهه ۸۰ شمسی و همزمان با دوره واگذاری قراردادهای بیع‌متقابل توسعه میادین نفت و گاز پایه‌گذاری و ایجاد شده‌اند. هر چند وضعیت بازیگران صنعت حفاری کشور بویژه در بخش اجرای پروژه‌های حفاری در دوره‌های مختلف با فراز و فرودهایی روبرو بوده، اما تعداد آنها تقریباً ثابت بوده است. این روند ادامه داشته است تا اواخر دهه ۹۰ که وزارت نفت بر آن شد که در نظام اجرای طرح‌های نگهداشت توان تولید تحول ایجاد نماید. به نحوی که بجای تفکیک بخش های مختلف یک پروژه حفاری و برون سپاری آن به پیمانکاران متعدد در حوزه های مهندسی، تامین کالا، سرویس های حفاری، تامین دکل، احداث و نصب تاسیسات و تجهیزات، مجموعه فعالیت های فوق را بصورت یکپارچه و تحت عنوان یک پروژه EPCD به یک پیمانکار واگذار نماید. بدین ترتیب اهداف مختلفی از جمله ایجاد یکپارچگی کل کار در بخش سطح الارض و تحت الارض، قابل سنجش بودن زمان و هزینه اجرای پروژه، تسهیل در مدیریت پیمانکاران، انتقال مسئولیت ها و ریسک ها به پیمانکار، کمک به شکل گیری شرکت های پیمانکار قدرتمند و .... دنبال گردید. این چنین بود که طرح های نگهداشت توان تولید در قالب پروژه هایEPCD ۲۸ میدان در مناطق نفتخیز جنوب شکل گرفت. میزان استفاده از این مدل قراردادی تا به امروز گسترده تر شده است و بخش مهمی از حفاری های مربوط به توسعه و نگهداشت میادین نفت و گاز در چارچوب این قراردادها اجرایی می شود. هر چند این شیوه قراردادی مدافعان و مخالفانی در بدنه شرکت ملی نفت ایران و پیمانکاران مربوطه دارد، اما یکی از ثمرات اجرای پروژه های EPCD در صنعت نفت کشور طی سالهای گذشته، ایجاد و رشد شرکت های جدیدی است که در حوزه اجرای پروژه های حفاری فعالیت دارند. در این میان، نام شرکت خدمات مهندسی پژواک انرژی بعنوان یک شرکت خصوصی پیشرو که با جسارت در پروژه های مختلف حفاری که بعضی از آنها به لحاظ سختی و پیچیدگی منحصربفرد هستند، ورود می‌کند و با چابکی پروژه های در دست اجرا را به پیش می برد. در واقع، در شرایطی که اغلب شرکت های با سابقه حفاری کشور که از عهده ایفای تعهدات قراردادی خود به صورت تمام و کمال بر نمی‌آیند، شرکت پژواک انرژی بعنوان یک تمام کننده وارد عرصه شده و جای پای خود را بعنوان یک دارایی ارزشمند در این صنعت، محکم و استوار کرده است.

در این گزارش نگاهی به عملکرد، دستاوردها و اقدامات این شرکت طی ۳ سال گذشته خواهیم داشت و از نقش و اهمیت این شرکت در پیشبرد پروژه های حفاری کشور خواهیم نوشت.

ماموریت و چشم انداز

این شرکت به عنوان یک شرکت خصوصی پیشگام در صنعت حفاری نفت و گاز ماموریت دارد که از طریق به کارگیری سرمایه‌های انسانی متخصص و کارآمد و بهره‌مندی از دانش و فناوری‌های جدید در داخل و خارج از کشور برای سهامداران و ذینفعان خود ارزش آفرین باشد، برای کارفرمایان خود خدمات یکپارچه مدیریت پروژه و خدمات مهندسی ارائه نماید و نیز در تمام مسیر فعالیت خود به جامعه و محیط زیست متعهد بماند و به مسئولیت های خود در این رابطه به نحو شایسته عمل کند.

چشم اندازی که این شرکت برای خود تعریف کرده و در آن مسیر قدم بر میدارد این است که به الگوی سرآمدی و نوآوری در اجرای پروژه‌های بالادست نفت و گاز تبدیل شود.

مسیر رشد شرکت پژواک انرژی

در سال های ۱۳۹۷ و ۱۳۹۸ پژواک انرژی تنها یک پروژه در زمینه ارائه خدمات پشتیبانی و لجستیک دریایی در اختیار داشت، اما در سال ۱۳۹۹ دو پروژه حفاری میدان نفتی سیاهمکان (به کارفرمایی مناطق نفتخیز جنوب) و سپهر و جفیر (به کارفرمایی شرکت اکتشاف و تولید پاسارگاد) به فعالیت‌های در دست اجرای این شرکت افزوده شد. با مدیریت و سازماندهی ایجاد شده در شرکت پژواک انرژی و پیشبرد مطلوب اجرای این دو پروژه، اعتماد بنفس و روحیه متخصصان این شرکت برای اخذ پروژه های جدید فزونی گرفت. به نحوی که شرکت پژواک انرژی طی سه سال گذشته (۱۴۰۰ - ۱۴۰۳) در بیش از ۳۰ مناقصه عمومی مرتبط با حفاری نفت و گاز در کشور حاضر بوده و در بیش از ۲۰ مناقصه رتبه اول یا دوم در ارزیابی فنی را کسب نموده است که این مهم، حکایت از آن دارد که این شرکت توانسته در مدت بسیار کوتاهی، حجم بسیار زیادی از اسناد مهندسی و فنی را برای هر یک از این مناقصه ها آماده کند و این پیشنهادها، مورد قبول کارفرمایان مختلف دولتی قرار گرفته است.

از نتایج حضور در مناقصه های فوق، کسب پروژه های جدید شامل حفاری ۴ حلقه چاه تعمیراتی میدان نفتی دارخوین، حفاری یک حلقه چاه ارزیابی میدان گازی قزل تپه، حفاری ۹ حلقه چاه In Fill میدان گازی پارس جنوبی، حفاری ۲ حلقه چاه تعمیراتی میدان نفتی چنگوله، حفاری و تعمیر ۷ حلقه چاه مخزن ایلام میدان سپهر و جفیر، حفاری ۸ حلقه چاه مخزن فهلیان میدان سپهر و جفیر بوده است. بدین ترتیب، شرکت پژواک انرژی توانست ظرف ۳ سال گذشته با برنده شدن در مناقصات مختلف، ۵ پروژه جدید را به دست بیاورد و ارزش دلاری قراردادهای خود را به ۸۱۴ میلیون دلار تا پایان آبان ۱۴۰۳ برساند.

شاید کمتر شرکت فعالی در حوزه حفاری در کشور حضور داشته باشد که این میزان پروژه حفاری در چارچوب قرارداد EPCD در دست اجرا داشته باشد. به همین دلیل، برخی پژواک انرژی را بزرگترین پیمانکار فعال در بخش EPCD کشور قلمداد می کنند که بزرگترین نقطه قوت آن، خلاقیت و توان فنی و مهندسی می‌باشد.

تعداد دستگاه حفاری فعال در پروژه های پژواک انرژی

پروژه های حفاری پژواک انرژی متنوع و در نقاط مختلف ایران پراکنده است. این موضوع در نگاه اول می‌تواند دشواری تامین دستگاه حفاری برای پیشبرد این پروژه ها را به ذهن متبادر کند. اما نکته جالب اینکه پژواک انرژی از معدود شرکت‌های فعال حفاری است که هر پروژه ای را که در دست گرفته است، فارغ از موقعیت جغرافیایی آن و میزان پیچیدگی و سختی کار، آن را در کمترین زمان ممکن به پیش برده است. به نحوی که تعداد دستگاه‌های حفاری که بصورت همزمان در پروژه های پژواک انرژی فعالیت می نماید، در دو سال ۱۴۰۱ و ۱۴۰۳ معادل ۷ دستگاه و در سال ۱۴۰۲ معادل ۴ دستگاه بوده است. به نوعی می توان گفت تعداد دستگاه‌های حفاری فعال در پروژه های پژواک انرژی از برخی از شرکت های تابعه شرکت ملی نفت ایران نیز بالاتر است. این مهم در حالی صورت گرفته است که همزمان بهترین رکوردهای ایمنی نیز کسب شده است.

سهم پژواک انرژی در افزایش تولید نفت کشور

اولین چاه حفاری شده توسط پژواک انرژی در سال ۱۴۰۱ به بهره‌برداری رسیده است. با این حال، بدلیل سرعت بالا در اجرای پروژه‌ها، تا به امروز و تنها ظرف ۳ سال، بیش از ۱۷ حلقه چاه حفاری، تعمیر و تکمیل شده است. برای اتمام عملیات مربوط به این ۱۷ حلقه چاه، بیش از ۵۵ کیلومتر حفاری انجام شده است و تولید نفت حاصل از آنها در مجموع بیش از ۵۰ هزاربشکه در روز نفت خام است که از این میزان، حدود ۲۵ هزاربشکه در روز صرفاً در سال ۱۴۰۳ به تولید رسیده اند. لازم بذکر است، این میزان معادل حدود ۳۰ درصد از افزایش تولید نفت خام کشور در طی سال جاری بوده که حاکی از سهم و جایگاه بسیار مهم پژواک انرژی در افزایش تولید نفت کشور دارد.

طبق برنامه های پروژه های در دست اجرای پژواک انرژی، بنظر می‌رسد در سال آینده نیز حدود ۲۵ هزار بشکه در روز از محل آنها به تولید کشور افزوده شود. ضمن اینکه حداقل ۲ میلیون مترمکعب در روز گاز غنی نیز به تولید کشور اضافه خواهد شد.

قزل تپه؛ پرچالش ترین میدان هیدروکربوری کشور

یکی از پروژه هایی که اجرای موفقیت آمیز آن نمونه ای از توان مدیریت و بهره گیری از خلاقیت متخصصین داخلی در اجرای پروژه‌های خاص توسط شرکت پژواک انرژی را نشان داده است پروژه حفاری یک حلقه چاه ارزیابی در میدان گازی قزل تپه در استان گلستان است. بالاترین فشار چاه (بالای ۱۵۰۰۰ پام) و بالاترین دمای چاهی (۳۴۰ درجه فارنهایت) که از ابتدای انقلاب تا کنون حفاری شده است متعلق به میدان گازی قزل تپه بوده است و به علت پیچیده بودن شرایط و منحصر به فرد بودن آن، تقریباً در طول ۴۵سال بعد از انقلاب چاهی با شرایط مشابه آن در کشور حفاری نشده است. این چاه در سال ۹۷ و ۹۸ برای حفاری به شرکتی سپرده می‌شود که آن شرکت تا اواسط کار و تا عمق حدود ۲۵۰۰ متری اقدام به حفاری می‌کند اما به علت شرایط خاص دما و فشاری، پس از دو سال فعالیت روی این چاه از ادامه کار انصراف می دهد که در ادامه پژواک انرژی اجرای پروژه را با کارفرمایی شرکت مدیریت اکتشاف پیش می‌برد که خوشبختانه حفاری آن با موفقیت به پایان رسیده است و این مهم نصاب جدیدی در مهندسی و حفاری چاه نفت در کشور به شمار می‌رود.

سپهر وجفیر؛ ایرانی ترین میدان نفتی توسعه یافته کشور

مهمترین میدانی که شرکت پژواک انرژی در آن فعالیت مستمر می‌کند، میدان سپهر و جفیر است. این میدان اولین قرارداد IPC است که به صورت کامل با یک شرکت تماماً ایرانی یعنی گسترش انرژی پاسارگاد منعقد شده و کلیه منابع مالی مورد نیاز برای توسعه این میدان نیز توسط گسترش انرژی پاسارگاد تامین گردیده است. ضمن اینکه اولین قرارداد IPC هست که تولید اولیه آن بیشتر از میزان هدف گذاری شده محقق گردیده است. لازم به ذکر است تولید اولیه از میدان باید به ۲۱ هزار بشکه در روز می‌رسید، در حالی که با عملکرد مطلوب پژواک انرژی و بکارگیری ۴ دستگاه حفاری به صورت همزمان برای حفاری چاه های پروژه، ظرف مدت زمان مشخص شده به تولید روزانه ۵۰ هزار بشکه در روز دست یافت. پژواک انرژی در توسعه این میدان با بکارگیری مجموعه‌ای از ابتکارات دستاوردهای مهمی کسب کرده است که از مهمترین آنها می‌توان به کاهش زمان حفاری و کسب رکورد کوتاه ترین زمان حفاری هر حلقه چاه در میان تمامی پیمانکاران مشغول به فعالیت در میدان از ابتدا تاکنون اشاره کرد.

اشاره به این نکته نیز خالی از لطف نیست که اولین شرکت حفاری

کشور که بابت اجرای پروژه EPD موفق به کسب جایزه ملی مدیریت پروژه شده است، شرکت پژواک انرژی و برای اجرای پروژه حفاری ۶حلقه چاه فهلیانی میدان سپهر و جفیر بوده است.

افزودن ۳ دستگاه حفاری خشکی به ناوگان حفاری کشور

پژواک انرژی به موازات کسب و اجرای پروژه های حفاری، اقدام به توسعه دارایی ها بخصوص خرید دستگاه های حفاری کرده است. به نحوی که این شرکت در سال جاری اقدام به خرید ۳ دستگاه حفاری شامل دو دستگاه ۲۰۰۰ اسب بخاری و یک دستگاه ۳۰۰۰ اسب بخاری کرده است. بدین ترتیب، پژواک انرژی تنها شرکت حفاری در ایران است که دستگاه فوق سنگین ۳۰۰۰ اسب بخاری در اختیار دارد. طی سال‌های گذشته، شرکت‌های مختلفی برای خرید دکل ابراز تمایل و علاقه کرده بودند، اما پژواک انرژی گوی سبقت را از سایرین در این زمینه نیز ربوده است.

مروری بر عوامل موفقیت

قطعاً دلایل مختلفی در موفقیت پژواک انرژی نقش داشته است، اما اگر بخواهیم به برخی از آنها اشاره کنیم، شاید بی‌راه نباشد تا به بخشی از مقدمه سخنرانی مدیرعامل این شرکت در جمع دانشجویان دانشگاه صنعتی امیرکبیر در خصوص یافته‌های حاصل از اجرای پروژه‌های EPD اشاره نماییم:

بر اساس داده‌هایی که از وضعیت اجرای پروژه‌های بخش انرژی در نقاط مختلف جهان توسط موسسه PMI در سال ۲۰۲۱ جمع آوری و منتشر شده است، تنها ۷۵ درصد از پروژه‌های این بخش به اهداف تعیین شده در ابتدای پروژه از لحاظ شرح کار مد نظر دست پیدا می‌کنند. همچنین تقریباً ۴۰ درصد از پروژه های بخش انرژی جهان با هزینه و زمانی بیشتر از بودجه و برنامه زمان بندی اولیه به اتمام می‌رسند. برای درک اهمیت این درصدها می بایست به حجم سرمایه‌گذاری صورت گرفته در پروژه‌های انرژی توجه کنیم. براساس آمارهای بین المللی، میزان سرمایه گذاری سالانه در بخش انرژی جهان حدود یک و نیم تریلیون دلار است و زمانی که صحبت از انحراف حدود ۴۰ درصدی این پروژه‌ها از بودجه اولیه آنها می‌شود، به معنی تاخیر و شکست در دستیابی به اهداف ۵۰۰ تا ۶۰۰ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری است و این تاخیر، یک شکست اقتصادی برای دست‌اندرکاران اجرای این پروژه‌ها به حساب می‌آید. این موسسه بر اساس ارزیابی که درسال ۲۰۲۳ از پروژه‌های مختلف در سطح جهان و در بخش‌های مختلف به عمل آورده، تقریباً ۳۰ مهارت نرم را به عنوان قابلیت‌های کلیدی که منجر به موفقیت در اجرای پروژه‌ها می‌شوند را معرفی کرده است که از این بین چهار عامل ارتباطات مستمر و اثربخش، توانایی حل مسئله، رهبری مشارکتی وتفکر استراتژیک بیشترین فراوانی را در بین داده‌ها داشته است. همان‌طور که ملاحظه می‌شود، آن عواملی که منجر به موفقیت در اجرای پروژه‌ها شده‌اند، مواردی نیستند که در واحدهای درسی و حین سپری کردن واحدهای دانشگاهی تدریس می‌شود. لذا دانشجویان باید در کنار کسب مهارت‌های فنی و مهندسی، تلاش کنند که مهارت‌های دیگری که برای موفقیت آنها در آینده اهمیت دارد به دست آورند.

در زمینه معیار اول یعنی ارتباطات موثر داشتن، تجربه شرکتهای موفق در اجرای پروژه ها نشان می دهد در مسیر انجام پروژه نیاز به کار تیمی است و اگر عوامل دخیل در پروژه کسانی باشند که بتوانند به همدیگر اعتماد کنند و با یکدیگر همدل باشند، آن پروژه قطعاً به نتیجه مطلوب خواهد رسید.

در خصوص دومین معیار یعنی توانایی حل مسئله و جسارت تصمیم گیری به موقع، این معیار باید آنقدر در طول زندگی و در حین انجام کار به مرحله‌ای از پختگی در فرد برسد که وقتی مجبور است در مسیر حل مسئله از بین راه حل‌های مختلف یکی را انتخاب کند، این جسارت را داشته باشد که حتی اگر شرایط ایجاب کرد، گزینه‌ای را انتخاب نماید که کمترین ضرر را برای مجموعه به همراه داشته باشد. یا برخی مواقع ممکن است گزینه‌ای را انتخاب کنیم که پیش از آن برخلاف آن تصمیم راهکاری ارائه داده‌ایم، ولی شرایط و اقتضائات به سمتی می‌رود که شما باید این تصمیم گیری را به عمل آورید و انتخاب بهینه را انجام دهید.

بحث بعدی موضوع رهبری مشارکتی است . بزرگترین وظیفه یک مدیر فراهم کردن فضایی است تا افراد مختلفی که در آن گروه در حال کار هستند بتوانند قابلیت‌ها و توانمندیهای خود را به نمایش بگذارند، نوآوری‌های خودرا بروز دهند و ابتکارات خود را در معرض دید قرار دهند و این توانایی بسیار مهم و کلیدی برای یک مدیر است. امروزه به جز تکنولوژی و سرمایه که عامل‌های مهمی برای توسعه کشورها هستند، کیفیت مدیریت در توسعه یافتگی یک کشور و به نتیجه رساندن یک پروژه یا موفقیت یک شرکت بسیار حائز اهمیت است.

موضوع دیگر، تفکر استراتژیک است و این نوع تفکر چیزی نیست که بتوان با مطالعه کتاب خاصی به دست آورد. این مهم از دل تجربه و مصاحبت با افراد صاحب تجربه به دست می آید.

مروری بر نتایج نگاه سیستمی به برنامه‌ریزی حفاری چاه‌های نفت و گاز (نمونه موردی پروژه قزل تپه)

پیروز حیدری‌زاده
کارشناس ارشد برنامه‌ریزی و طراحی چاه
شرکت پژواک انرژی

این مطلب در خصوص کاربردها و نتایج یک نگاه سیستماتیک با مراحل از پیش تعیین شده جهت طراحی چاه با بررسی موردی پروژه قزل تپه نگاشته شده است.

عمق نهایی چاه پنج هزار متر، فشار مخزن ۱۵ هزار پام، دمای مخزن ۳۴۰ درجه فارنهایت، موقعیت چاه واقع در استان گلستان در شمال شرق ایران. این اطلاعات مربوط به چاه شماره ۳ میدان گازی قزل تپه می باشد. با در نظر گرفتن همین اطلاعات اولیه، طبق طبقه‌بندی شرکت هالیبرتون برای چاه‌های پرفشار، چاه شماره سه قزل تپه در مرز شرایط فشار و دمای فوق بالا (Extreme HP-HT) قرار می‌گیرد. شرایطی که از لحاظ فشار و دما، توان فنی، طراحی، مهندسی و اجرای عملیات حفاری در آن صرفاً در اختیار برخی از شرکت‌های بین‌المللی نفتی قرار دارد. با در نظر گرفتن این شرایط فشار و دما برای چاه قزل تپه ۳ موارد مشابه که در دنیا با این شرایط فشار و دما حفاری شده‌اند، در حدود ۲ درصد چاه‌های نفتی و گازی حفاری شده در دنیا هستند که همین امر به تنهایی نشان دهنده ریسک بالقوه حفاری در میدان گازی قزل تپه در یک مقیاس فرامنطقه‌ای و جهانی است.

یکی از مواردی که پیچیدگی طراحی حفاری چاه در میدان قزل تپه را افزایش می‌دهد، نبود سابقه و شناخت کافی از میدان است. پیش از این صرفاً چاههای شماره یک و دو میدان قزل تپه در سال‌های ۱۹۶۶ و ۱۹۶۹ حفاری شده بود، یعنی چیزی در حدود ۵۰ سال پیش و در سال ۲۰۱۹ شرکتی دیگر برای اولین بار عملیات حفاری در موقعیت چاه شماره سه را آغاز نمود که در ادامه به فرایندهای صورت گرفته توسط شرکت فوق می پردازیم. نکته قابل توجه در خصوص میدان گازی قزل تپه، توجه جهانی به این موضوع در همان بازه زمانی است، مجله ورد اویل در دسامبر ۱۹۷۰ مقاله‌ای برای چاه شماره ۲ قزل تپه منتشر

Record Middle East well drilled to 19,119 feet

Equipment used to drill the Middle East's deepest well . . .

می‌کند که ضمن اشاره به ماهیت HP-HT این میدان، قزل تپه ۲ را به عنوان عمیق‌ترین چاه خاورمیانه معرفی می‌کند.

نکته بعدی که در خلال بررسی مدارک موجود از چاه‌های قزل تپه ۱ و ۲ با آن برخورد داشتیم، رویکرد متفاوت شرکت ملی نفت ایران در آن بازه زمانی است. شرکت ملی نفت ایران برای طراحی چاه‌های قزل‌تپه ۱و ۲ یک تیم متخصص ایرانی را برای رسیدن به دو هدف به آمریکا اعزام نموده است. هدف اول طی کردن دوره آموزشی جهت طراحی در محیط HP-HT و هدف دوم مذاکره با شرکت‌های سازنده و ارائه دهنده خدمات مهندسی و تجهیزات، جهت مشارکت در حفاری چاه‌های میدان گازی قزل تپه بوده است.

مشکل دیگری که در خلال بررسی این مدارک با آن برخورد داشیم عدم وجود گزارشات روزانه بود. برای چاه قزل تپه۱ هیچ گزارش روزانه‌ای در دسترس نبود و برای چاه قزل‌تپه۲ گزارش‌هایی که ثبت شده بود، تفاوت چشمگیری نسبت به گزارش‌هایی که امروزه در صنعت حفاری تکمیل می‌گردد، وجود داشت و اطلاعات ثبت شده بسیار ناقص بود. اطلاعاتی که توانستیم از گزارش‌های روزانه قزل تپه ۲ استخراج کنیم صرفاً خلاصه شد به وزن گل به صورت روزانه، عمق حفاری و عناوین مشکلات حفاری که در طول عملیات با آن روبرو شده بودند.

سابقه حفاری چاه شماره ۳ قزل تپه

عملیات حفاری چاه قزل تپه ۳ در سال ۲۰۱۹ توسط شرکت دیگری اغاز گردید، که در انتها موفق به راندن لوله جداری ۱۳-۳/۸ اینچ تا عمق ۲۴۳۶ متری می گردند و به دلیل عدم موفقیت در عملیات سیمان‌کاری فضای دالیز پشت لوله جداری ۱۳-۳/۸ اینچ، پس از دو سال مجبور به ترک منطقه می‌شوند و برای ایمن کردن چاه دو پلاگ سیمانی در چاه قرار می‌دهند. مطابق برنامه نهایی چاه قزل تپه ۳، پس از راندن جداری ۱۳-۳/۸ اینچ حفره ۱/۴ - ۱۲ اینچ تا عمق ۳۷۰۰ متری حفاری شده و سپس لوله جداری ۹-۵/۸اینچ نصب می گردد، پس از آن حفاری حفره ۸-۳/۸ اینچ تا عمق ۴۸۰۰ متری ادامه یافته، ۱۴۰۰ متر آستری ۷ اینچ رانده شده و در انتها ۲۰۰ متر، از عمق ۴۸۰۰ تا ۵۰۰۰ متری با سایز ۵-۷/۸اینچ حفاری خواهد شد که مراحل بعدی در بازه زمانی که شرکت مذکور در موقعیت قزل تپه ۳ فعال بود، ناتمام باقی مانده بود.

با توجه به شرایطی که شرکت پژواک انرژی چاه قزل تپه ۳ را تحویل گرفت، در بررسی‌های اولیه این نتیجه حاصل شد که قزل تپه ۳ از یکپارچگی مناسب برای ادامه عملیات حفاری برخوردار نیست و با شرایط فعلی نمی‌توان حفره ۱/۴ - ۱۲ اینچ را حفاری نمود. پیش از شروع عملیات حفاری این نکته برای تیم مهندسی بسیار حائز اهمیت بود که ماهیت فشار پشت لوله جداری ۳/۸ - ۱۳ اینچ مشخص گردد. به همین دلیل در بازه‌های زمانی یکسان نسبت به ترخیص فشار، سپس ثبت فشار و بررسی پارامترهای زیر اقدام نمودیم. آیا نرخ افزایش فشار به همان فشار مرحله قبل بازمی‌گردد؟ آیا این روند کاهشی است؟ آیا در همان بازه زمانی با همان شدت مراحل پیشین فشار پشت جداری افزایش پیدا می‌کند؟ به این نتیجه رسیدیم که سیمان پشت لوله جداری ۳/۸ - ۱۳ اینچ به اتکای یک شکاف یا فضای ایجاد شده، ارتباط بین یک لایه‌گازی با سطح را فراهم کرده است که در این شرایط ادامه عملیات حفاری در این چاه مقدور نیست.

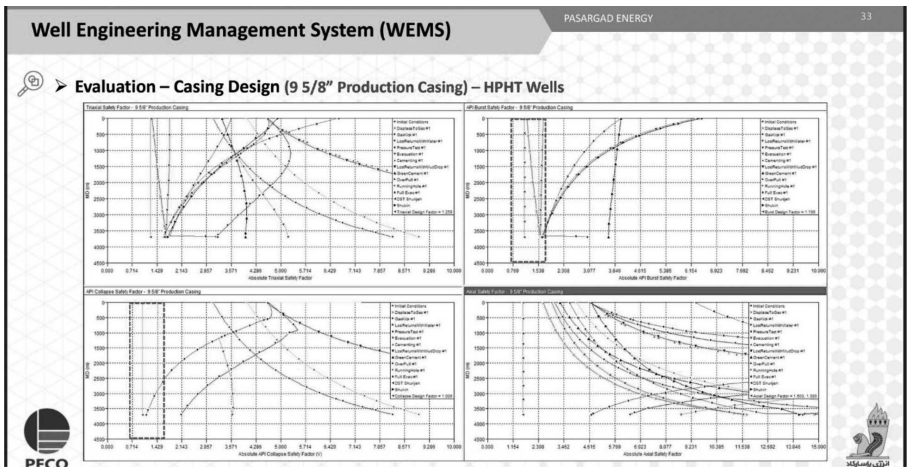
در ادامه اولین وظیفه‌ای که به تیم مهندسی پروژه قزل تپه محول شد، بررسی نمونه‌های مشابه در دنیا بود تا مشخص گردد چاه‌های مشابه با این شرایط در دنیا با چه ریسک‌هایی مواجه هستند؟ اگر ما راهکاری را اتخاذ می‌کنیم، در ادامه می‌توان عملیات حفاری را ادامه داد یا ریسک‌ها به حدی زیاد است که باید این چاه را ایمن سازی کرد و قزل تپه۳ را یک چاه متروکه اعلام نمود؟ در نمونه‌های بررسی شده چاه الگین G۴ در دریای شمال مورد توجه تیم مهندسی پروژه قرارگرفت که در مارس ۲۰۱۲ دقیقاً شرایط مشابه چاه ۳ قزل تپه را داشت و به علت طراحی نامناسب لوله جداری و نشت Production Packer، گاز به پشت لوله جداری نفوذ کرده و با ایجاد یک شکاف در سیمان پشت لوله جداری، به سطح رسیده و در انتها منجر به بزرگترین نشت گازی در دریای شمال شده بود به نحوی که فشار محبوس در انتها منجر به Burst لوله جداری سطحی (Surface Casing) شد و نشت گاز به صورت غیرقابل کنترل از زیر Wellhead در این چاه رخ داد. شرکت توتال با صرف ۵۱روز عملیات تعمیری و قرار دادن پنج پلاگ سیمانی جلوی این نشت گاز را گرفت و در نهایت این چاه از چرخه تولید خارج شد.

همین ریسک برای چاه قزل تپه ۳ نیز محتمل بود. اگر فشار پشت لوله جداری ۱۳-۳/۸ اینچ به ۸۰ درصد فشار Burst لوله جداری ۲۰ اینچ می‌رسید و یا در ادامه حفاری حفره ۱/۴ - ۱۲ اینچ با ورود به سازند تیرگان، (فشاری تخمینی برای این سازند در حدود ۱۰ هزار پام می‌باشد) احتمال ورود گاز و فوران چاه دور از انتظار نبود. سیمان‌کاری ضعیف پشت لوله جداری ۱۳-۳/۸ اینچ یک مسیر بالقوه برای فرار گاز بوده و تجربه چاه الگین G۴ می‌توانست در قزل‌تپه۳ نیز رخ دهد. به همین دلیل شرکت پژواک در آن بازه زمانی تصمیم به عملیات پانچ لوله جداری و تزریق سیمان گرفت و طی دو مرحله لوله جداری ۳/۸ - ۱۳ اینچ پانچ و سیمان تزریق شده و مسیر حرکت گاز به

سطح متوقف گردید.
با این حال تیم مهندسی شرکت پژواک انرژی همچنان بر این باور بود که چاه قزل تپه ۳ از یکپارچگی لازم برای ورود به لایه های پرفشار برخوردار نیست و زمانی این یکپارچگی فراهم می‌شد که لوله جداری ۹-۵/۸ اینچ با موفقیت رانده شود و سیمان‌کاری موفق داشته باشد و عملاً ضعف لوله جداری ۱۳-۳/۸ اینچ با لوله جداری ۹-۵/۸ اینچ پوشانده شود تا بتوانیم در حفره ۸-۳/۸ اینچ وارد نواحی پرفشار شویم.

ادلایل شکست یا موفقیت پروژه ها چیست؟

قبل از ادامه بحث نکته‌ای که لازم می‌دانم بدان اشاره کنم در خصوص چگونگی و استراتژی حل مساله می‌باشد. زمانی که با یک چالش روبرو می‌شویم که نسبت به این چالش دانش، تجربه و شناخت کافی نداریم طبیعتاً امکان رسیدن به پاسخ صحیح را هم پیدا نخواهیم کرد، اگر با همین سطح دانش و شناخت ناکافی وارد پروژه شویم، نتیجه نهایی غافلگیر شدن در طول عملیات حفاری است. ما بر اساس تصورات و فرضیات اولیه خود که نشات گرفته از تجربیات و شناخت محدودمان از صورت مساله است، آنالیز و محاسبات را انجام می‌دهیم، در ادامه به عنوان مثال لوله جداری براثر فشار سازند مچاله(collapse) می‌شود، یا نهایتا چاه جریان ناخواسته پیدا می‌کند و با فوران چاه مواجه می‌شویم و از رویارویی با این مشکلات و بروز آن‌ها در طول عملیات غافلگیر می‌شویم، علت اینست که در فرایند حل مسئله، سطح واقعی و پیچیدگی صورت مسئله را متناسب با دانش و برداشت شخصی خود تقلیل داده ایم و با رویکردی نامناسب و تقلیل یافته نسبت به واقعیت پروژه، اقدام به تصمیم‌گیری نموده‌ایم، به دلیل نبود شناخت کافی بسیاری از نقاط تاریک، ناشناختگی‌ها و ریسک‌های پروژه دیده نشده و برای آن تمهیدی هم اندیشیده نگردیده و همین منجر به این می‌شود که بسیاری از پروژه‌ها با این رویکرد با شکست روبرو می‌شوند. اگر تخمین ما از هزینه پروژه یا از زمان بندی پروژه اشتباه باشد (چون تمام زوایای ناشناخته پروژه آشکار نبوده و فرضیات هم تراز با پیچیدگی پروژه نبوده است)، مجدد پروژه با شکست روبرو می‌شود.
به همین دلیل در مجموعه پژواک انرژی برای رسیدن به این هدف و همطرازی ذهن تمام افراد دخیل در پروژه با پیچیدگی‌های پروژه قزل تپه ۳، اهدافی در ساختار مهندسی شکل گرفت و مقرر شد تمام فرایندهای صورت گرفته باید بر مبنای شبیه‌سازی و محاسبات باشد. زیرا به این نتیجه رسیده بودیم که نگاه سنتی که در صنعت حفاری



وجود دارد، در میدان گازی قزل تپه ۳ پاسخ نخواهد داد. اهداف پروژه با رسیدن به عملکرد بهینه و مطلوب تمام اجزا منجر به سودآوری و موفقیت پروژه خواهد شد. پارامترهایی که عملکرد بهینه پروژه را تعریف می‌کند باید برای تمام اعضای تیم مشخص شود و به مدیریت ارشد شرکت این اطمینان داده شود که برای چالش‌هایی که در پیش است می‌توان راه حل قابل اجرا ارائه نمود. اگر چنین امکانی فراهم نگردد طبیعتاً شرکت پژواک انرژی مانند بسیاری از شرکت‌ها در چنین مناقصه‌ای شرکت نخواهد کرد چون چشم اندازی روشن برای اجرای موفق پروژه نخواهد داشت.
بحث بعدی فراهم کردن ارتباط ۲۴ ساعته دکل با تیم مهندسی است. تیم عملیات در هیچ لحظه‌ای در طول عملیات حفاری نباید بدون پشتوانه مهندسی باشد. برای تک تک قدم‌هایی که در فرایند اجرای پروژه برمی‌داریم، باید آنالیز ریسک داشته باشیم و بدانیم به چه طریق می‌توان آن ریسک را کاهش داد. در همین راستا جلسات متعدد با تمام اعضای پروژه در زمینه‌های مختلف برگزار گردید و طی یک فرایند تیمی تمام ریسک های پروژه و راهکارهای قابل اجرا در راستای کاهش ضریب اثر هر ریسک مورد بررسی قرار گرفت تا برنامه‌ریزی و اجرای عملیات بر اساس آنالیز ریسک باز تعریف شود.
بحث آخر آموزش است و اینکه صورت مسئله را درست تشخیص بدهیم و راه حل صحیح برای آن ارائه کنید و این مفهوم را به تمام نفرات درگیر در پروژه منتقل کنیم تا تمام افراد دخیل در پروژه با تمام ریسک‌های محتمل پروژه آشنا شوند. پس این یک وظیفه کلیدی است که تیم مهندسی در آموزش نفرات هم دخیل باشد.
وقتی صحبت از یک نگاه سیستماتیک برای طراحی چاه مطرح می‌شود، مراحل مختلف از شروع تا انتهای اجرای عملیات در سه فاز تقسیم می‌شود. طراحی، اجرا و ارزیابی. به صورت کلی در مرحله طراحی بررسی اطلاعات اولیه میدان را دارید و بر اساس آن مطالعات اولیه را انجام می‌دهید، اطلاعات چاه‌های اطراف را جمع آوری کرده و یک پروپوزال اولیه تهیه می‌گردد. بر اساس شرح کار چاه و بر اساس این طراحی اولیه فایلی تحت عنوان (B.O.D) باید تهیه شود. این فایل باید با جزئیات، تمام محاسبات طراحی چاه را تشریح کند. صرفاً نباید به انتشار خروجی اکتفا شود، پروسه‌ای که با آن به جواب رسیده‌ایم باید در این سند پروژه ثبت گردد. باید با استفاده از B.O.D برنامه حفاری، نحوه انتخاب متریال، پروسه انتخاب متریال و انتخاب سرویس‌های حفاری و انتخاب تجهیزات مورد نیاز نهایی شود و در انتها وارد فاز اجرا شویم. اهمیت این مرحله مجدد اشاره به فرایند حل مساله دارد که پیش از این مطرح شد. هر چه در این مرحله دقیق تر شرایط حاکم بر پروژه مورد مطالعه و بررسی قرار گیرد شناخت دقیق تری از مساله بدست می آید و تمام جوانب آن آشکار می گردد تا آنالیز ریسک جامع تری تهیه گردد و طراحی صورت گرفته نیز منجر به موفقیت نهایی در مرحله اجرا گردد.
تیم مهندسی وظیفه مانیتورینگ روزانه عملیات حفاری را بر عهده دارد و مشخص می‌کند که عملیات طبق برنامه پیش می‌رود یا از برنامه طراحی شده فاصله گرفته است. به چه شکلی می‌توان تغییری ایجاد کرد تا ادامه عملیات مطابق با طراحی و پیش بینی ادامه یابد؟ و در انتها بحث ارزیابی است. به چه دلیل دچار مشکل شدیم؟ و چگونه فرایند اجرا را بهبود بدهیم؟ تمام این اطلاعات باید جمع آوری و طبقه‌بندی شده و درس آموخته‌ای برای طراحی‌های بعدی باشد.
نحوه مانیتورینگ در این چاه علاوه بر روند مرسوم در صنعت حفاری، شامل مطالعه دقیق رفتار پارامترهای ثبت شده، نحوه تغییرات آن، بررسی دلایل تغییر رفتار و شناسایی عوامل تاثیرگذار در نرخ تغییرات

ثبت شده می‌باشد که این فرایند تخت عنوان finger printing به عنوان یه دستورالعمل مرسوم در چاه‌های HP-HT به صورت یک فرایند روزانه و ۲۴ ساعته مورد استفاده قرار می‌گیرد.

مراحل طراحی عملیات حفاری چاه

طراحی یک چاه از مراحل مختلفی تشکیل شده است. اولین مرحله بحث اطلاعات میدان است. مرحله دوم به صورت موازی طراحی مسیر حفاری و لوله جداری مناسب برای چاه است. بعد از نهایی شدن ژئومتری چاه، بحث طراحی رشته حفاری است و پس از آن سیال حفاری، برنامه سیمان و در خلال این مراحل، محاسبات مهندسی مطرح می‌شود. آنالیز هیدرولیک، T&Dو بحث‌های مربوط به کنترل فوران چاه که هر کدام از این مراحل می‌تواند با جزئیات بیشتری در برنامه آورده شود و نحوه اثر خروجی هر مرحله بر مرحله بعدی مشخص شود. برای این بحث برش کوچکی از آنالیز هایدرولیک را ارائه می‌دهیم.

در ابتدا با استفاده از نرم‌افزهایی که در اختیار داریم مانند نرم‌افزار Well Plan پارامترهای حفاری تعیین می‌گردد. در مرحله بعد پارامترهای هیدرولیکی مثل خواص سیال، پروفایل دما و میزان جریان مشخص شده و درمرحله بعدی شبیه سازی چاه انجام می شود. در بحث هیدرولیک ابتدا از نرم‌افزار Compass استفاده کردیم. بعد از نهایی شدن مسیر هر چاه، از نرم‌افزار WELL PLAN برای تعیین پارامترهای اولیه هیدرولیک و پس از آن نرم‌افزار WELL CAT برای شبیه سازی فشار و دما استفاده شد.

در چرخه آنالیز هیدرولیک خروجی نرم‌افزار Well Plan، یک رشته حفاری مناسب است که بر اساس پارامترهای نهایی شده مثل حداقل flow rate مورد نیاز که براساس آنالیز hole cleaning نهایی شده است یا وزن گل مناسب بر اساس فشار سازند، در نرم‌افزار WELL CAT وارد می شود تا میزان تغییرات دما در درون چاه قابل شبیه‌سازی باشد. از طرفی تغییرات دما ناشی از تغییرات flow rate مستقیما روی طراحی لوله جداری هم تاثیر خواهد گذاشت. به عنوان مثال حفره ۳/۸ – ۸ اینچ قزل تپه ۳ طبق برآورد کارفرما و اطلاعات ارائه شده برای این حفره باید با وزن گل pcf ۱۲۵ تا ۱۳۵ حفاری می‌شد. درحالت دینامیک، بازه وزن گل ارائه شده توسط کارفرما برای حفاری مشکل ساز نبود ولی با بررسی شرایط رخ داده در قزل تپه ۲ این نکته مشخص شد که برای تعیین وزن گل باید کمی دقیق‌تر تصمیم‌گیری شود.

پدیده ای که در چاه‌های های پرفشار بسیار مشکل آفرین است و عیناً در چاه قزل تپه ۲ رخ داده بود بحث wellbore breathing بود. در این پروسه اگر وزن گل درست تعیین نشده باشد، در زمان گردش گل (حالت دینامیک) باعث ایجاد micro frac در سازند می شود که به تبع آن بخشی از سیال حفاری وارد سازند شده، زمانی که چاه به حالت استاتیک در می‌آید و تاثیرESD حذف می‌شود، سیالی که در سازند نفوذ کرده به داخل چاه بازگشته (که می تواند همراه با گاز محبوس در فضای متخلل سازند باشد) که منجر می شود در سطح نشانه های جریان چاه مشاهده گردد و در حالتی که جریان گل متوقف شده است کماکان از چاه flow مشاهده شود که باعث می شود وزن گل را برای کنترل چاه بالا برده تا از ورود سیال سازند جلوگیری شود.

افزایش وزن گل در این حالت به دلیل تشخیص نادرست و عدم آگاهی از دلیل جریان برگشتی از چاه تصمیمی اشتباه است زیرا منجر به ایجاد Fracture در مخزن می شود و چاه در حالت هرزروی شدید قرار می گیرد. در یک چاه با فشار ۱۵ هزار پام، هرزروی بزرگترین ریسک برای کنترل چاه است، به همین دلیل فرایند finger printing برای تشخیص دلایل تغییر رفتار پارامترهای ثبت شده در طول عملیات بسیار حائز اهمیت است.

به عنوان مثال زمانی که چاه از حالت دینامیک به حالت استاتیک می‌رود برای یک بازه زمانی، همچنان جریان برگشتی خواهیم داشت. این بازه زمانی باید ثبت شود. هر زمان که به حالت استاتیک می‌روید این بازه زمانی را با مرحله قبل مقایسه کنید و تا زمانی که تغییرات چشمگیر نباشد نیازی به افزایش وزن گل نیست، ولی اگر این زمان طولانی شد، نشان دهنده این است که شرایط انتهای چاه نسبت به مراحل پیشین تغییر کرده است که دلایل آن باید مورد بررسی قرار گیرد و سپس تصمیم متناسب با شرایط جدید اتخاذ گردد.

ممکن است سیال سازند در حال ورود به چاه باشد و نیاز است که وزن گل افزایش پیدا کند یا به دلیل ورود به سازند با دمای بالا اثر انبساط سیال به دلیل افزایش دما منجر به افزایش زمان جریان برگشتی از چاه شده است. برای تشخیص دلیل این تغییر رفتار تمام پارامترهای حفاری باید مورد مقایسه قرار گیرد که در زمان حفاری مقدار Drilling Gas یا TG ثبت شده در Mud Logging نسبت به مراحل پیشین تغییر معنا داری داشته است؟ دمای گل برگشتی افزایش داشته است؟ مدت زمانی که چاه به صورت استاتیک بوده در بازه زمانی connection یا به هر دلیل دیگری نسبت به مرحله پیشین افزایش یافته است؟ و به همین نحو با نگاهی پرسش گر تمام تغییرات باید مورد بررسی و مقایسه قرار گیرد.

با همین استراتژی در چاه قزل تپه ۳ با هر نشانه‌ای، تصمیم به افزایش وزن گل گرفته نشد و از پدیده wellbore breathing کاملا جلوگیری شد. بازه وزن گل ۱۲۵ تا ۱۳۵ pcf در حالت استاتیک مورد بررسی قرار گرفت، وزن گل pcf ۱۲۵ حتی برای سازند تیرگان مناسب نبود، بنابراین وزن گل مناسب برای سازند تیرگان pcf۱۳۰ تعیین شد و وزن گل بهینه برای ادامه حفره ۳/۸- ۸ اینچ در سازنده شوریجه pcf ۱۳۵ انتخاب شد. از طرفی بیشینه وزن گل این حفره باید مشخص می‌شد و اینکه تا چه حد مجاز به افزایش وزن گل خواهیم بود. با توجه به فشار شکست سازند تیرگان، وزن گل pcf ۱۴۰ بعنوان وزن گل ماکزیمم مشخص گردید. بازه وزن گل مناسب برای حفره ۳/۸- ۸ اینچ pcf ۱۳۵ تا ۱۴۰ در نظر گرفته شد که در نهایت حفره ۳/۸-۸ اینچ با pcf ۱۳۵ شروع و با pcf ۱۳۸ به اتمام رسید، بدون اینکه مشکلی در خصوص کنترل فشار به وجود آید.

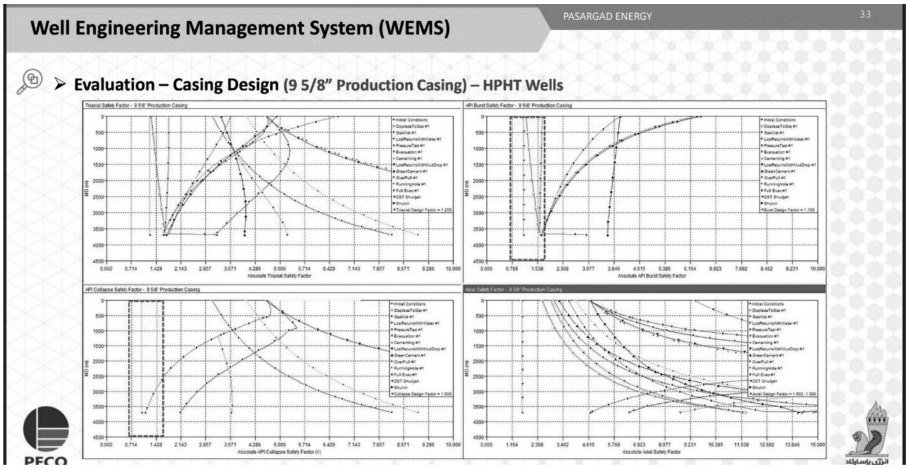
پس از اتمام حفره ۳/۸- ۸ اینچ و راندن موفقیت‌آمیز لاینر ۷ اینچ و اطمینان از شرایط پایدار چاه، برای کاهش ریسک‌های عملیات well test، وزن گل به pcf۱۳۲ کاهش یافت و حفره ۷/۸ – ۵ اینچ با وزن گل pcf ۱۳۲ با موفقیت حفاری گردید.

محاسبه زمانه Tripping رشته حفاری

فرایند دیگری که صورت گرفت محاسبه زمان Tripping رشته حفاری بود. در قرارداد برای این عملیات، یک بازه زمانی استاندارد در نظر گرفته شده بود ولی مدت زمان اتخاذ شده مناسب چاههای پرفشار مانند قزل تپه ۳ نبود چرا که اگر با این سرعت عملیات خارج کردن لوله ها انجام می شد امکان جریان پیدا کردن چاه (well flow) وجود داشت. به همین دلیل برای هر تریپ مدت زمانی که چاه در شرایط ایمن می‌ماند، محاسبه گردید و با ارائه مستندات فنی به کارفرما پروژه و برپایه استدلالات مطرح شده، زمان پروژه افزایش یافت که این موضوع در پروژه‌های EPD یک دستاورد محسوب می‌شود.

نوآوری برای کنترل دمای گل برگشتی

بحث بعدی که در چاه‌های پرفشار از اهمیت زیادی برخوردار است، دمای گل برگشتی است. طبق استاندارد و با توجه به نکات مربوط به HSE گل برگشتی از چاه نباید دمایی بیشتر از ۱۸۰ درجه فارنهایت یا ۸۲درجه سانتیگراد داشته باشد. به همین دلیل در شرح کار قزل تپه ۳ کارفرما الزام استفاده از Mud Cooling System را مطرح نموده تا بتوان دمای گل برگشتی از چاه را کاهش داده و به کمتر از ۱۸۰ درجه فارنهایت برسد. شرکت



پژواک انرژی در مرحله اول به دنبال تهیه این سیستم بود. بررسی ها نشان داد که در ایران تجربه استفاده از cooling سیستم وجود نداشته و علاوه بر هزینه تامین این سیستم، هزینه راهبری و تعمیر و نگهداری آن با توجه به ماهیت عملیات حفاری، منجر به تحمیل هزینه ای گزاف به پروژه می شود، به همین دلیل گزینه دیگری جایگزین تامین این سیستم گردید تا به واسطه شبیه سازی تغییرات دمایی داخل چاه و مطالعه نحوه تغییرات دما و پارامترهای موثر در انتقال حرارت، در خصوص بهینه سازی اجرای عملیات حفاری اقدامات اصلاحی صورت گیرد.

در همین راستا، برای بیش از ۱۱۰ عملیات با احتساب مدت زمان هر عملیات، نوع سیال حفاری داخل چاه، نوع رشته حفاری که داخل چاه است و اینکه عملیات حفاری از چه نوعی است (حفاری، مغزه‌گیری، نمودارگیری، راندن رشته جداری، تست BOP و ...) برای تک تک این شرایط، شبیه‌سازی تغییرات دما و انتقال حرارت صورت گرفت و شرایط بهینه از نظر تغییرات دمایی به دست آمد. این یک اصل کاملا پذیرفته شده است که هرچه سرعت سیال و شدت جریان آن بالاتر باشد، سیال با سرعت بیشتری به سطح می رسد و زمان کمتری برای انتقال حرارت دارد، لذا با دمای بالاتری هم به سطح خواهد رسید و از طرفی هرچه از جریان آشفته فاصله گرفته و با یک رژیم جریانی یکنواخت به سیال اجازه دهیم تا در فضای داخل چاه انتقال حرارت با سازند و لوله جداری صورت گیرد، با دمای کمتری به سطح می‌رسد.

با این حال در طی فرایند شبیه‌سازی مشخص گردید زمانی که سرعت سیال داخل چاه از یک میزانی کمتر شود اثر عکس روی تغییرات دمایی خواهد داشت و دمای سیال بجای کاهش، افزایش پیدا می کند. در نهایت برای کاهش دمای گل برگشتی برای ۱۱۰ عملیات از پیش تعیین شده سرعت سیال بهینه تعریف شد تا به این واسطه بتوان در تمام طول عملیات دمای گل برگشتی را مطابق استاندارد کمتر از ۱۸۰ درجه فارنهایت نگه داشت. لازم به ذکر است انتخاب بهینه ترین سرعت سیال برای هر عملیات متناسب با گزینه بهینه خروجی از نرم‌افزار Wellplan برای حفاری و Hole Cleaning مناسب و استفاده مجدد آن در نرم افزار WellCat می‌باشد تا مقدار بهینه نهایی برای سرعت سیال بدست آید.

به واسطه این شبیه سازی بیشینه دمای پیش‌بینی شده برای گل برگشتی در سطح ۱۷۰درجه فارنهایت بود (۱۰ درجه کمتر از استاندارد). این شبیه سازی مربوط به یک سال پیش از شروع عملیات بود. زمانی که عملیات آغاز شد، جهت اطمیان از صحت اطلاعات استخراج شده از مدل شبیه‌سازی شده، در ابتدای حفره ۸-۳/۸ اینچ با هماهنگی تیم عملیات شرایط تست مدل شبیه‌سازی شده فراهم گردید، حفاری برای یک متراژ یکسان با سرعت سیال متفاوت صورت پذیرفت و در هر مرحله دمای گل برگشتی ثبت گردید، همین تغییرات در مدل شبیه‌سازی شده اعمال شد و دمای گل برگشتی محاسبه گردید و مقایسه حالت واقعی با مدل شبیه سازی شده نشان دهنده صحت خروجی مدل شبیه سازی بود.

دمای واقعی که در انتهای حفره ۱۲-۱/۴اینچ ثبت گردید ۲۴۸ درجه فارنهایت بوده و در مدل شبیه سازی ۲۴۳ درجه فارنهایت به دست آمده بود. در انتهای حفره ۸-۳/۸ اینچ دما ۳۲۹ درجه و شبیه سازی ۳۳۰ درجه فارنهایت و در انتهای ۵-۷/۸ اینچ دمای اندازه‌گیری شده توسط ابزارنمودارگیری که در چاه رانده شده بود، ۳۴۸ درجه فارنهایت و دمای شبیه‌سازی شده ۳۴۵ درجه بود. لازم به ذکر است دمای اشاره شده برای انتها چاه دمای سازند نبوده، بلکه اشاره به دمای انتهای چاه در حالت دینامیک داشته و با در نظر گرفتن تمام پارامترهای موثر در دما در زمان گردش گل می‌باشد. نتایج بدست آمده، دقت بالای شبیه سازی را نشان می‌دهد. از طرفی بیشینه دمایی که در سطح ثبت گردید ۱۶۵ درجه فارنهایت را نشان می‌داد. در واقع با استفاده از بهینه سازی سرعت سیال دمای گل برگشتی همواره پایین تر از حد نهایی تعیین شده باقی ماند.

نمونه دیگری از موارد مورد استفاده خروجی مدل شبیه سازی شده می توان به تاثیر آن در طراحی لوله جداری اشاره نمود. طبق دستورالعمل‌های مرسوم، برای طراحی لوله جداری (casing design) از نرم‌افزار StressCheck استفاده می‌شود. مطابق طراحی که توسط این نرم افزار صورت پذیرفت، لوله جداری ۹-۵/۸ اینچ با وزن ppf ۵۸/۴، گرید V-۱۵۰ برای چاه قزل تپه۳ مناسب بوده ولی با بررسی این لوله جداری با نرم‌افزار WellCat ریسک burst و collapse در شرایطی خاص افزایش داشت، بخصوص در بازه زمانی آزمایش جریانی (FBDST). همین مسئله منجر شد تا پروسه چاه آزمایی دچار تغییراتی شود.

نکته قابل اشاره در زمان تست، دمایی است که در زمان تست به واسطه تولید سیال سازند به سطح انتقال می یابد که در این حالت با در نظر گرفتن شدت تولید در حدود ۲۵۰ درجه فارنهایت می‌باشد، و اثر افزایش دما بر کاهش مقاومت لوله جداری باید مجدداً در طراحی لوله جداری لحاظ شود. درواقع سناریوی تولید در این طراحی تاثیرگذار است، به نحوی که با انتخاب شدت تولید مناسب و بهینه، دمای انتقال یافته به سطح منجر به تخریب و از دست رفتن یکپارچگی چاه در بازه زمانی تولید از چاه نگردد.

به دلیل تاثیر مخرب دمای بالا در چاه قزل تپه ۳، در بحث ارزیابی، پارامترهای بسیاری باید مورد بررسی و مطالعه قرار می‌گرفت تا نسبت به شناخت مشکلات و ارائه راه حل‌های مناسب اقدامات لازم صورت می‌پذیرفت و در طی این فرآیند اولویت حفظ امنیت و فراهم آوردن شرایط ایمن برای تمام نفرات باید همواره در نظر گرفته می‌شد.

کلام پایانی

سوال نهایی که مطرح می‌شود این است که چه الزامی دارد یک مهندس در تمام مراحل کار، فرآیند و Flow chart اجرا و محاسبات را در اسناد مهندسی ثبت نماید؟ چرا صرف ثبت نتایج و خروجی مطالعات صورت پذیرفته کافی نمی‌باشد؟

هدف اصلی از ثبت Flow chart و فرایندهای صورت گرفته انتقال دانش می‌باشد. هدف، انتقال دانش بدست آمده می باشد تا مسیر درست برای رسیدن به جواب درست را در اختیار دیگران قرار دهیم تا به این واسطه مسیر پیشرفت و تعالی دانش و انتقال تجربه نفرات به دیگران فراهم گردد. باید همگان به این باور برسیم در دوره ای زندگی و فعالیت حرفه‌ای داریم که گردش اطلاعات امری ضروری است.

طراحی و اجرای عملیات سیمان آستری چاه HP-HT در میدان گازی قزل تپه

حامد شعبان‌پور
کارشناس ارشد مهندسی سیمان حفاری
شرکت پژواک انرژی

در این نوشتار یکی از پرچالش‌ترین عملیات‌های سیمان‌کاری کشور یعنی عملیات سیمان‌کاری لاینر ۷ اینچ پروژه HP-HT میدان گازی قزل تپه مورد بررسی قرار خواهد گرفت. در بررسی‌های صورت گرفته در حفاری چاه‌های میادین HP-HT، سیمان‌کاری چهارمین تکنولوژی کمتر توسعه یافته در صنعت حفاری معرفی شده که این موضوع نشانگر ریسک بالقوه عملیات سیمان‌کاری و لزوم دقت در طراحی و اجرای صحیح عملیات سیمان‌کاری می‌باشد. در عملیات‌های سیمان‌کاری با چالش‌های بسیار زیادی مواجه هستیم که در صورت عدم بررسی شرایط حفره و طراحی نامناسب منجر به شکست عملیات سیمان‌کاری خواهد شد. یکی از بزرگترین شکست‌های عملیات سیمان‌کاری درسال ۲۰۱۰ در چاه عمیق هورایزن در خلیج مکزیک اتفاق افتاده است که می‌توان از دلایل شکست در این چاه به این موارد اشاره نمود: در این چاه عمق جداری بسیار زیاد بوده و طراحی عملیات سیمان‌کاری به روش‌های معمول صورت پذیرفته و شرایط این حفره در نظر گرفته نشده بود. در میدان های با شرایط دما و فشار بسیار بالا، استفاده از گل روغنی، زمان بندش نامناسب سیمان، شکست و ناپیوستگی در سیمان پشت جداری/آستری و در نهایت عدم ارزیابی شرایط و آزمایش‌های ناکافی برای رسیدن به میزان استحکام مورد نیاز برای این عملیات سیمان‌کاری در نهایت منجر به انفجار، آتش سوزی و از بین رفتن دکل حفاری می‌شود. با این مقدمه به چالش‌هایی که برای طراحی و اجرای عملیات سیمان‌کاری آستری ۷ اینچ پروژه قزل تپه که چاهی با فشار و دمای بالا می باشد پرداخته خواهد شد.

در دماهای بالا فرایند هیدراسیون سیمان با سرعت بیشتری انجام می‌شود که اگر طراحی برنامه سیمان متناسب با شرایط عمق لایه، دما و فشار نباشد منجر به flash set شدن سیمان داخل لوله‌ها قبل از جابجایی کامل سیمان پشت دیواره می‌شود. راهکار حل این مشکل استفاده از افزایه‌های با کیفیتی است که مختص این شرایط ساخته شده است و نیز استفاده از سیمان کلاس G+ یا H به جای سیمان کلاس G معمول در صنعت حفاری ایران آن هم به دلیل دانه‌بندی متفاوت که دوغاب سیمان از لحاظ رئولوژی، زمان بندش و کاپرسیو شرایط مورد نیاز حفره را داشته باشد.

به دلیل دما و فشار بالا در این حفره ، به جهت پایداری سیال حفاری در مجاورت دما از گل پایه روغنی با وزن ۱۳۸ pcf استفاده گردید، که خود یکی از چالش های اجرای موفقیت آمیز عملیات سیمان کاری آستری ۷اینچ به حساب می آید.

در این حفره وزن بالای ۱۳۸ pcf گل باعث

افزایش وزن سیمان تا pcf ۱۴۲ گردید که این امر چالش‌های بسیار زیادی را از لحاظ طراحی برای مجریان ایجاد نمود، همچنین وزن بالای گل منجر به تشکیل کیک در دیواره چاه می‌شود که این موضوع در صورت تمیز سازی نامناسب منجر به ضعف در باندینگ سیمان می‌گردید. مخلوط شدن گل روغنی و سیمان عامل بعدی است که در صورت تمیزسازی نامناسب منجر به کاهش عملکرد دوغ سیمان گردیده و باعث افزایش زمان بندش و کاهش استحکام مورد نیاز برای این حفره خواهد شد. برای نتیجه مناسب پیش از عملیات سیمان‌کاری تمیزسازی کامل چاه امری حیاتی است که گل پایه روغنی به دلیل لغزندگی و چسبندگی بیشتر این امر را با مشکلات بسیاری همراه می‌کند.

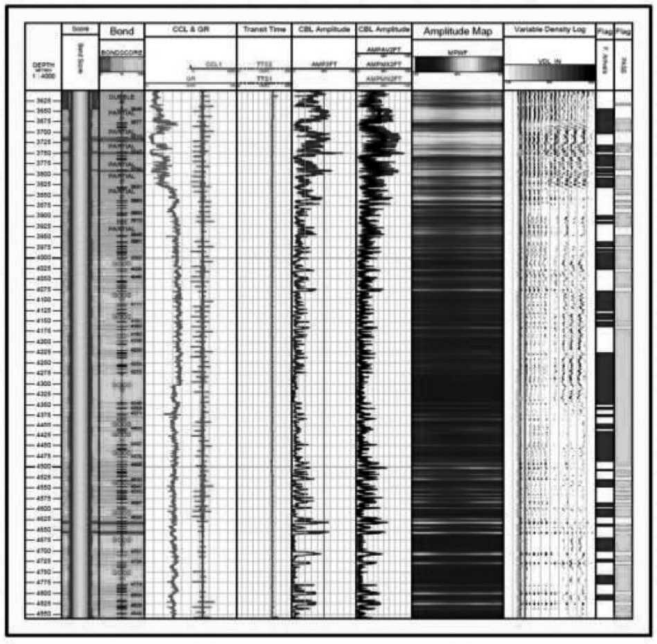
راهکاری که برای حل این مشکل در پروژه قزل تپه مورد استفاده قرار گرفت، طراحی متفاوت در افزایه های سیمان و استفاده از spacer خاص و افزایش حجم آن تا ۱۵۰بشکه برای کاهش آلودگی سیمان توسط گل و همچنین تمیز کاری کامل چاه قبل از عملیات سیمان‌کاری بود. همچنین از طریق نرم‌افزارهای مرتبط با عملیات سیمان‌کاری و سایر نرم‌افزارها تمام شبیه سازی‌های مورد نیاز این عملیات انجام شد و از لحاظ ECD فشارهای هیدرواستاتیکی، احجام، شدت و نوع سیالات و همچنین چیدمان سنترلایزرها مورد بررسی قرار گرفت و برنامه سنترلایزر به نحوی طراحی و اجرا شد که با Stand-off بالای ۷۰ درصد عملیات اجرایی شده و باعث جابجایی صحیح سیمان گردید و در نهایت منجر به کاهش تاثیر گل روغنی بر کیفیت سیمان گردید.

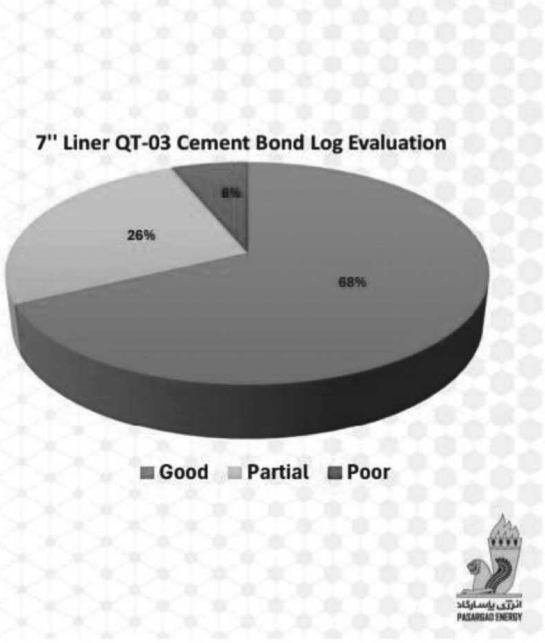
به دلیل طول آستری ۷ اینچ (۱۴۰۰ متر)، تفاوت ۱۰۰ درجه فارنهایت اختلاف دمایی نقطه بالایی و پاشنه آستری ۷ اینچ منجر به هیدراسیون غیر یکنواخت در طول این ۱۴۰۰متر می‌شد، به طوری که در نقاط با دمای بالاتر بندش سیمان سریع‌تر و در نقاطی با دمای پایین تر بندش با سرعت کمتر صورت می‌گیرد که همین موضوع برای استحکام هم صادق می باشد. افزایش استحکام سیمان در نقاطی که به پاشنه ۷ اینچ نزدیک‌تر است با سرعت بیشتری شروع می شود و در نقاطی که به لبه آستری نزدیک‌تر است این رویه کندتر پیش می رود که این موضوع باعث مهاجرت گاز در فضای پشت آستری و کاهش کیفیت و عملکرد سیمان‌کاری می‌شود.

طراحی این عملیات سیمان‌کاری یا باید به صورت دو مرحله‌ای صورت می گرفت یا با تغییر در برنامه سیمان‌کاری و بهینه سازی این برنامه به این مشکلات فائق می‌آمدیم. اجرای عملیات به صورت دو مرحله‌ای به سبب چالش‌ها، ضعف‌ها و مشکلاتی که دارد پیشنهاد نمی‌گردد، در نهایت بهینه سازی برنامه سیمان کاری و در نظر گرفتن تمام موارد، منجر به موفقیت در رفع مشکلات و اجرای صحیح عملیات گردید. همانطور که می‌دانید در عملیات سیمان‌کاری آستری حتماً باید از دستگاه همزن (Batch Mixer) برای تهیه دوغاب یکدست و هموژن استفاده گردد و وزن‌های مرسوم pcf ۱۱۸ تا ۱۲۵ وزن‌هایی است که از این دستگاه برای آماده سازی و پمپاژ سیمان استفاده می‌شود اما در این عملیات وزن بالای pcf ۱۴۲ دوغاب با حجم ۱۷۰ بشکه می‌توانست ریسک دوفاز شدن و عدم اختلاط یکنواخت دوغاب سیمان را به همراه داشته باشد که در نهایت آماده سازی سیمان به صورت فلای میکس اجرا گردید.

به طور معمول در صنعت حفاری برای بررسی موفقیت آمیز بودن عملیات سیمان‌کاری شاخص هایی بعد از عملیات مورد بررسی قرار می گیرد که به عنوان مثال بعد از انجام عملیات سیمان‌کاری نباید از چاه جریان برگشتی مشاهده شود (Back Flow)، نتایج (Dry Test) در لبه آستری باید موفقیت‌آمیز باشد و برای نتایج لاگ سیمان حداقل ۵۰درصد باندینگ با شرایط خوب داشته باشد و همواره شروط دیگری نیز مد نظر کارفرما قرار خواهد گرفت تا در نهایت عملیات سیمان‌کاری با باندینگ خوب مورد تایید قرار گیرد. البته این موارد برای شرایط معمول و در حفره‌های غیر HP-HT و وزن بین pcf ۱۱۸ تا ۱۲۵ در نظر گرفته می‌شود. برای آستری ۷ اینچ قزل تپه با شرایط HP-HTو وزن pcf ۱۴۲ عملیات سیمان‌کاری با وجود تمام چالش‌ها این عملیات منحصر بفرد با موفقیت به اتمام رسید. دوغاب با وزن یکدست و هموژن pcf ۱۴۲ پمپ گردید و نتایج مورد انتظار و از قبل محاسبه شده مشاهده گردید.

پس از انجام عملیات خوشبختانه تمامی فاکتورهای بررسی شده و عملیات Dry Test نشان از موفقیت سیمان کاری و نبود جریان در لبه آستری داشته و نهایتاً برای آنالیز و بررسی کیفیت عملیات سیمان‌کاری لاگ سیمان (CBL-VDL) اخذ شده که نتایج سیمان کاری در آستری ۷ اینچ چاه قزل تپه۳ را در تصویر زیر مشاهده می‌نمایید که با ۶۸درصد باندینگ کامل و ۲۶درصد باندینگ نیمه کامل و تنها ۶درصد بدون باندینگ نشان از موفقیت عملیات سیمان‌کاری درمیدان قزل‌تپه با تمام مشکلات و چالش‌های پیش رو داشته و این موفقیت نتیجه همکاری تمام همکاران در شرکت پژواک انرژی می‌باشد.





طراحی، مهندسی و بهینه سازی برنامه‌ریزی و عملیات چاه آزمایی در چاهHP-HT میدان گازی قزل تپه

مهندس علی ذرعی فروش
رئیس مهندسی بهره‌برداری شرکت پژواک انرژی

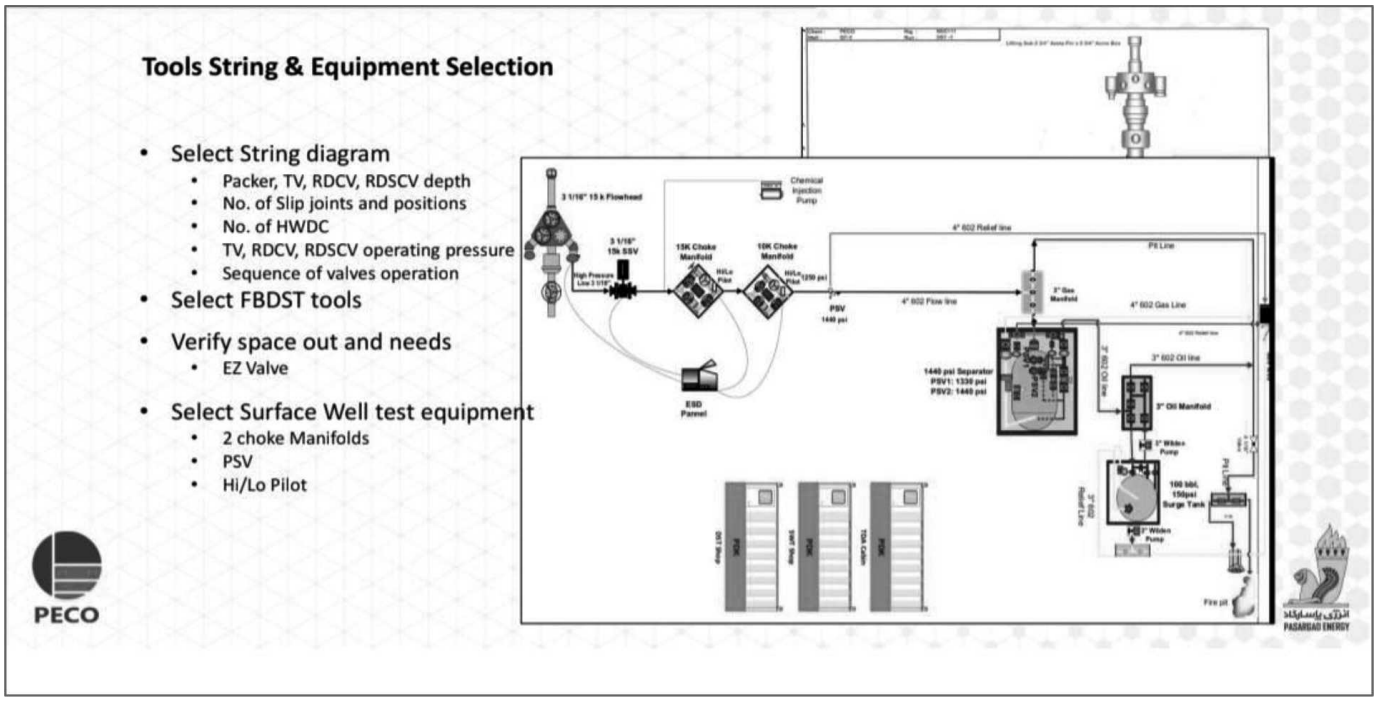
برنامه‌ریزی و عملیات چاه آزمایی (Well Testing) در شرایط فشار و دمای بالای مخزن (HP-HT) در میدان قزل تپه (QT) با چالش‌های بسیار زیادی همراه بود. نبود سوابق مطالعاتی و عملیاتی در میادین فشار و دمای بالا در کشور اصلی ترین چالش این عملیات بود.

کاپیشینه‌ی حفاری، تکمیل و چاه آزمایی مخازن مختلف در کشور ایران

تا دهه های ۶۰ و ۷۰ شمسی مخازنی که عمدتا در برنامه توسعه ای شرکت ملی نفت قرار داشت، مخازن آسماری با مشخصات سنگ ماسه‌ای، کربناته و یا ترکیبی از این دو بود که در این مخازن تقریبا فشار مخزن در محدوده ۳۰۰۰ تا ۵۰۰۰ پام بود. در دو دهه‌ی بعد، برنامه های توسعه ای و تولیدی مهندسی مخازن هیدروکربوری شرکت ملی نفت به میادین و مخازن دیگری هم گسترش پیدا کرد. بطوریکه علاوه بر مخزن آسماری روی مخازن گروه بنگستانی با فشار مخزن در محدوده ۴۰۰۰ تا ۷۰۰۰ پام که عمدتا شامل مخازن ایلام، سروک و کمتر کژدمی از گروه بنگستان می باشند نیز فعالیت‌های مطالعاتی و به طبع آن توسعه ای آن برنامه‌ریزی گردید. در دهه های ۸۰ و ۹۰ شمسی برای افزایش یا نگهداشت و حفظ سقف تولید، برنامه‌ریزی بر روی مخازن گروه خامی شامل داریان، گدوان (ماسه سنگ) و فهلیان (کربناته) با فشار مخزن در محدوده ۸۰۰۰ تا ۱۲۰۰۰ پام و دماهای ۲۴۰ تا ۳۱۰ درجه فارنهایت در میادین مختلف صورت پذیرفت.

بر اساس موارد فوق الذکر، اکثر میادینی که طی چند دهه اخیر در کشور مورد مطالعه و سپس عملیات حفاری و بهره برداری قرار گرفته‌اند در دما و فشار تقریبا نرمال و قابل قبولی بوده‌اند که با طراحی‌ها، تجهیزات و خدمات موجود در کشور البته با سختی‌ها و مشقت‌های غیر قابل وصف در بخش‌های حفاری و چاه آزمایی قابل انجام بوده است. مع‌الوصف تجربه‌ی گسترده‌ی میادین دارای فشار مخزن بیشتر از ۱۰هزارپام در ایران عمدتا در میادین فرزاد و خامی مارون می‌باشند که تعداد چاههای حفاری شده آن بیشتر از سایر میادین با این ویژگی می‌باشد.

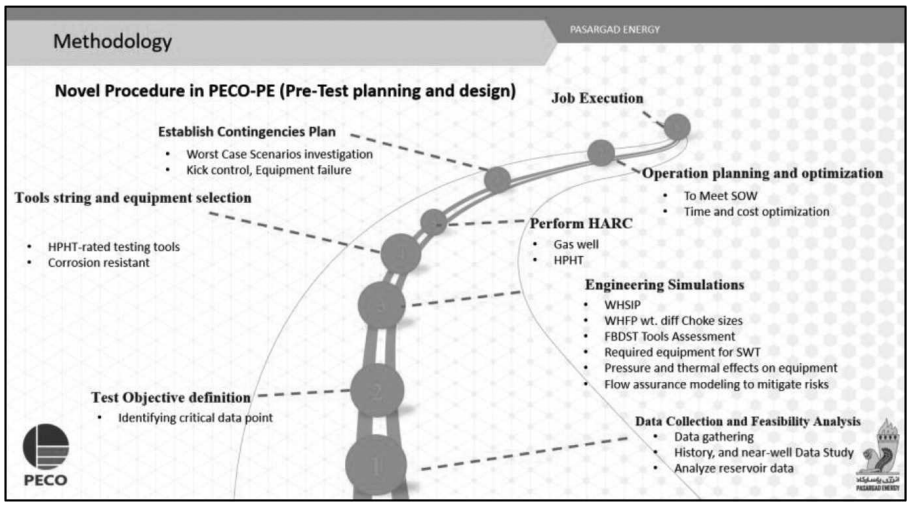
در میدان فرزاد فشار در حدود ۱۰ هزار پام و دمای مخزن نیز در حدود ۲۶۵ درجه فارنهایت است. شرایط در میدان خامی متفاوت است بطوری که فشار مخزن حدود ۱۲۰۰۰ تا ۱۳۰۰۰ پام و دما نزدیک به ۳۱۵ درجه فارنهایت می‌باشد. با این توضیح که در میدان فرزاد تاکنون ۵حلقه چاه حفاری و چاه آزمایی شده است که هنوز به مرحله تکمیل و بهره برداری نرسیده است و در میدان خامی مارون چهار حلقه چاه حفاری و چاه آزمایی شده که بعضی از این چاه ها در مدار تولید قرار داده شده است.



میدان قزل تپه

محدوده کار مطالعاتی و عملیاتی در میدان قزل تپه با فشار مخزن در سازند های تیرگان، شوریجه-۱ و شوریجه-۲ در حدود ۱۱۰۰۰ تا ۱۶۰۰۰ پام و دمای ۲۹۰ تا ۳۵۰ درجه فارنهایت می‌باشد که بر اساس سوابق موجود در ایران خصوصا توسط شرکت های خصوصی EPD، کار بسیار پیچیده، پر خطر، خاص و بزرگی بوده که انجام شده است. زمانی که میادین فرزاد و مارون خامی حفاری و چاه آزمایی شده اند، شرکت های سرویس دهنده بین المللی مانند هالیبرتون، شلمبرژر، بی جی، بیکر، ودرفورد و غیره در ایران مشغول بکار بوده که با استفاده از تجارب مشابه بین المللی ایشان، تکنولوژی ها و ابزار وتجهیزات روز، در خدمت عملیات حفاری این چاهها بودند، اما در شرایط سخت فعلی که با محدودیت های بین المللی روبرو هستیم، با اتکا به توان سازندگان داخلی و سرویس کمپانی های داخلی توانستیم هر آنچه که در بخش طراحی، مهندسی و اجرای عملیات در این میدان پرچالش مورد نیاز بود به بهترین کیفیت ممکن انجام دهیم.

شایان ذکر است دستیابی به یک سند فنی و یا استاندارد داخلی (in house or proprietary technical documents)، مخصوصا در زمینه‌ی چاه‌های HP-HT از شرکت‌های بین‌المللی نیاز به نامه نگاری و درخواست‌های مکرر دارد که نتیجه ی موثر و مفیدی نخواهد داشت ولی به یمن تلاش و مطالعه کارشناسان مهندسی نفت و بهره برداری شرکت پژواک و الگوبرداری از روش های روز دنیا قادر به انجام مطالعات پیچیده مخازن خاص و طراحی عملیات برای دستیابی به اهداف مورد نظر در مخزن و اجرای عملیات حتی در مخازن با شرایط دما و فشار بالا شده ایم. با توجه به دسترسی به منابع خارجی از جمله مقالات ژورنالی و کنفرانسی که در مورد مطالعات موردی عملیات های خاص مرتبط با پروژه قزل تپه (Case Studies) که در سطح دنیا در حال حاضر انجام می‌شود و کتاب های روز منتشر شده در زمینه های مختلف مهندسی نفت، مطالعات Self Study و متعاقبا مطالعات پایه ای و تفصیلی توسط متخصصین داخلی انجام می شود و در زمینه مدیریت و مهندسی انجام این نوع از پروژه های پر چالش، به نظر در داخل چیزی کمتر از کشور های دارای تکنولوژی نداریم حتی در مواقعی با وسواس و دقت بیشتری هم ملاحظات سازنده و کاربردی را جهت نیل به اهداف اجرای پروژه، مد نظر قرار می‌دهیم.

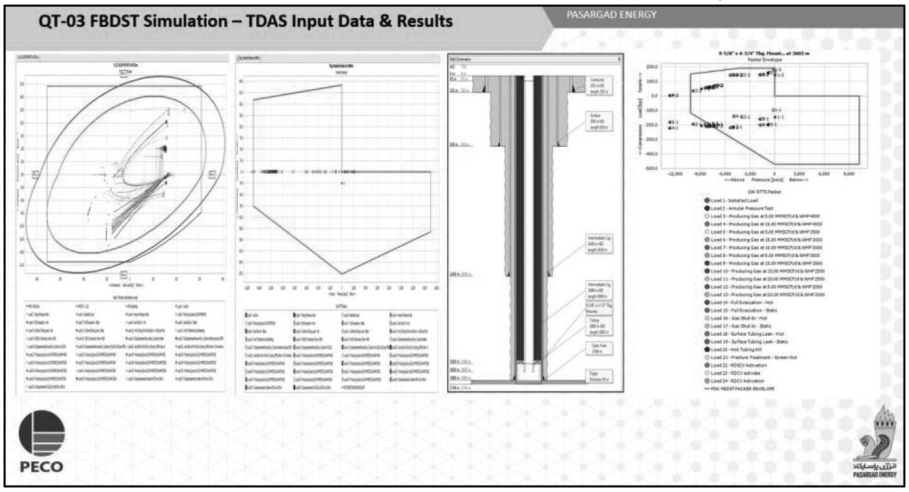


عملیات جریان دهی و چاه آزمایی در میدان قزل تپه

در این مبحث به چهار موضوع اصلی مرتبط با عملیات چاه آزمایی (Well Test) شامل اطلاعات عمومی میدان قزل تپه به عنوان یک میدان دما و فشار بالا (HP-HT) و چالش‌های میدان و نیز روش‌های حل این چالش ها در شرایط عملیاتی و درس آموخته های حاصل از عملیات چاه آزمایی اشاره می گردد.

همانگونه که در بالا اشاره شد چالش‌های اصلی میدان قزل تپه بالا بودن شرایط فشار و دمای مخزن و همچنین عمق زیاد (در حدود ۵۰۰۰ متر)، نا شناخته بودن سیال مخزن از نقطه نظر میزان گازهای دی‌اکسیدکربن و هیدروژن سولفوره، نوع لیتولوژی سازند، رژیم تنش و میزان تنش های درجا و گرادیان شکست سازند بود. در مخازن بالغ (mature field) رفتار و ویژگی‌های مخازن تقریبا شناخته شده است، در سازندهای متعارف ماسه ای و کربناته بدلیل انجام تعداد زیادی مطالعات و عملیات حفاری و تولید، رفتار مخزن قابل پیش بینی بوده به نوعی که درس آموخته های موجود قبلی براحتی قابل اعمال در طراحی‌ها و برنامه‌ریزی‌ها می‌باشد، اما در میدان قزل تپه شرکت پژواک با مشکلات بسیار زیادی مواجه بود که این شرایط خاص استفاده از تجهیزات و ابزار نرمال و امکانات موجود در کشور را محدود می کرد.

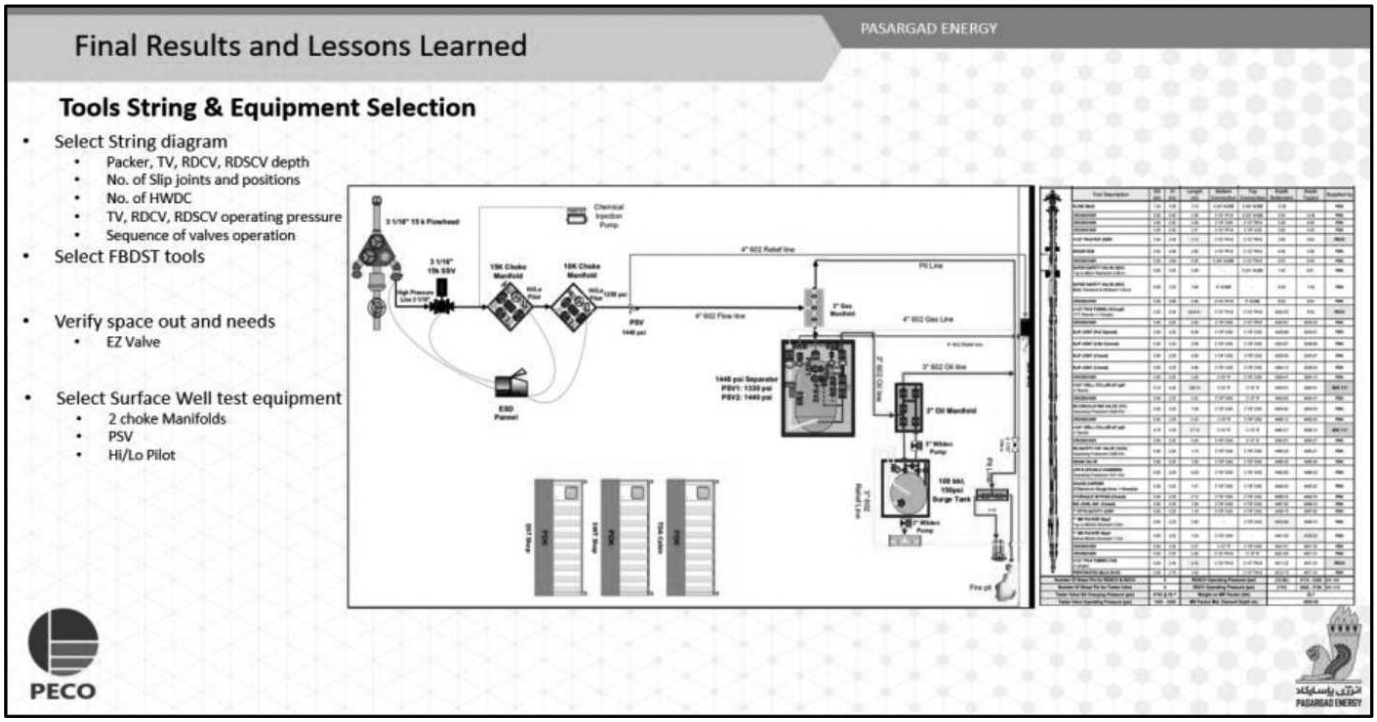
اکثر تجهیزاتی که برای چاه آزمایی و آزمایش ساق مته (Surface Well Test and FBDST) در کشور وجود دارد، حداکثر برای دمای عملیاتی ۳۰۰ درجه فارنهایت مناسب است در صورتی که بر اساس توضیحات فوق الذکر نیاز به تجهیزات مناسب دمای ۳۵۰ درجه فارنهایت بوده است همینطور اکثر تجهیزاتی که برای چاه‌پیمایی و رانش لوله مغزی سیار (Coiled Tubing) در کشور وجود دارد حداکثر برای فشار عملیاتی ۱۰۰۰۰ پام مناسب است در صورتی که در این پروژه نیاز به تجهیزات برای ۱۵۰۰۰ پام بود. به دلیل عدم وجود سابقه استفاده از تجهیزات در این فشار و دما در کشور، عملکرد تجهیزات وقتی در معرض این فشار و دمای بالا قرار می‌گرفتند قابل پیش‌بینی نبود. بدلیل فشار بالا از وزن گل بسیار بالا استفاده می کردیم که عملکرد تجهیزات در معرض این گل (Mud) مخصوص این شرایط، بسیار مهم بود. متناسب بودن تجهیزات و ابزار درون چاهی ساق مته (FBDST downhole tools) از نقطه نظر خوردگی در تماس طولانی مدت با این گل فوق سنگین از دیگر چالش‌های این عملیات بود. بخصوص اینکه بعد از راندن ابزار FBDST و باز نمودن چاه، چاه آزمایی انجام می‌شد و موضوع کنترل چاه و ایمن بودن شرایط زنده‌سازی از نکات مهم و



حساس عملیات چاه‌آزمایی بود.
یکی از مهم‌ترین نکات دیگر، اخذ اطلاعات حین حفاری و همچنین مهمتر از آن چاه آزمایی بود. عملاً بر اساس هدف گذاری انجام شده در پروژه که همانا حفاری مناسب و رسیدن به عمق مورد نظر با رعایت طراحی و یکپارچگی چاه، اخذ داده های لازم و تفسیر این داده ها (از جمله فشار، دما، نوع سیال، میزان تراوایی و پتانسیل مخزن، ضریب بهره دهی با استفاده از جریان دهی و چاه آزمایی) است تا مشخص گردد میدان قزل تپه در مخازن مختلف از لحاظ مشخصات مخزنی در چه شرایطی قرار دارد. بنابراین طراحی ابزار درون چاهی و سطح الارضی عملیات چاه آزمایی در میدان قزل تپه از این منظر بسیار مهم بود که تمامی نتایج مطالعات و حفاری و رسیدن به مخزن با گرفتن اطلاعات صحیح و مفید در عملیات چاه آزمایی به ثمر

ساق مته FBDST) با استفاده از TDAS
۳- طراحی مکانیکی / نیرو / استرس لوله مغزی سیار و چاه (Coiled Tubing String) با استفاده از Cerberus
۴- طراحی اسیدکاری با در نظر گیری لوله مغزی سیار، چاه و ویژگی های مخزن دمای بالا با استفاده از Stimpro
بر این اساس تمامی اطلاعات اولیه جمع‌آوری گردید. تست‌های مورد نظر انتخاب و شبیه‌سازی‌های نرم‌افزاری انجام شد. حداکثر دما و فشار مواجهه ابزار در درون چاه و در سطح الارض مشخص شد. بر اساس این فشار و دما انتخاب لوله مغزی و رشته ساق مته (Downhole FBDST & Tubing) و همچنین ابزار سطح الارض و نحوه چیدمان (Lay out) انجام شد. شناسایی ریسک های عملیات برای این چاه خاص و پیش‌بینی شرایط بحرانی در مواجهه با شرایط خاص و

در عمق های مختلف نصب و پس از آن عملیات‌های اسیدکاری و زنده سازی با لوله مغزی سیار و جریاندهی و در آخر بازگردانی می شود تا عملیات چاه آزمایی بصورت کامل انجام پذیرد که این فرایند طولانی چند روزه در حضور دکل حفاری صورت می پذیرد. در واقع کاری که باید بصورت نرمال ظرف مدت چند ساعت انجام گیرد و در زمان بندی کلی پروژه (Time Break Down) بعنوان مثال برایش ۱۲ ساعت زمان در نظر گرفته شده بود، ممکن بود منجر به اتلاف وقت ۶ روزه دکل شود و از نظر مدیریت پروژه به اندازه ۶ روز کاری دکل حفاری هزینه به پروژه تحمیل می نمود، با استفاده از علم مهندسی و مدیریت دانش، طراحی، شبیه سازی و کارهای فنی که انجام پذیرفت نهایتاً با بهترین کارایی ممکن، که هدف انجام پروژه در بخش چاه آزمایی بهینه سازی هزینه و



بنشیند. لازم بذکر است در پروژه های فعال در میادین و مخازن متعارف، بصورت نرمال شرکت خدماتی و یا سرویس کمپانی ها دیتا شیتی (Data Sheet) دارند که اطلاعات کلی را از کارفرما اخذ می‌کنند و بر اساس اطلاعات گرفته شده، نحوه چاه آزمایی با ابزار FBDST و رشته درون چاهی را طراحی و اجرا می‌کنند. اما در چاه قزل تپه، کارشناسان تیم مهندسی نفت برای طراحی این عملیات، یک استاندارد و نقشه راه طراحی کردند که مبتنی بر نرم‌افزارهای زیر بود:
۱- طراحی هیدرولیکی-دمایی چاه و مخزن با استفاده از Pipesim و Prosper
۲- طراحی مکانیکی / نیرو / استرس چاه و رشته تکمیل موقت (یا همان رشته ابزار

در نهایت نحوه انجام عملیات طراحی شد و پس از بررسی توسط تیم عملیات به بهترین نحو و با شرایط کاملا ایمن انجام شد. هدف از پایبندی به استاندار (Standards and best practices)، شبیه سازی، طراحی و مهندسی، بهینه سازی هزینه، زمان و کیفیت اجرای عملیات می باشد. بعنوان مثال اگر توپک رشته ساق مته در حین عملیات چاه آزمایی در عمق مورد نظر داخل چاه یا بصورت صحیح و کامل نصب نشود و یا دچار مشکل و آسیب گردد بطوریکه که امکان انجام چاه آزمایی فراهم نشود عملا هدف انجام پروژه میسر نخواهد شد. تعداد دفعات زیادی تجهیزات لوله مغزی و رشته ساق مته (Downhole FBDST & Tubing) در چاه

زمان عملیات است، انجام پذیرفت.
شرکت پژواک امیدوار است با رویکرد موجود و مثبت شرکت ملی نفت و سیاست‌گذاری‌های انجام شده توسط وزارت نفت، ارتباط فنی-عملیاتی بین شرکت‌های حوزه بالا دست حفاری در بخش خصوصی و نیمه دولتی (EPD Contractors) و شرکت های تابعه شرکت ملی نفت (Oil Companies) و یا شرکت‌های اکتشاف، توسعه و تولید (E&P Companies) بیشتر از پیش شده و همچنین با به اشتراک گذاری تجارب سخت و مشابه فی ما بین این شرکتها در پروژه های مختلف، در آینده پروژه های سخت تر و یا مشابه قزل تپه با شرایط فشار، دما و عمق بالا نیز به نحو مطلوب، اجرایی و عملیاتی گردد.

بازیافت انرژی‌های مازاد در فرآیندهای آب‌بر راهکاری برای عبور از بحران انرژی

مهندس علیرضا فضایلی
مدیر عامل شرکت آروین صنعت گستر ویستا

مقدمه: در سال‌های اخیر، ناترازی انرژی در ایران به یکی از چالش‌های اساسی برای بخش‌های مختلف اقتصادی و صنعتی تبدیل شده است. افزایش مصرف، کاهش سرمایه‌گذاری در زیرساخت‌های تولید برق و ناکارآمدی در مدیریت مصرف انرژی، منجر به کمبود و قطعی برق در بسیاری از صنایع شده و زیان‌های گسترده‌ای را برای واحدهای تولیدی به همراه داشته است. این شرایط به‌ویژه برای صنایع انرژی‌بر، به‌خصوص آن‌هایی که فرآیندهای آب‌بر دارند، بحرانی‌تر است؛ چراکه این صنایع برای تداوم تولید، به انرژی پایدار نیاز دارند.

کاهش تولید در صنایع ایران طی سال‌های ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳، تأثیرات چشمگیری بر اقتصاد کشور داشته است. طبق گزارش‌های رسمی، بسیاری از واحدهای صنعتی بزرگ، به‌دلیل قطعی‌های برق، از حداکثر ظرفیت خود استفاده نکرده‌اند که این امر موجب کاهش تولید ناخالص داخلی (GDP)، افزایش هزینه‌های تولید، کاهش سودآوری شرکت‌ها و رشد نرخ بیکاری شده است. در نتیجه، زنجیره تأمین بسیاری از کسب‌وکارهای وابسته نیز دچار بحران شده و تأثیرات منفی آن به بخش‌های مختلف اقتصادی سرایت کرده است.

اما فارغ از سیاست‌های کلان و چالش‌های اقتصادی، چه عواملی در درون صنایع، به این بحران‌ها دامن زده است؟ چرا صنایع ایران که از دهه‌های گذشته سهم عمده‌ای در اقتصاد کشور داشته‌اند، تا این اندازه در برابر بحران انرژی آسیب‌پذیرند؟

دلایل آسیب‌پذیری صنایع ایران در برابر بحران انرژی

۱. ناکارآمدی زیرساخت‌ها و تجهیزات قدیمی: بسیاری از واحدهای صنعتی کشور در دورانی تأسیس شدند که انرژی ارزان و در دسترس بود، بنابراین توجهی به بهره‌وری انرژی در طراحی تجهیزات و فرآیندها صورت نگرفت. نتیجه این سیاست، ایجاد زیرساخت‌هایی با مصرف انرژی بالا و راندمان پایین است که امروز، در شرایط بحران، هزینه‌های سنگینی به صنایع تحمیل می‌کند.

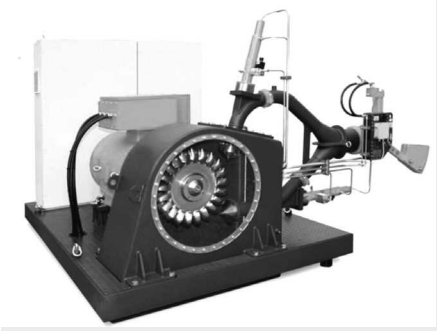
۲. عدم سرمایه‌گذاری در بهره‌وری انرژی: در کشورهای پیشرفته، صنایع همواره در حال به‌روزرسانی تجهیزات و ارتقای بهره‌وری انرژی هستند، اما در ایران، به‌دلیل قیمت پایین انرژی در گذشته و نبود الزام قانونی، این موضوع مورد غفلت قرار گرفته است. بسیاری از صنایع، بدون اجرای راهکارهای کاهش مصرف، همچنان به افزایش ظرفیت تولید خود متکی هستند که در شرایط محدودیت انرژی، ناکارآمدی آن‌ها را دوچندان می‌کند.

۳. اتلاف گسترده انرژی در فرآیندهای صنعتی: میزان هدررفت انرژی در صنایع ایران بسیار بالا است. در صنایع فولاد، سیمان و پتروشیمی، بخش عمده‌ای از گرمای تولیدشده در کوره‌ها و سیستم‌های تولید بخار، بدون بازیافت به محیط دفع می‌شود. این در حالی است که در کشورهای پیشرفته، از فناوری‌های بازیافت انرژی مانند استفاده از توربین‌های بخار، مبدل‌های حرارتی و سیستم‌های تولید همزمان برق و حرارت (CHP) برای کاهش این اتلاف‌ها استفاده می‌شود.

علاوه بر این، در فرآیندهای آب‌بر نیز مقادیر قابل‌توجهی انرژی مازاد وجود دارد که بدون استفاده هدر می‌رود. برای مثال، در سیکل‌های بسته کولینگ تاورها و چیلرهای صنعتی، مقادیر زیادی انرژی گرمایی و فشاری تلف می‌شود که قابلیت بازیافت و استفاده مجدد را دارد. همچنین در لوله‌های انتقال آب و نفت، در محل فشارشکن‌ها، پتانسیل بالایی برای بازیافت انرژی وجود دارد که می‌توان از آن برای کاهش مصرف برق در فرآیندهای انتقال سیالات استفاده کرد.

یکی دیگر از فرصت‌های مهم برای بازیافت انرژی، سیستم‌های اسمز معکوس (RO) در واحدهای شیرین‌سازی آب است. در بخش ریجکشن پساب شور، می‌توان تا ۵۰٪ برق مصرفی فرآیند شیرین‌سازی آب را از طریق بازیافت انرژی موجود در پساب کاهش داد. اجرای این روش، به‌ویژه در صنایعی که به تصفیه آب وابسته هستند، می‌تواند تأثیر بسزایی در کاهش مصرف انرژی و هزینه‌های عملیاتی داشته باشد.

۴. وابستگی شدید به شبکه برق سراسری و نبود منابع جایگزین: بسیاری از واحدهای صنعتی، به‌طور کامل وابسته به شبکه برق دولتی هستند و هیچ سیستم جایگزینی برای تأمین انرژی خود ندارند. این در حالی است که در کشورهای توسعه‌یافته، صنایع از نیروگاه‌های مقیاس



کوچک، انرژی‌های تجدیدپذیر و سیستم‌های مدیریت مصرف برای کاهش وابستگی به شبکه برق استفاده می‌کنند.

راهکار: تمرکز بر بهره‌وری و بازیافت انرژی مازاد در فرآیندهای آب‌بر

یکی از مؤثرترین راهکارها برای عبور از بحران انرژی، نه صرفاً توسعه تولید برق، بلکه افزایش بهره‌وری و بازیافت انرژی مازاد در صنایع است. تجربه جهانی نشان داده است که سرمایه‌گذاری در بهینه‌سازی مصرف انرژی، به‌مراتب اقتصادی‌تر از ساخت نیروگاه‌های جدید است. در ایران نیز مطالعات نشان می‌دهد که با اجرای پروژه‌های بهره‌وری انرژی، می‌توان مصرف برق در صنایع را تا ۲۰ تا ۳۰ درصد کاهش داد، رقمی که می‌تواند بخش قابل توجهی از کمبود انرژی را جبران کند.

شرکت آروین صنعت گستر ویستا، به‌عنوان نخستین سازنده توربین‌های آبی در مقیاس صنعتی در ایران، با بیش از ۱۵ سال تجربه در این حوزه، توانسته است با تکیه بر فناوری‌های نوین و دانش مهندسی بومی، سامانه‌های بازیافت انرژی را در محل‌هایی نظیر سیستم‌های خنک‌کننده، چیلرهای صنعتی، فشارشکن‌های خطوط انتقال آب و نفت، و پساب‌های شور در فرآیندهای تصفیه آب (RO) طراحی و در برخی صنایع اجرا کند.

این شرکت در نظر دارد با توسعه این فناوری در صنایع پتروشیمی و پالایشگاهی، علاوه بر تسهیل در اجرای تعهدات ماده ۱۶ این صنایع از طریق تأمین بخشی از نیاز برق آن‌ها به روش تجدیدپذیر با توربین‌های آبی کوچک‌مقیاس، در کاهش هزینه‌های عملیاتی و بهینه‌سازی مصرف انرژی نیز نقش مؤثری ایفا کند.

با اجرای راهکارهای پیش‌گفته، این صنایع می‌توانند از مشوق‌های قانونی مرتبط، از جمله ضرایب برق هموار و ضرایب داخلی‌سازی نیز بهره‌مند شوند.

این مدل موفق بازیافت انرژی در فرآیندهای آب‌بر، در صورت حمایت و توسعه، می‌تواند به الگویی مؤثر برای بهره‌گیری از ظرفیت‌های مغفول‌مانده انرژی در صنایع مختلف تبدیل شود.

معرفی پمپ‌های پرسرعت درون چاهی

Ultra-High Speed ESP (UHS ESP)

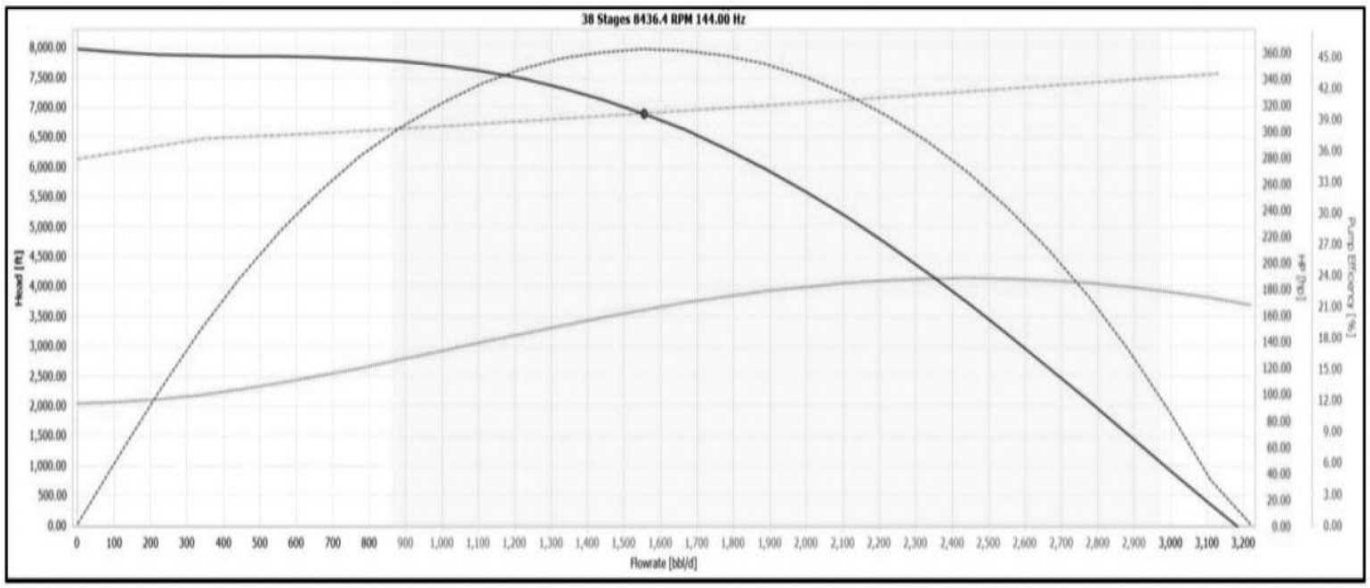
واحد تحقیق و توسعه شرکت پادیاب تجهیز

۱- مقدمه

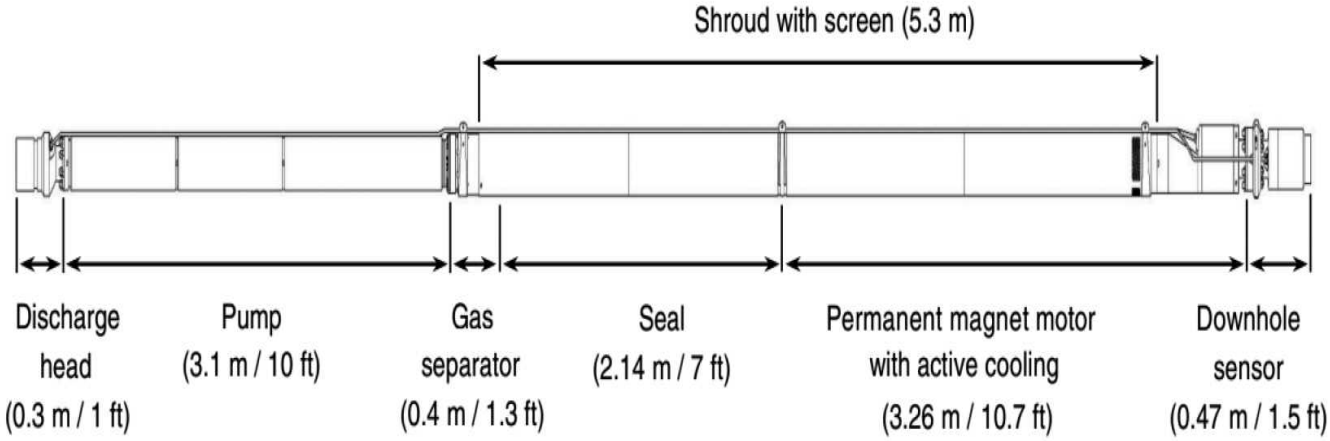
پمپ‌های شناور الکتریکی (ESP) به طور متداول و معمول در صنعت نفت برای افزایش بهره‌وری از مخازن هیدروکربوری در حال استفاده هستند. با افزایش تقاضا برای فناوری‌های فرازآوری مصنوعی کارآمدتر و سازگارتر جهت مقابله با چالش‌های در حال تحول صنعت، پمپ‌های شناور الکتریکی(ESP) همچنان در خط مقدم نوآوری قرار دارند و بهبودهای چشمگیری در انتقال سیالات و پایداری عملیاتی ایجاد می‌کنند. چاه‌ها و یا مخازنی که در تولید قدرت کمتری دارند از این نوع فرازآوری مصنوعی می‌توانند برای افزایش تولید استفاده کنند. پس از اختراع Variable Frequency Drive (VFD)با تغییر فرکانس و کنترل سرعت پمپ‌ها مزایای پمپ‌های درون‌چاهی دو چندان شد. پمپ‌های متداول ESP همراه با موتورهای القایی سرعتی بین ۲۱۰۰ rpm تا ۴۲۰۰ rpm را دارند که فرکانسی بین ۳۵ هرتز الی ۷۰ هرتز را در بر می‌گیرد. هر استیج یک پمپ شامل یک ایمپلر و یک دیفیوزر می‌باشد، که قسمت محرک یعنی ایمپلر وظیفه افزایش انرژی جنبشی سیال و قسمت ثابت یعنی دیفیوزر وظیفه تبدیل انرژی جنبشی به انرژی پتانسیل (فشار) را بر عهده دارند. تغییر طراحی هر استیج می‌تواند باعث بهبود عملکرد آن شده و در نتیجه پیشرفت این زمینه از صنعت نفت را در پی داشته باشد. پمپ‌های UHS ESP یکی از دستاورهای پیشرفت تکنولوژی در زمینه‌ی پمپ‌های ESP می‌باشد این نوع خاص از پمپ‌ها با طراحی استیج‌های متفاوت توانایی‌های بیشتری نسبت به نوع متداول پمپ‌های ESP در تولید بهتر و مقابله با چالش‌های محیط های خشن درون‌چاهی دارد. پمپ‌های پرسرعت بین ۴۲۰۰ تا ۶۰۰۰ دور بر دقیقه (فرکانس بین ۷۰ الی ۱۰۰ هرتز) و پمپ‌های UHS ESP بیش از ۶۰۰۰ دور بر دقیقه سرعت چرخش دارند. با گذشت زمان و مطالعات گسترده در زمینه مواد و متالورژی و همچنین طراحی‌ها و تحلیل‌های مکانیکی بهتر می‌توان پمپ‌های UHS ESP بهتری تولید کرد.

۲- پیشینه

پمپ‌هایUHS ESP در ابتدا به عنوان یک



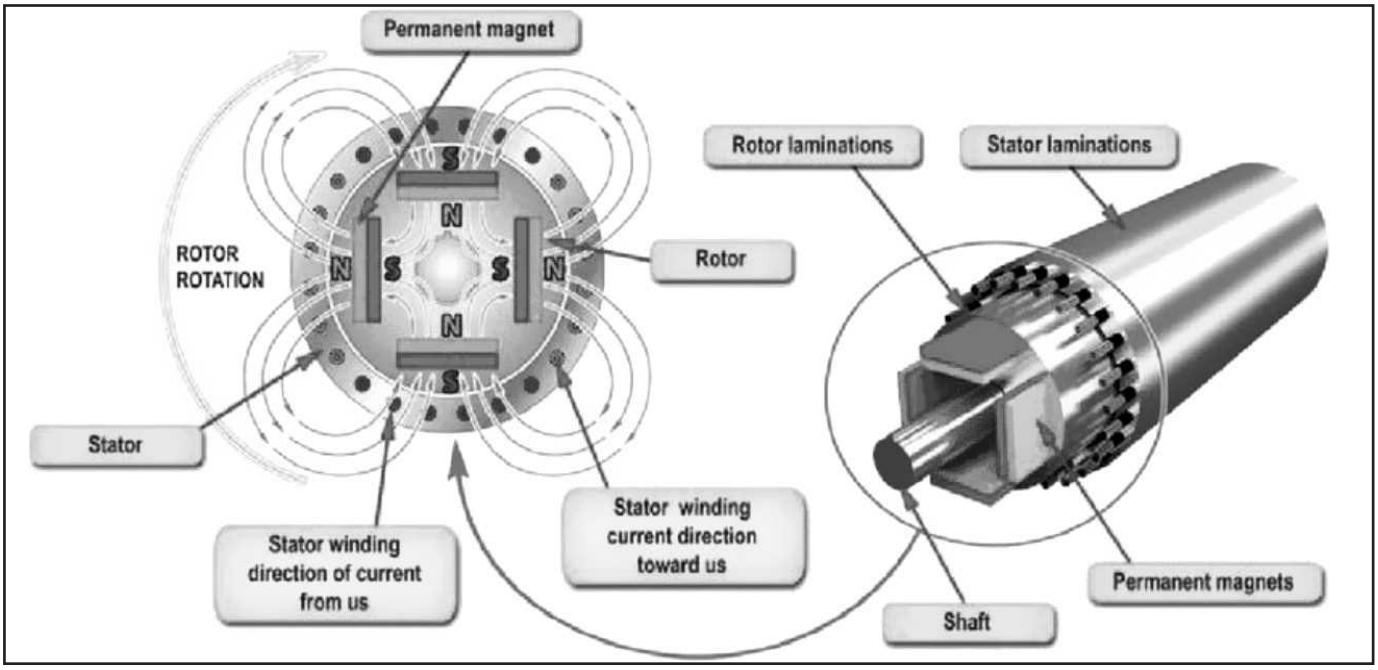
شکل انمودار عملکرد یک پمپUHS ESP



شکل ۲ شماتیک یک سیستم UHS ESP به طول کلی ۹/۷۶ متر

راه‌حل جایگزین برای پمپ‌های استاندارد و متداول (STD ESP) برای انجام عملیات‌ها استفاده می‌شدند. در اصل، هدف اصلی از ساخت این نوع از پمپ‌ها برطرف نمودن مشکلاتی بود که در زمان بروز آن‌ها پمپ‌های متداول ESP ناکارآمد می‌شدند. پمپ‌ها توانایی تولید در سرعت‌های بالا در محدوده ۱۰۰۰ rpm تا ۱۲۰۰۰ rpm را دارند که امروزه بعضی از پمپ‌های خاص توانایی انجام عملیات در سرعت‌های ۱۵۰۰۰ rpm تا ۱۸۰۰۰ rpm را دارند. با توجه به سرعت بالای این نوع پمپ، طراحی فشرده‌تر و طول بسیار کمتری دارند.

پمپ‌های UHS با توانایی رسیدن به سرعت‌های بالاتر و رسیدن به بازده بالای ۹۰ درصد از موتور مغناطیس دائم خود می‌تواند منجر به مزایایی همچون کاهش مصرف انرژی ۲۵ الی ۴۰ درصدی شود. همچنین،



شکل ۳ شماتیک یه موتور مغناطیس دائم

این نوع خاص از پمپ‌هایESP در حدود ۳۰ سال پیش پا به عرصه صنعت گذاشته و در طی این سال‌ها با پیشرفت تکنولوژی به سوی مدرن‌تر شدن پیش رفته‌اند. تفاوت این نوع از پمپ‌ها با پمپ‌های متداول که مزایای عملیاتی‌ای را با خود به همراه دارد، در سرعت نامی بسیار بالاتر (۱۰۰۰۰ rpm) در مقایسه با اندازه آن، محدوده عملیاتی بزرگتر (شکل ۱)، بازده بالاتر و مقاومت بیشتر آن‌ها در برابر دما و فشار بالا می‌باشد. این نوع از رشته کمتری نسبت به نوع متداول ESP دارند (شکل ۲). برای تامین این سرعت از موتورهای مغناطیس دائم (شکل ۳) که دارای روتورهایی با تعداد قطب‌های بیشتر از ۲ هستند، استفاده می‌شود. این نوع موتورها قابلیت عملیات در فرکانس‌هایی تا ۵۰۰ هرتز را دارا می‌باشند. این موتورها نیز به علت سرعت نامی بالاتر چگالی نیروی روتور بالاتری داشته و در مقایسه با موتورهای القای مغناطیسی متداول طول

با توجه به آنچه که گفته شد می‌توانند تا دو برابر کوچکتر و سبک‌تر از سیستم‌های متداول بوده و در نقاطی با اعماق وانحراف زاویه بالاتر نصب شوند. این سیستم ها با توجه به طول کمشان، می‌توانند در کارخانه سازنده به طور کامل سرهم شده و بعد به منطقه عملیاتی فرستاده شوند که این کار خطاهای انسانی را کمتر نموده و همچنین باعث کاهش زمان استفاده از دکل خواهد شد.

شکل ۴یک سیستم کامل UHS ESP سرهم شده در کارخانه در حال انجام تست

طراحی پیشرفته و همچنین انتخاب مواد مناسب در ساخت این پمپ‌ها بسیار حائز اهمیت بوده زیرا در میزان تحمل این نوع از پمپ‌ها در برابر مواد جامد بسیار تاثیر گذار است. به همین علت در انتخاب مواد از علم مواد هوافضا بهره گرفته شده و با دقت بسیار بالا توسط دستگاه‌های CNC تراشکاری می‌شوند. در سال‌های اخیر با پیشرفت چشمگیر تکنولوژی مهندسی مواد و متالورژی، پمپ‌های (UHS HGVF) یا پمپ‌های فوق سرعت با توانایی کنترل میزان گاز بالا، در حال ساخت و پیشرفت هستند.

۳- مطالعات میدانی

در سال ۲۰۱۸، آنتون شکیروف و همکاران به مطالعه عملکرد پمپ‌های UHS ESP رانده شده در تعدادی از چاه‌های دارای مشکل تولید شن پرداختند (شکل ۵). این مطالعات در پی آن بود که بتوانند تحمل یک سیستم UHS ESP را در برابر بیشترین میزان جامدات موجود در سیال، بررسی کنند. سه حلقه چاه با بیشترین محتوای شن که به ترتیب دارای ۲۳۹۰، ۲۶۴۸، و ۳۲۵۰ میلی‌گرم بر لیتر شن بودند مورد بررسی قرار داده‌شد. تاریخ نصب سیستم‌های فرازآوری در این چاه‌ها به ترتیب سال‌های ۲۰۱۷،۲۰۱۷ و ۲۰۱۵ بوده که چاه اول تا زمان انتشار این مقاله به طور ثابت در حال تولید بوده است. در چاه دوم سیستم پس از ۳۶۴ روز به علت نبود جریان بیرون کشیده شده و در چاه سوم سیستم پس از ۴۱۹ روز به علت خرابی کابل بیرون کشیده شد که در مقایسه با سیستم ESP متداولی که قبل از آن فقط برای ۶۵ روز در چاه توانایی تولید داشته عدد قابل توجهی است. همچنین مطالعه‌ی هزینه‌ها نشان می‌دهد که طول عمر پمپ‌های متداول ESP در این میدان به طور میانگین ۱۲ ماه و طول عمر پمپ‌های UHS ESP به طور میانگین ۱۵ ماه بوده است. همچنین پمپ‌های UHS ESP ۴۰ درصد مصرف سوخت و هزینه‌های تعمیراتی چاه کمتری داشتند.

الکسیوف و همکاران در سال ۲۰۲۱، عملکرد پمپ‌های موجود در ۱۳ منطقه هدف گذاری شده در سیبری غربی در روسیه را مورد مطالعه قرار دادند. مخزن مورد مطالعه پس از رسیدن به دوره تقلیل و کاهش فشار، مشکلاتی همچون افزایش میزان نسبت گاز به نفت، وکس و پارافین، افزایش محتوی جامدات سیال، افزایش خورندگی سیال بروز داد. در این پروژه پمپ‌های UHS ESP با بازه‌های عملیاتی متفاوت (به طور میانگین دارای نقطه BEP برابر با ۵۰۰ بشکه در روز) به کار گرفته شده‌اند. طبق نتایج این مطالعات تولید روزانه ۲۳/۹ درصد به طور میانگین بهبود یافته است. مصرف انرژی روزانه نیز با کاهش ۲۳/۵ درصدی مواجه شده است.

آنتون شکیروف و همکاران در سال ۲۰۲۴ نیز مطالعات میدانی دیگری در کشورهای مختلف انجام دادند. در کشور کنگو در قاره آفریقا، سیستم‌های متداول ESP قبلی که در یکی از میادین مورد استفاده قرار گرفته بودند دارای میانگین زمان بین خرابی ۲۵۶ روزه بودند و همچنین میزان تولید مورد انتظار را نیز نداشتند. نصب سیستم‌های UHS ESPدر این میدان با بهبود تولید و کاهش هزینه‌های تعمیرات چاه همراه بود. میزان مصرف انرژی از ۳۹/۱ کیلووات ساعت به ۱۱/۷۸ کیلووات ساعت کاهش یافت.

در قاره اروپا در میدانی درکشور رومانی که دارای میزان گاز بالایی بوده، پمپ‌های PCP با پمپ‌های UHS ESP جا به جا شدند. در این میدان که به دوره تقلیل فشار رسیده و همچنین میزان گاز بالایی دارد، آن‌ها وظیفه دارند با کاهش میزان انرژی مصرفی، تولید را بالاتر ببرند. پمپ‌های PCP قبلی که انتظارات کارفرما را در میزان ریکاوری و بازدهی، برآورده نکرده بودند با مدل UHS-۶۰۰ پمپ‌های UHS ESP جایگزین شدند. پروانه‌های بهبود یافته این پمپ‌ها، اجازه ورود ۷۵٪ گاز به دهانه ورودی را می‌دهند و توانای تحمل محتوی ۲۰۰۰ میلی‌گرم بر لیتر جامدات موجود در سیال را دارند. در این میدان پس از جایگزینی سیستم‌های UHS ESP میزان مصرف انرژی ۳۰ درصد کاهش یافته است.

در قاره آمریکای شمالی در ناحیه کارائیب در چاه‌های دریایی، روش فرازآوری مصنوعی را از Gas lift به UHS ESP تغییر دادند. با پیشنهاد مدل UHS-۱۰۰۰ که سرعت نامی معادل ۱۰۰۰۰ دور بر دقیقه را دارد به طراحی سیستم‌های خود پرداختند و پس از به جا آوردن بررسی‌های لازم به تغییر سیستم‌ها پرداختند. بر اساس کل هزینه‌ها، ۲۶ درصد کاهش هزینه نتیجه این جایگزینی بود. این عملیات نشان داد که این مدل از پمپ‌ها توانایی تحمل میزان گاز۳۰ درصدی در دهانه ورودی را دارند و می‌توانند جایگزین روش‌های فرازآوری با گاز باشند.

اجرای جهانی سیستم‌های UHS ESP منجر به مزایای قابل توجهی در بهینه‌سازی تولید، افزایش کارایی عملیاتی و کاهش هزینه‌ها شد. این سیستم‌ها به‌طور میانگین مصرف

شکل ۵شرایط یکی از چاه‌ها از لحاظ تولید شن و وجود Scale

انرژی را ۴۰٪ کاهش دادند، طول عمر عملیاتی را در شرایط چالش‌برانگیز ۲۰٪ افزایش دادند و زمان نصب را ۶۰٪ کاهش دادند. علاوه بر این، فناوری UHS ESP با کاهش میزان خرابی تجهیزات و به حداقل رساندن نیاز به تعمیر و نگهداری، ایمنی عملیاتی کلی را ارتقا داد.

در سال ۲۰۲۴ آنداگویا و همکاران ایشان به بررسی میدانی اجرای یک سیستم UHS ESP به همراه یک موتور القایی در یک چاه عمیق پرداختند. این سیستم که طولی حدودا معادل ۱۳/۵ متر داشت از نظر زمان عملیاتی در مقایسه با ی سیستم ESP متداول به علت وجود قابلیت آماده سازی قبل از شروع عملیات ۵۰ درصد کاهش زمان را به ارمغان آورد. در زمینه بهینه‌سازی نصب، مشخص شد که می‌توان کل رشته را از پیش در انبار مونتاژ کرد تا زمان مورد نیاز برای سرهم‌بندی ESP در دکل به میزان قابل توجهی کاهش یابد. در حال حاضر این پمپ در عمق ۳۴۸۰ متری با فرکانس ۱۴۴ هرتز و نرخ تولید ۱۴۸۲ بشکه در روز در حال انجام عملیات می‌باشد. در مقایسه‌ی انرژی مصرفی با قرار دادن این سیستم UHS ESP به عنوان یک مبنا برای مقایسه به نتیجه قابل اتکایی دست نیافتند زیرا معتقد بودند در مقایسه انرژی مصرفی، فاکتورهای زیادی که فقط به سیستم مربوط نیستند تاثیر گذارند.

۴- جمع‌بندی

با وجود این دستاوردهای موفقیت‌آمیز، در فرآیند پیاده‌سازی سیستم‌های UHS ESP چالش‌هایی نیز مشاهده شد. در محیط‌های بسیار خورنده، دوام سیستم در برخی موارد مورد آزمایش قرار گرفت که نیاز به بهینه‌سازی بیشتر در مواد و طراحی را آشکار ساخت. علاوه بر این، در میادینی با تغییرات شدید در ترکیب سیال، حفظ عملکرد پایدار چالش‌برانگیز بود و ضرورت نظارت مداوم و انجام تنظیمات لازم را نشان داد. این محدودیت‌ها نشان می‌دهند که با وجود مزایای چشمگیر سیستم‌های UHS ESP، تحقیقات و توسعه بیشتر برای افزایش دوام و گسترش قابلیت کاربرد آن‌ها در سخت‌ترین شرایط عملیاتی ضروری است.

همچنین نکته قابل توجه دیگر این است که این سیستم‌ها به علت انجام عملیات در فرکانس های بسیار بالاتر (بیش از ۴۰۰ هرتز) نیاز به سیستم‌ها سطح‌الارضی متفاوتی دارند. در این سیستم‌ها به علت کار در سرعت‌های بالاتر، نیاز به کنترل دقیق‌تر بنابر حساسیت بالا و شرایط عملیاتی باید از VFDهای مخصوص که برای تحمل این شرایط ساخته شده‌اند استفاده کرد. در زمان انتخاب سیستم سطح‌الارضی مناسب برای UHS ESP باید به نکاتی از جمله محدوده سرعت روتور، میزان نیروی مورد نیاز، عوامل محیطی مانند دما و رطوبت و مواردی دیگر توجه کرد. برای کنترل نیروی دورانی و سرعت روتورها از دو روش اسکالر و وکتور استفاده می‌شود. در کنترل اسکالر نسبت ولتاژ به فرکانس کنترل شده و فاز جریان کنترل نمی‌شود که در فرآیندهایی که به تغییر سریع سرعت یا گشتاور نیاز دارند مناسب نیست و در زمان تغییر بار (Load) از دقت کمتری برخوردار هستند. اما کنترل برداری یا وکتور مقدار و فاز جریان را کنترل می‌کند و از حلقه بازخورد برای تنظیمات دقیق‌تر استفاده می‌کند. این نوع از کنترل به سرعت به تغییرات بار واکنش نشان داده و با بهینه کردن عملکرد موتور به کاهش انرژی مصرفی کمک می‌کنند و برای انجام عملیات‌هایی که به گشتاور بالا برای شروع نیاز دارند بسیار مناسب هستند. اما این سیستم کنترلی به علت نیاز به الگوریتم‌های کنترلی پیشرفته و سخت‌افزارهای پیچیده‌تر و همچنین حلقه سنسورهای بازخورد نیازمند هزینه‌های بالاتر و زمان راه‌اندازی بیشتری هستند.

با توجه به ماهیت پرسرعت سیستم‌های UHS ESP و نیاز به دقت بالا، کنترل برداری به علت دینامیک بهتر در اعمال تغییرات و کنترل دقیق گشتاور ترجیح داده می‌شوند که به همین دلایل باید به هزینه‌ی بالای تامین تجهیزات مخصوص این سیستم‌ها که با سیستم‌های متداول ESP متفاوت هستند توجه نمود.

۵- منابع

[۱] electrical submersible pumps manual design, operations, and maintenance ۲۰۱۸و مترجم: فرهاد آجرکاران و مریم کشفی، اصول طراحی، عملیات و نگهداری پمپ‌های درون‌چاهی ESP، چاپ اول، ایران، تهران، خیابان مطهری، قبل از تقاطع شریعتی، پلاک ۳، طبقه دوم، واحد ۶، انتشارات هیواسا، ۱۴۰۰، شرکت پادیاب تجهیز

[۲] Oil Dynamics, “ESP field service manual,” artificial lift installation and operation manual, in Oil Dynamics GmbH, ۲۰۲۱, rudolf-diesel-strabe ۱۱/۶۹۱۱۵ heidelberg.Germany, info@ oildynamics.de

نقش تحلیل مهندسی در طراحی رشته تکمیلی چاه

افزایش بهره‌وری، کاهش هزینه‌ها و تأمین امنیت انرژی در تولید نفت و گاز

مهندس علی‌اکبر آزموده
مدیر مهندسی تکمیل چاه - شرکت انرژی دانا

صنعت نفت و گاز یکی از مهم‌ترین بخش‌های اقتصادی هر کشور محسوب می‌شود و نقش کلیدی در درآمد ملی، رشد صنعتی و امنیت انرژی ایفا می‌کند. در این صنعت، تکمیل چاه مرحله‌ای حیاتی است که تأثیر مستقیمی بر عملکرد تولید دارد. اگر طراحی رشته تکمیلی چاه به درستی انجام شود، بازدهی تولید افزایش می‌یابد، میزان خرابی تجهیزات کاهش می‌یابد و در نتیجه، هزینه‌های کلی پروژه‌های نفت و گاز کاهش پیدا می‌کند و این امر به حفظ منابع مالی کشور کمک می‌کند.

اهمیت مطالعات مهندسی در تکمیل چاه

حفاری و تکمیل چاه‌های نفت و گاز هزینه‌های بالایی دارد و در صورت بروز اشتباه در انتخاب مواد، طراحی تجهیزات یا اجرای عملیات، زیان‌های مالی هنگفتی به کشور تحمیل می‌شود. بنابراین، انجام مطالعات مهندسی قبل از تکمیل چاه، نه تنها یک نیاز فنی بلکه یک ضرورت اقتصادی است. این مطالعات تضمین می‌کنند که منابع طبیعی بهینه مصرف شوند و در رشد اقتصادی بلند مدت نقش داشته باشند.

چرا مطالعات مهندسی در تکمیل چاه ضروری هستند؟

تکمیل چاه فرآیندی پیچیده است که به دانش تخصصی در حوزه‌های مختلف مهندسی مانند مهندسی نفت، مکانیک، علم مواد و هیدرولیک نیاز دارد. عدم انجام مطالعات مناسب، مشکلاتی ایجاد می‌کند که می‌تواند تولید نفت و گاز را کاهش دهد. دلایل متعددی برای لزوم انجام این مطالعات پیش از تکمیل چاه وجود دارد.

یکی از مهم‌ترین دلایل، جلوگیری از خرابی زودهنگام تجهیزات و کاهش هزینه‌ها است. استفاده از تجهیزات یا مواد نامناسب می‌تواند منجر به ازکارافتادگی رشته تکمیلی شود. این خرابی‌ها ممکن است به دلیل خوردگی ناشی از گازهای مخرب مانند H_2S و CO_2 ، فشار سازند، تغییرات دما و تنش، یا فرسایش مکانیکی ناشی از حرکت سریع سیالات حاوی ذرات جامد رخ دهد. در صورت بروز چنین خرابی‌هایی، تولید متوقف شده و نیاز به تعمیرات پرهزینه ایجاد میشود. همچنین، شرکت‌ها مجبور خواهند شد مبالغ هنگفتی برای اجاره دکل‌های حفاری و خرید تجهیزات جدید هزینه کنند، که می‌تواند منجر به میلیون‌ها دلار خسارت مالی شود.

یکی دیگر از دلایل مهم انجام مطالعات مهندسی، جلوگیری از صرف هزینه‌های اضافی برای تجهیزات نامناسب است. در برخی موارد شرکت‌ها تجهیزاتی را انتخاب می‌کنند که بیش از حد نیاز و بسیار گران قیمت هستند و برای شرایط چاه ضروری نیستند. در مواقع دیگر، تجهیزات انتخاب شده توان کافی برای تحمل شرایط چاه را ندارند و در نتیجه، دچار خرابی و نیاز به انجام تعمیرات می‌شوند. انجام مطالعات مهندسی به انتخاب بهینه تجهیزات کمک می‌کند و

توازن مناسبی میان هزینه و عملکرد ایجاد می‌نماید.

عوامل کلیدی در طراحی رشته تکمیلی و تأثیر آن بر منافع ملی

طراحی رشته تکمیلی چاه شامل عوامل متعددی است که بر عملکرد چاه و منابع کشور تأثیرگذارند. یکی از عوامل مهم، انتخاب مواد مناسب بر اساس شرایط مخزن است. هر مخزن نفت یا گاز دارای شرایط خاصی است و استفاده از مواد نامناسب می‌تواند عمر تجهیزات را کوتاه کرده و باعث توقف تولید شود. به عنوان مثال، اگر چاه حاوی گازهای خورنده باشد، باید از فولادهای مقاوم در برابر خوردگی استفاده شود. در چاه‌های با دما و فشار بالا، لوله‌ها باید به اندازه کافی مقاوم باشند تا بتوانند آن شرایط را تحمل کنند. در صورتی که سیال تولیدی حاوی ذرات جامد باشد، باید از روشهای کنترل ذرات و یا تجهیزات مقاوم در برابر فرسایش استفاده شود. مطالعات مهندسی، بهترین مواد را برای هر چاه انتخاب می‌کند و از خوردگی، فرسایش و سایر مشکلات جلوگیری می‌نماید.

یکی دیگر از عوامل مهم، طراحی مکانیکی رشته تکمیلی است. مهندسان باید تجهیزات را طوری طراحی کنند که عمر طولانی داشته و در شرایط عملیاتی به درستی کار کند. این مطالعات شامل بررسی میزان فشار قابل تحمل توسط رشته تکمیلی، ضخامت مناسب لوله‌ها برای جلوگیری از شکست، طراحی اتصالات برای جلوگیری از نشتی سیالات، و انتخاب مواد مقاوم در برابر آسیب‌های شیمیایی و حرارتی می‌شود. با انجام این مطالعات، تجهیزات با عمر طولانی‌تری طراحی شده و نیاز به تعمیرات کاهش می‌یابد، که در نتیجه از توقف تولید جلوگیری می‌شود.

مراحل طراحی رشته تکمیل چاه

انتخاب مراحل و روش طراحی رشته تکمیل چاه تابع نوع و شرایط چاههای نفت و گاز می باشد. به طور کلی میتوان طراحی مذکور را به مراحل ذیل تقسیم کرد:

- انتخاب سایز بهینه لوله های مغزی با استفاده از نرم افزارهای PIPESIM و PROSPER .
- انتخاب جنس مواد اولیه فلزی با استفاده از جداول استاندارد و نرم افزاهای ECE و PREDICT .
- انتخاب جنس مواد الاستومریاستفاده شده در تجهیزات رشته تکمیلی
- انتخاب نوع هر یک تجهیزات رشته تکمیلی
- بررسی شرایط دما، فشار و نیروهای مکانیکی وارد بر رشته تکمیلی در طول عمر مورد نیاز طراحی، توسط نرم افزار TDAS یا نرم افزارهای با قابلیت مشابه.
- تهیه گزارش و جمع بندی تمام بخشهای طراحی
- تهیه برنامه اولیه عملیاتی

نقش مطالعات مهندسی در تقویت امنیت انرژی ملی

علاوه بر مزایای فنی و اقتصادی، مطالعات مهندسی در طراحی رشته تکمیلی چاه به بهبود امنیت انرژی کشور نیز کمک می‌کنند. یکی از اهداف کلیدی در مدیریت مخازن نفت و گاز، حفظ تولید پایدار و جلوگیری از افت سریع تولید است. اگر رشته تکمیلی به درستی طراحی نشود، تولید ممکن است زودتر از موعد کاهش یابد، که این امر می‌تواند تأمین انرژی کشور را تحت تأثیر قرار دهد. یک رشته تکمیلی با طراحی مناسب، مدیریت بهینه مخزن را ممکن ساخته و بیشترین میزان بازیافت نفت و گاز را تضمین می‌کند.

یکی دیگر از مزایای انجام این مطالعات، کاهش وابستگی به تجهیزات و خدمات خارجی است. بسیاری از شرکت‌های نفت و گاز برای تأمین تجهیزات تخصصی به تأمین کنندگان خارجی وابسته هستند. با این حال، با توسعه قابلیت‌های مهندسی داخلی و طراحی تجهیزات تکمیل چاه در داخل کشور، می‌توان نیاز به واردات را کاهش داده و منابع مالی بیشتری را در داخل اقتصاد ملی نگه داشت. همچنین، توسعه دانش فنی داخلی این امکان را فراهم می‌کند که شرکت‌های داخلی بتوانند فناوری و تجهیزات خود را صادر کرده و درآمدهای ملی را افزایش دهند.

نتیجه‌گیری: مطالعات مهندسی، راهکاری ضروری برای حفاظت از منافع ملی

با توجه به نقش حیاتی صنعت نفت و گاز در اقتصاد کشور، تمام تصمیمات مربوط به تکمیل چاه و انتخاب تجهیزات باید بر پایه اصول علمی و مهندسی اتخاذ شوند. انتخاب صحیح مواد و تجهیزات باعث افزایش عمر چاه‌ها، کاهش هزینه‌ها و تضمین تولید پایدار نفت و گاز می‌شود.

یکی از مهم‌ترین مزایای مطالعات مهندسی، جلوگیری از زیان‌های مالی است. این مطالعات با کاهش نیاز به تعمیر و نگهداری، هزینه‌ها را کاهش داده و بهره‌وری پروژه‌های نفت و گاز را افزایش می‌دهند. همچنین، توسعه دانش فنی داخلی از وابستگی به تجهیزات خارجی کاسته و موجب تقویت اقتصاد ملی می‌شود.

به همین دلایل، مطالعات مهندسی در طراحی رشته تکمیلی چاه نباید صرفاً به‌عنوان یک مرحله فنی در نظر گرفته شوند، بلکه یک راهبرد اساسی برای حفاظت از ثروت ملی، بهینه‌سازی منابع مالی و تضمین امنیت انرژی در بلند مدت هستند. دولت‌ها و شرکت‌های نفتی باید این مطالعات را در اولویت قرار دهند تا از منابع طبیعی خود به بهترین شکل ممکن بهره‌برداری کنند.

اهمیت و کاربرد زمین‌شناسی ساختاری در صنعت نفت

مهسا عبداللهی
دکتری زمین شناسی ساختمانی و تکتونیک
شرکت توسعه پتروایران

مقدمه

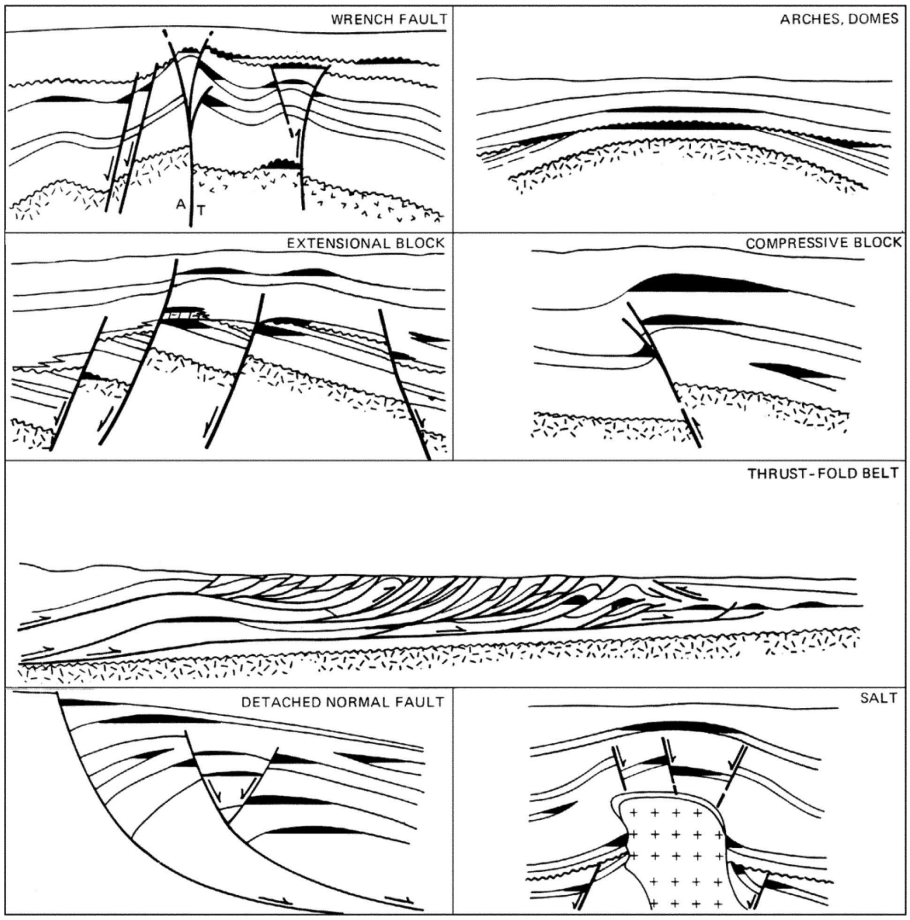
زمین‌شناسی ساختاری یکی از ارکان اساسی در صنایعی همچون نفت، معدن و هیدروژئولوژی به شمار می‌رود. بهره‌گیری از این دانش، نقشی کلیدی در بهینه‌سازی اکتشاف و بهره‌برداری از منابع زیرسطحی ایفا می‌کند. تکنیک‌های زمین‌شناسی ساختاری در مقیاس‌های مختلف، از تحلیل داده‌های سنجش از دور تا بررسی مقاطع نازک سنگی، کاربرد دارند و با کمک آنها می‌توان هندسه مخازن نفتی و معدنی را به دقت شناسایی کرد. این فرآیند، علاوه بر کمی‌سازی منابع، منجر به تعیین روش‌های ایمن و اقتصادی استخراج می‌شود. ارزیابی پایداری چاه‌ها، مدل‌سازی مخازن و سیستم‌های نفتی، تحلیل مسیرهای مهاجرت سیالات و تاریخچه حرارتی مخازن از دیگر کاربردهای این دانش در صنعت می‌باشد. اصول زمین‌شناسی ساختاری به‌عنوان پایه‌ای مستحکم برای این صنعت، همراه با توسعه فناوری‌هایی نظیر لرزه‌نگاری سه‌بعدی و تحلیل داده‌های چاه از نواحی عمیق، درک ما از زیرسطح را ارتقاء داده است.

نقش زمین‌شناسی ساختاری در اکتشاف و توسعه مخازن

تعریف اندازه و شکل تله‌های هیدروکربنی یکی از عناصر حیاتی در برآورد ارزش اقتصادی میدان‌های نفت و گاز بالقوه و موجود است و یک عامل کلیدی در ارزیابی ریسک تجاری محسوب می‌شود. در میان انواع تله‌های نفتی، تله‌های ساختاری رایج‌ترین نوع تله‌های هیدروکربنی هستند که مهم‌ترین نقش را در انباشت هیدروکربن‌ها دارند و سهم قابل‌توجهی از ذخایر جهانی نفت و گاز را تشکیل می‌دهند.

داده هاو ابزارهای مناسب در تحلیل‌های ساختاری

به‌طور معمول، شناسایی یک تله ساختاری با جمع‌آوری و سپس تفسیر داده‌های لرزه‌ای

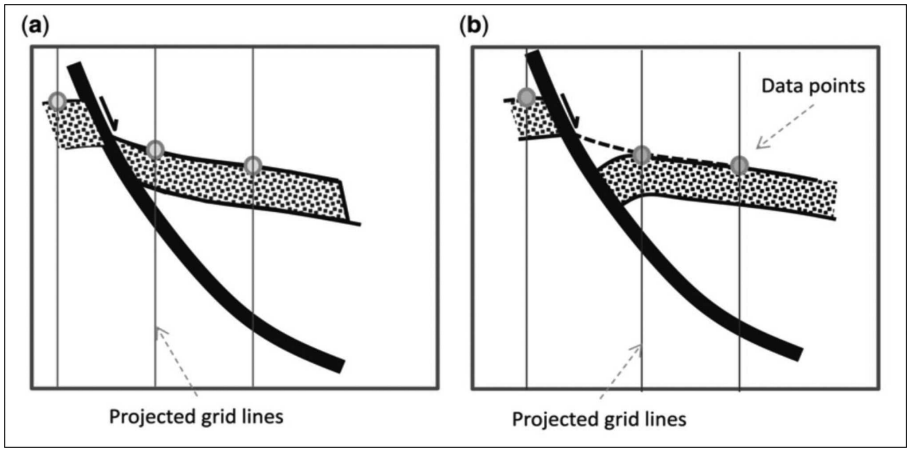


مقطع‌های شماتیکی از انواع تله‌های هیدروکربنی مرتبط با سبک‌های ساختاری اصلی را نشان می‌دهد، مناطق هیدروکربنی با رنگ سیاه مشخص هستند.

به‌منظور تعیین هندسه‌های زیرسطحی که با گسل‌ها و چین‌ها تعریف شده‌اند، انجام می‌شود. این دانش، به‌ویژه در مراحل پیش از حفاری و پیش‌بینی رفتار دینامیکی مخازن اهمیت دارد.

چین‌خوردگی باعث ایجاد تاقدیس‌هایی می‌گردد که می‌توانند مخازن نفتی خوبی را تشکیل دهند و در عین حال می توانند باعث مهاجرت هیدروکربن شوند. گسل‌ها می‌توانند به عنوان سدي عمل کنند که هیدروکربن در پشت آنها تجمع پیدا می‌کند.

تفسیرهای ساختاری صحیح از مقاطع لرزه‌ای نقشی اساسی در برآورد حجم ذخایر و تعیین ارزش اقتصادی فرصت‌های اکتشافی دارد. از آنجاییکه این تصاویرنمایی ناقص از زمین‌شناسی زیرسطحی ارائه می‌دهند، در نتیجه امکان برداشت‌های متفاوتی از داده‌ها وجود دارد. دلایل مختلفی در ایجاد خطا و تردید در تفسیر ساختاری وجود دارد که از آن جمله می‌توان به کیفیت



تصویر فاصله‌بندی شبکه و تفسیر افق مخزنی در امتداد یک گسل را نشان می‌دهد. تصویرa، بدون تفسیر تاقدیس در فرادیواره گسل است که در این حالت، هیچ تاقدیسی در سمت فرادیواره گسل شناسایی یا تفسیر نشده است. تصویرb، با تفسیر تاقدیس در فرادیواره گسل است که در این حالت، تاقدیس در ناحیه فرادیواره گسل تفسیر شده است. هر دو تفسیر با داده‌های موجود سازگار هستند، اما می‌توانند تأثیرات متفاوتی بر تحلیل ساختاری مخزن و تخمین حجم ذخایر هیدروکربنی داشته باشند.

پایین داده‌ها و عدم وضوح تفسیر، استفاده اشتباه از ابزارهاي تفسیر و استفاده از مدل‌هاي ساختاري نامناسب اشاره کرد. در مجموعه داده‌های لرزه‌ای، مقاطع دوبعدی، از نظر فضایی محدود هستند و تفسیر آنها نیازمند درون‌یابی بین تصاویر مجزا است. تفاسیر متفاوت از یک مجموعه داده لرزه‌ای می‌توانند منجر به نتایج اقتصادی کاملاً متفاوت شوند و از جمله در تخمین حجم ذخایر و تصمیم‌گیری‌های سرمایه‌گذاری اثرگذار هستند. بنابراین، استفاده از روش‌های ترکیبی برای کاهش عدم‌قطعیت و بهبود دقت تفاسیر ضروری است.

نقش عایق‌کنندگی گسل‌ها در تله‌های ساختاری

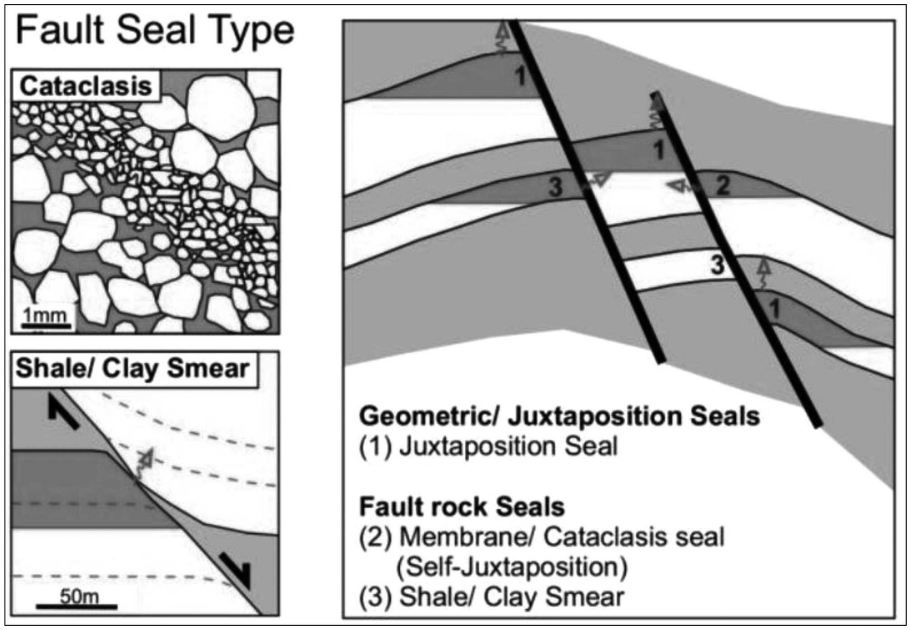
تله‌های ساختاری از سطوحی با فشار موئینگی بالایی تشکیل شده‌اند که مانع عبور سیالاتی مانند هیدروکربن می‌شوند. این تله‌ها می‌توانند شامل بخش عایق بالایی(Top-seal)، عایق پایینی(Bottom-seal) و عایق جانبی (Side-seal) باشند که در بسیاری از موارد، گسل‌ها به‌عنوان عایق جانبی عمل می‌کنند. بررسی جامع تله‌های ساختاری مستلزم تحلیل دقیق عایق‌شدگی آنها، به‌ویژه در نواحی دارای گسل‌های عایق‌کننده است. این تحلیل شامل بررسی روابط میان واحدهای چینه‌ای نفوذپذیر و ناپذیر، مواد محبوس در امتداد سطوح گسلی، خواص هیدرولیکی این سطوح و وضعیت فازهای سیالی در سیستم می‌شود. از آنجا که تغییرات در ارتفاع ستون هیدروکربنی یکی از بزرگ‌ترین عوامل عدم‌قطعیت حجمی و اقتصادی در اکتشافات نفتی است، بررسی دقیق عایق‌شدگی و پرشدگی تله‌ها از اولویت‌های فنی محسوب می‌شود.

گسل‌ها می‌توانند به دو روش مجزا به‌عنوان سطوح عایق‌کننده عمل کنند: ۱) عایق ناشی از جابجایی لایه‌ها (Juxtaposition Seal)، زمانی رخ می‌دهد که یک لایه با فشار موئینگی بالا (مانند شیل)، در اثر جابجایی گسل در کنار واحد مخزنی قرار می‌گیرد که باعث جلوگیری از مهاجرت سیالات به دلیل اختلاف خاصیت موئینگی بین واحدهای مخزنی و غیرمخزنی می‌شود.

۲) عایق ناشی از گسله سنگ (Fault-rock)، زمانی رخ می‌دهد که مواد جدیدی که در حین لغزش گسل تشکیل شده‌اند، مانعی در برابر جریان جانبی سیالات ایجاد می‌کنند، حتی اگر واحدهای مخزنی در دو طرف گسل در کنار هم قرار گرفته باشند، مانعی برای جریان جانبی سیالات ایجاد می‌کنند این آب‌بندی به خواص گسله سنگ ایجاد شده در زون گسلی وابسته است.

از فرآیندهای تأثیرگذار بر گسله سنگ، کاتاکلاسیس(Cataclasis) (خردشدگی دانه‌های سنگ در اثر فشار و تغییر شکل، که باعث کاهش اندازه منافذ و در نتیجه کاهش نفوذپذیری سنگ گسلی می‌شود) و اسمیر شیل/رس (Shale/Clay Smear) (توزیع مواد رسی یا شیل در امتداد صفحه گسل، که می‌تواند یک مانع فیزیکی مؤثر در برابر مهاجرت سیالات ایجاد کند) است. درک این تفاوت‌ها برای ارزیابی قابلیت عایق کننده گسل و تعیین ریسک نشت هیدروکربن‌ها از مخزن بسیار مهم است.

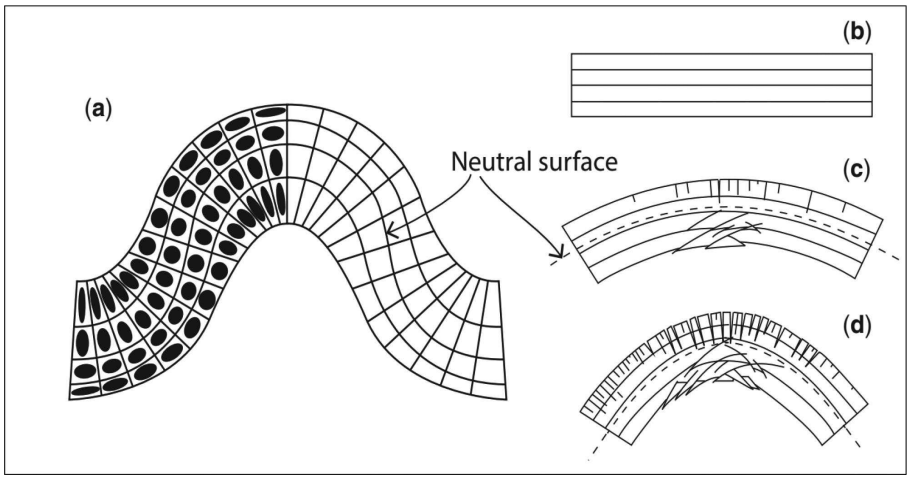
برای ارزیابی نقش گسل‌ها در عایق کردن مخازن، از شاخصی به نام نسبت شیل (Shale Gouge Ratio - SGR) استفاده می‌شود. این شاخص بر اساس ترکیب رسوبات موجود در گسله سنگ به‌دست می‌آید. SGR بالا نشان‌دهنده میزان بالای شیل در گسله سنگ است، که موجب آب‌بندی قوی و کاهش نشت‌پذیری مخزن می‌شود و SGR پایین نشان‌دهنده میزان کم شیل است که می‌تواند منجر به نفوذپذیری بالاتر و احتمال نشت بیشتر سیالات از مخزن شود.



نمایش نوع عایق کنندگی گسل و تفاوت بین عایق ناشی از جابجایی(Juxtaposition Seal) و ناشی از گسله سنگ (Fault Rock Seal)
همراه با نمونه‌هایی از فرآیندهای تأثیرگذار بر سنگ گسلی

ارتباط بین چین‌خوردگی، شکستگی و حرکت سیالات در سیستم‌های هیدروکربنی

بسیاری از دانشمندان علوم زمین که در



بخش a، توزیع کرنش در یک چین فشاری که در یک لایه‌ی همگن و ایزوتروپ، مانند یک لایه ضخیم و بدون لایه‌بندی از سنگ‌آهک یا ماسه‌سنگ، تشکیل شده است را نشان می دهد. بخش b، لایه‌های تغییرنیافته پیش از وقوع چین‌خوردگی و بخش c و d، شدت کرنش در ناحیه لولا را نشان می دهد که این ناحیه را به محل اصلی تشکیل شدیدترین شکستگی‌ها تبدیل می‌کنند.

حوزه زمین‌شناسی ساختاری کاربردی فعالیت دارند، به روابط میان تنش، چین‌خوردگی، شکستگی و حرکت سیالات علاقه‌مند هستند.

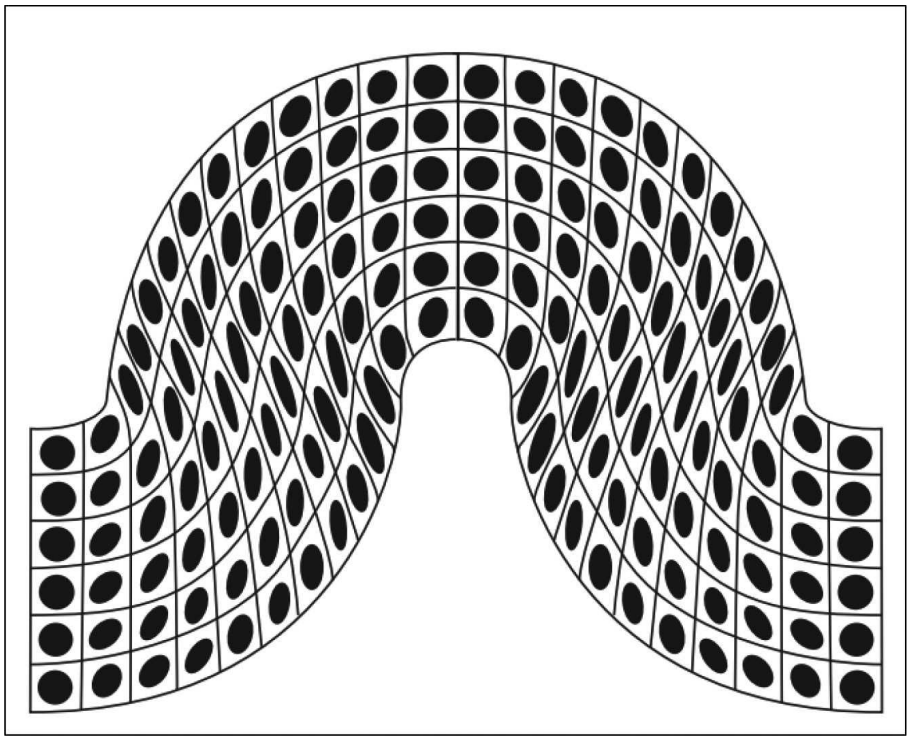
شکستگی‌های مرتبط با چین‌های فشاری تک‌لایه

دو مدل برای توزیع کرنش در چین‌های تک‌لایه شامل چین‌های دارای کرنش طولی مماسی (TLS) و چین‌های دارای جریان خمشی لغزشی هستند. چین‌های TLS در لایه‌های همگن و ایزوتروپ و چین‌های جریان خمشی لغزشی در لایه‌های همگن و ناهمسانگرد تشکیل می‌شوند. این دو نوع چین علی‌رغم داشتن هندسه پروفیلی کاملاً مشابه (هر دو از نوع چین‌های موازی هستند، یعنی چین‌هایی با ضخامت عمودی ثابت)، توزیع کرنش در آن‌ها کاملاً متفاوت است و این موضوع نشان می‌دهد که هیچ ارتباطی بین هندسه پروفیلی چین و توزیع کرنش وجود ندارد. به دلیل این تفاوت در توزیع کرنش، این دو نوع چین الگوهای شکستگی کاملاً متفاوتی خواهند داشت. در چین‌های دارای کرنش طولی مماسی، مناطق با کرنش بالا عمدتاً در ناحیه لولا متمرکز هستند (بالای سطح خنثی، سطحی درون چین که در آن هیچ کرنشی وجود ندارد) و تنش کششی موازی با لایه‌بندی ایجاد می‌شود که می‌تواند منجر به شکستگی‌های کششی شود. در مقابل، پایین سطح خنثی، تنش فشاری موازی با لایه‌بندی باعث شکل‌گیری گسل‌های راندگی محلی یا شکستگی‌های کششی موازی با لایه‌بندی می‌شود. اما در چین‌های خمشی لغزشی، شکستگی‌ها در یال‌های چین، یعنی در مناطق با حداکثر کرنش ایجاد می‌شوند. در این نوع چین، ناحیه لولا بدون کرنش است و به همین دلیل، فاقد شکستگی می‌باشد.

شکستگی‌های مرتبط با چین‌های چندلایه

در ساختارهای زمین‌شناسی چین‌های چندلایه‌ای، معمولاً شامل لایه‌هایی با خواص مکانیکی متفاوت هستند. یک نمونه رایج از این پدیده به‌صورت یک سیستم دولایه طبیعی از ماسه‌سنگ‌های همگن و ضخیم در کنار شیل‌های لایه‌بندی‌شده و به‌شدت ناهمسانگرد است. در این ساختارها، ماسه‌سنگ‌ها معمولاً بر اساس مکانیزم کرنش طولی مماسی چین می‌خورند، درحالی‌که شیل‌ها از طریق مکانیزم خمشی لغزشی تغییرشکل می‌دهند. بنابراین، در حین چین‌خوردگی یک مجموعه چندلایه‌ای، هر دو نوع چین به همراه الگوهای شکستگی خاص خود توسعه می‌یابند.

درک ارتباط بین تنش، چین‌خوردگی، شکستگی و جریان سیال سبب شده که دیدگاه روشن‌تری درباره‌ی دینامیک سیالات در کمربندهای چین‌خورده-رانده حاصل شود. نواحی با فشار بالای سیال که در بخش‌های حاشیه‌ای تحت تنش در یک منطقه‌ی برخوردی شکل می‌گیرند، محل آغاز راندگی‌های اصلی و چین‌های بزرگ‌مقیاس هستند. پس از شکل‌گیری این ساختارها، خودشان کنترل حرکت سیالات را بر عهده می‌گیرند. راندگی‌ها، سیالات را در امتداد صفحه گسلی هدایت کرده و از منطقه برخوردی خارج می‌کنند. در مراحل اولیه تشکیل، چین‌ها به دلیل انبساط یال‌های خود، سیالات را از سنگ‌های میزبان اطراف به درون خود جذب می‌کنند. با رشد بیشتر چین‌ها، این انبساط کاهش می‌یابد و سیالات به نواحی پیرامونی که هنوز در مرحله انبساط قرار دارند، هدایت می‌شوند و از نواحی لولا که در اثر رشد چین دچار شکستگی شده‌اند، عبور می‌کنند. در نهایت، سیالات از چین خارج شده و از طریق شکستگی‌های ایجادشده در مناطق لولا تخلیه می‌شوند. اگر

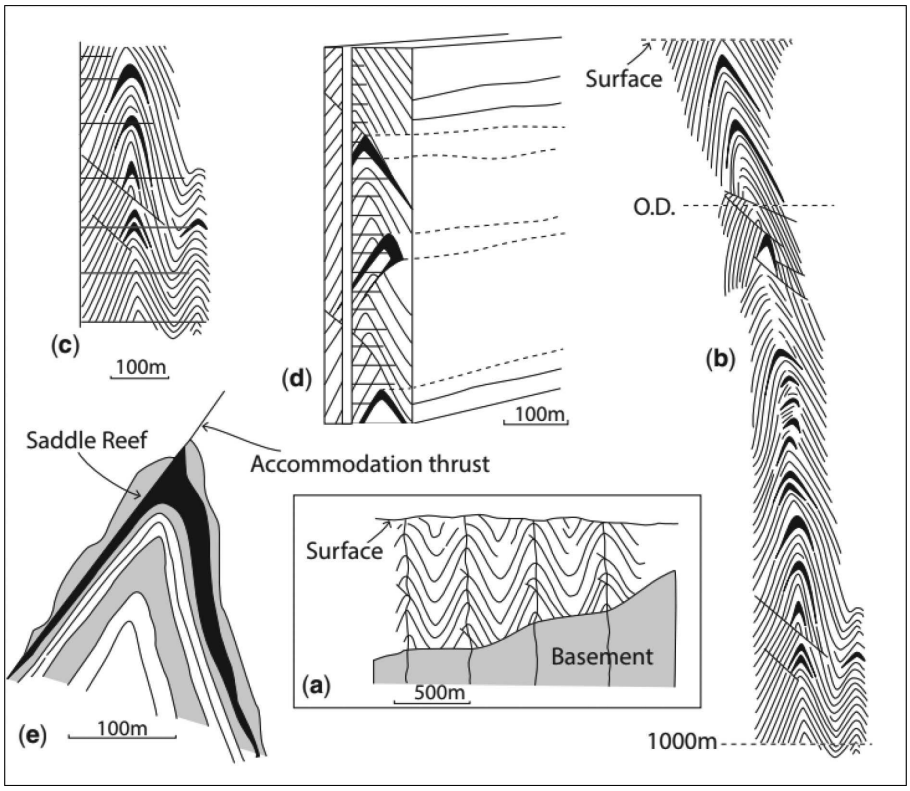


توزیع کرنش در یک چین فشاری که در یک لایه‌ی همگن و ناایزوتروپ مانند شیل یا یک توالی رسوبی دارای لایه‌بندی خوب، تشکیل شده است را نشان می دهد.
کرنش حاصل از برش موازی با لایه‌بندی است، به‌طوری که در ناحیه‌ی لولای چین صفر بوده و در یال ها به حداکثر مقدار خود می‌رسد.

چین بخشی از یک زنجیره‌ی چین‌خوردگی متوالی باشد، سیالات احتمالاً به سمت چین جوان‌تری که در بخش پیش‌بوم آن در حال شکل‌گیری است و همچنان در مرحله انبساطی قرار دارد، حرکت خواهند کرد. در غیر این صورت، جریان پالسی سیالات ممکن است موجب شکل‌گیری چین‌ها یا راندگی‌های جدید در سنگ‌های اطراف شود. درک رابطه‌ی میان انواع مختلف چین‌ها، شکستگی‌های مرتبط و تحول زمانی و مکانی این ساختارها، دیدگاه مهمی درباره‌ی دینامیک سیالات در طول تکامل کمربندهای چین‌خورده-رانده ارائه می‌دهد.

روش‌های تفسیر ساختاری و چالش‌های آن

تفسیرهای ساختاری متکی به مجموعه‌ای گسترده از داده‌هایی هستند که در مقیاس‌های مختلف گردآوری می‌شوند. اگرچه ادغام تکنیک‌های مختلف در فرآیند تفسیر می‌تواند دقت نتایج را افزایش دهد، اما در محیط‌های صنعتی، اغلب دسترسی به مجموعه‌های داده‌ای کامل و ایده‌آل وجود ندارد. بااین‌حال، در نظر گرفتن تکامل زمین‌شناسی ساختارها در حین تفسیر، می‌تواند به افزایش دقت و کاهش ابهامات منجر شود. یکی از روش‌های کلیدی در این زمینه، تحلیل داده‌های چاه‌های اکتشافی است. به‌کارگیری روش‌های گوناگون بر روی یک مجموعه داده، دقت تفسیر را افزایش می‌دهد. از جمله این روش‌ها، استفاده از مغزه‌های حفاری جهت‌دار برای استخراج اطلاعات ساختاری مانند لایه‌بندی، خطواره‌ها، لولای چین‌ها، زون‌های برشی، شکستگی‌ها و گسل‌ها است. با توجه به هزینه بالای تهیه مغزه‌ها، بهره‌برداری کامل از آنها برای استخراج داده‌های ساختاری ضروری است.



نمونه‌هایی از چین‌های چندلایه با مقیاس‌های گوناگون و نمایش هندسه (Saddle Reef) در لولای آنها

آینده زمین‌شناسی ساختاری با فناوری‌های نوین

با پیشرفت فناوری، زمین‌شناسی ساختاری نیز تحت تأثیر توسعه ابزارهای نوین قرار گرفته است. امروزه استفاده از هوش مصنوعی و یادگیری ماشین در تفسیر داده‌های لرزه‌ای و چاه‌های حفاری به‌طور گسترده‌ای مورد توجه قرار گرفته است. الگوریتم‌های یادگیری ماشین قادرند الگوهای پیچیده‌ای را در داده‌های زیرسطحی شناسایی کنند و به کاهش عدم‌قطعیت‌ها کمک کنند. علاوه بر این، مدل‌های عددی پیشرفته امکان شبیه‌سازی فرآیندهای زمین‌شناختی را با دقت بالاتری فراهم می‌آورند. این روش‌ها در کنار هم می‌توانند به افزایش بهره‌وری در اکتشاف منابع طبیعی کمک کنند. بدین‌ترتیب، آینده زمین‌شناسی ساختاری در تعامل با فناوری‌های نوین، نویدبخش تحولات گسترده‌ای در حوزه اکتشاف و مدیریت منابع زیرسطحی خواهد بود.

کتاب دانشگاه نسل سوم و توسعه کسب وکار دانش بنیان در زیست بوم نوآوری منتشر شد

جهت سفارش خرید کتاب با شماره ۰۹۰۱۳۴۲۱۳۷۷ تماس حاصل فرمایید

فراخوان پذیرش
مقالات و پایان نامه های علمی ودانشجویی

نشریه چشم انداز نفت در نظر دارد با هدف ایجاد ارتباط موثر بین صنعت نفت و مراکز علمی و دانشگاهی کشور، ایده ها و نوآوری هایی که در قالب پایان نامه ها و مقالات علمی مطرح می شود را منتشر نماید

از کلیه دانشجویان، محققان و پژوهشگران مراکز علمی، پژوهشی و دانشگاهی کشور دعوت می شود مقالات و پایان نامه های علمی و طرح های پایان یافته تحقیقاتی خود را جهت چاپ در نشریه چشم انداز نفت ارسال نمایند

ارسال فایل از طریق پیام رسان ها به شماره ۰۹۰۱۳۴۲۱۳۷۷

کاربرد چاپگرهای سه بعدی در صنعت نفت و گاز

سمیه حسنی، کارشناس ارشد مهندسی مکانیک (ساخت و تولید) و مدرس دانشگاه شیما استاد، دانشجوی مهندسی مکانیک

مقدمه

چاپ سه بعدی یا تولید افزودنی (Additive Manufacturing) فرآیندی است که در آن یک شیء سه‌بعدی از روی یک فایل دیجیتال، با اضافه کردن لایه‌های متوالی از مواد (مانند پلاستیک، فلز، سرامیک و ...) ساخته می‌شود. این فناوری در سال‌های اخیر به سرعت توسعه یافته و کاربردهای فراوانی در صنایع مختلف، از جمله صنعت نفت و گاز، پیدا کرده است.

3D Printing می‌تواند بدین صورت تعریف شود: فرآیند ساخت فیزیکی شی از یک فایل دیجیتال بوسیله دستگاهی که با استفاده از یک متریال (رشته ترموپلاستیک، پودر پلیمر، پودر فلز، مایع فتوپلیمری رزین، سرامیک و ...) و لایه‌گذاری میکرونی در مختصات سه بعدی - این صدها لایه (هر لایه نمادی از یک برش سه بعدی از هندسه قطعه است) بصورت عمودی با دقت بسیار زیادی روی هم قرار می‌گیرند تا ساخت یک شی کامل شود.

بر خلاف دستگاه های ماشین‌کاری مرسوم همانند برشکارها، تراش دهنده‌ها و حفارها که اصطلاحا فرآیندی کاهش دهنده هستند، پرینت سه بعدی تکنیکی را استفاده میکند که عملی افزایشی محسوب میشود یعنی همان فرآیند ساخت لایه به لایه افزایشی: یک جسم جامد به تدریج از روی هم قرار گرفتن لایه های افقی میکرونی ساخته میشود.

تولید اجسام در پرینت سه بعدی به صورت لایه‌گذاری میکرونی (لایه افزایشی) انجام می‌شود؛ این روش برتری و معایب خاص خود را نسبت به روشهای تولید سنتی (لایه کاهشی) مانند ماشین‌کاری CNC دارد.

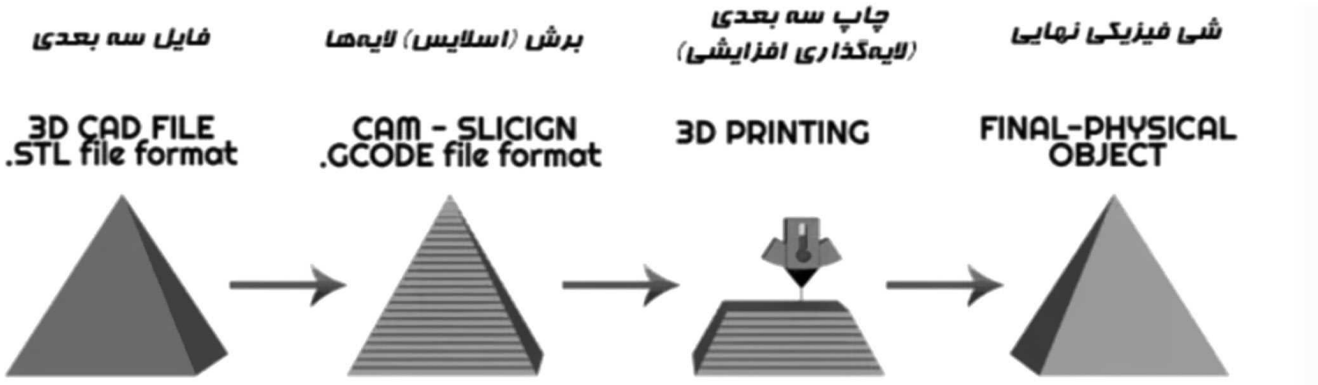
مزایای چاپگر سه بعدی

چاپ سه بعدی می تواند مهندسی معکوس قطعات سفارشی یا قدیمی را برای دکل های حفاری نفت کارآمدتر از همیشه کند. با استفاده از طرح های دیجیتال و اسکن سه بعدی می‌توان یک مدل دقیق و اندازه‌گیری‌های دقیق یک قطعه را از ابتدا ایجاد کرد. سپس می توان از این داده های دیجیتال برای ساختن نسخه‌ای مشابه یا بهبود یافته قطعه به سرعت و با دقت و بدون نیاز به دستورالعمل‌های ساخت استفاده کرد. دراین روش میتوان طراحی‌های پیچیده را از طریق یک برنامه CAD بارگذاری و در عرض چند ساعت پرینت کرد. این مزیت باعث می شود که توسعه ایده‌های طراحی سرعت بیشتری داشته باشد قبلا برای دریافت طراحی یک قطعه پیش از فرآیند قالب‌سازی باید چند روز یا حتی چند هفته صبر می‌کردید ولی در روش تولید افزایشی تنها در عرض چند ساعت طراحی قطعه را تحویل می‌گیرد که باعث صرفه جویی در هزینه ها، زمان می‌گردد.

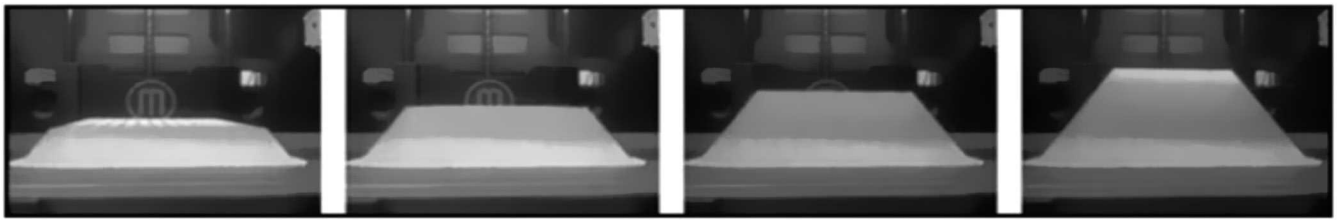
برخلاف روش‌های تولید سنتی مانند ماشین‌کاری یا ریخته‌گری CNC، ساخت افزودنی به مهندسان اجازه می‌دهد تا قطعات را در صورت نیاز با حداقل زمان راه‌اندازی ایجاد کنند. با راه اندازی یک چاپگر سه بعدی در یک کارگاه، تنها چیزی که نیاز است داده های دیجیتال از اسکن قسمت اصلی است. این امر مستلزم کار یک متخصص تولید مواد افزودنی است که می داند چگونه قطعات را برای مناسب بودن پرینت سه بعدی آنالیز کند. سپس داده‌های دیجیتال به یک برنامه نرم‌افزاری طراحی به کمک رایانه (CAD) وارد می‌شود که دستورالعمل‌های ماشینی را برای چاپگر تولید می‌کند تا یک کپی دقیق ایجاد کند.

زمانی که هیچ مشخصاتی برای قطعات قدیمی مورد نیاز دکل‌های حفاری نفت که ممکن است برای دهه‌ها وجود داشته باشند، در دسترس نباشد، تولید افزودنی بهترین کار را انجام می‌دهد. همچنین به مهندسان این امکان را می دهد که قطعات را با سرعت و دقت تولید کنند حتی اگر به قطعات جایگزین سازنده اصلی خود دسترسی نداشته باشند. مهندسی معکوس قطعات جدید از طریق پرینت سه بعدی باعث کاهش زمان خرابی ناشی از خرابی یا خرابی تجهیزات می شود.

مهندسی معکوس همچنین منجر به بهینه سازی، سفارشی سازی و بهبود ماشین آلات شما می شود. از آنجایی که فناوری‌های



روش کار چاپگر سه بعدی (ساخت لایه افزایشی)



تولید افزودنی به طور مداوم در حال توسعه هستند، نسخه‌های به‌روز شده طرح‌های موجود را می‌توان به راحتی با استفاده از نرم‌افزار مدل‌سازی پیشرفته و پردازنده‌های قدرتمند با دقت بالا تولید کرد که به معنای قطعات با کیفیت بالاتر با دوام بیشتر است که در شرایط فشار شدید موجود در حفاری نفت در اعماق دریا بهتر می‌ایستند.

از جمله قطعاتی که می توان با استفاده از چاپگرهای سه بعدی در صنعت نفت و گاز نام برد عبارتند از :

• نازل های توربین گاز
• صفحه های کنترل شن و ماسه
• تجزیه و تحلیل جریان سیال / آب
• و مواردی دیگر

کاربردهای چاپ سه بعدی در صنعت نفت و گاز

چاپ سه بعدی در صنعت نفت و گاز کاربردهای متنوعی دارد که در ادامه به برخی از آن‌ها اشاره می‌شود:

• **مهندسی معکوس:** چاپ سه بعدی می‌تواند برای تولید قطعات یدکی قدیمی یا قطعاتی که دیگر تولید نمی‌شوند، مورد استفاده قرار گیرد. در این روش، قطعه مورد نظر اسکن شده و فایل دیجیتال آن برای چاپ سه بعدی استفاده می‌شود.

• **تولید قطعات سفارشی:** چاپ سه بعدی امکان تولید قطعات سفارشی بر اساس نیازهای خاص را فراهم می‌کند. این امر در صنعت نفت و گاز که در آن تجهیزات و قطعات متنوعی مورد استفاده قرار می‌گیرند، بسیار مهم است.

• **تولید ابزار و قالب:** چاپ سه بعدی می‌تواند برای تولید ابزار و قالب‌های مورد نیاز در فرآیندهای تولیدی مورد استفاده قرار گیرد.

• **تولید قطعات سبک وزن:** چاپ سه بعدی امکان تولید قطعات سبک وزن با استفاده از مواد خاص را فراهم می‌کند. این امر می‌تواند در کاهش وزن تجهیزات و بهبود کارایی آن‌ها مؤثر باشد.

• **تولید نمونه‌های اولیه:** چاپ سه بعدی می‌تواند برای تولید نمونه‌های اولیه قطعات و تجهیزات مورد استفاده قرار گیرد. این امر به مهندسان کمک می‌کند تا طرح‌های خود را قبل از تولید انبوه بررسی و اصلاح کنند.

چالش‌های استفاده از چاپ سه بعدی در صنعت نفت و گاز

علی‌رغم مزایای فراوان، استفاده از چاپ سه بعدی در صنعت نفت و گاز با چالش‌هایی نیز روبروست. برخی از این چالش‌ها عبارتند از:

• **محدودیت مواد:** تنوع مواد قابل استفاده در چاپ سه بعدی هنوز محدود است و برخی از مواد مورد نیاز در صنعت نفت و گاز هنوز در دسترس نیستند.

• **دقت و کیفیت:** دقت و کیفیت قطعات تولید شده با چاپ سه بعدی هنوز در برخی موارد پایین‌تر از روش‌های سنتی تولید است.

• **سرعت تولید:** سرعت تولید قطعات با چاپ سه بعدی در مقایسه با روش‌های سنتی تولید هنوز پایین‌تر است.

• **هزینه:** هزینه چاپ سه بعدی در برخی موارد بالا است و ممکن است استفاده از آن را برای تولید قطعات بزرگ یا انبوه محدود کند.

فناوری‌های چاپ سه بعدی مورد استفاده در صنعت نفت و گاز

• **FDM (Fused Deposition Modeling:** این فناوری یکی از رایج‌ترین روش‌های چاپ سه بعدی است که در آن مواد ترموپلاستیک به صورت لایه به لایه روی هم قرار می‌گیرند. این روش برای تولید قطعات پلاستیکی و نمونه‌های اولیه مناسب است.

• **SLM (Selective Laser Melting:** در این فناوری از لیزر برای ذوب پودر فلز و ساخت قطعات فلزی استفاده می‌شود. این روش برای تولید قطعات پیچیده و با دقت بالا مناسب است.

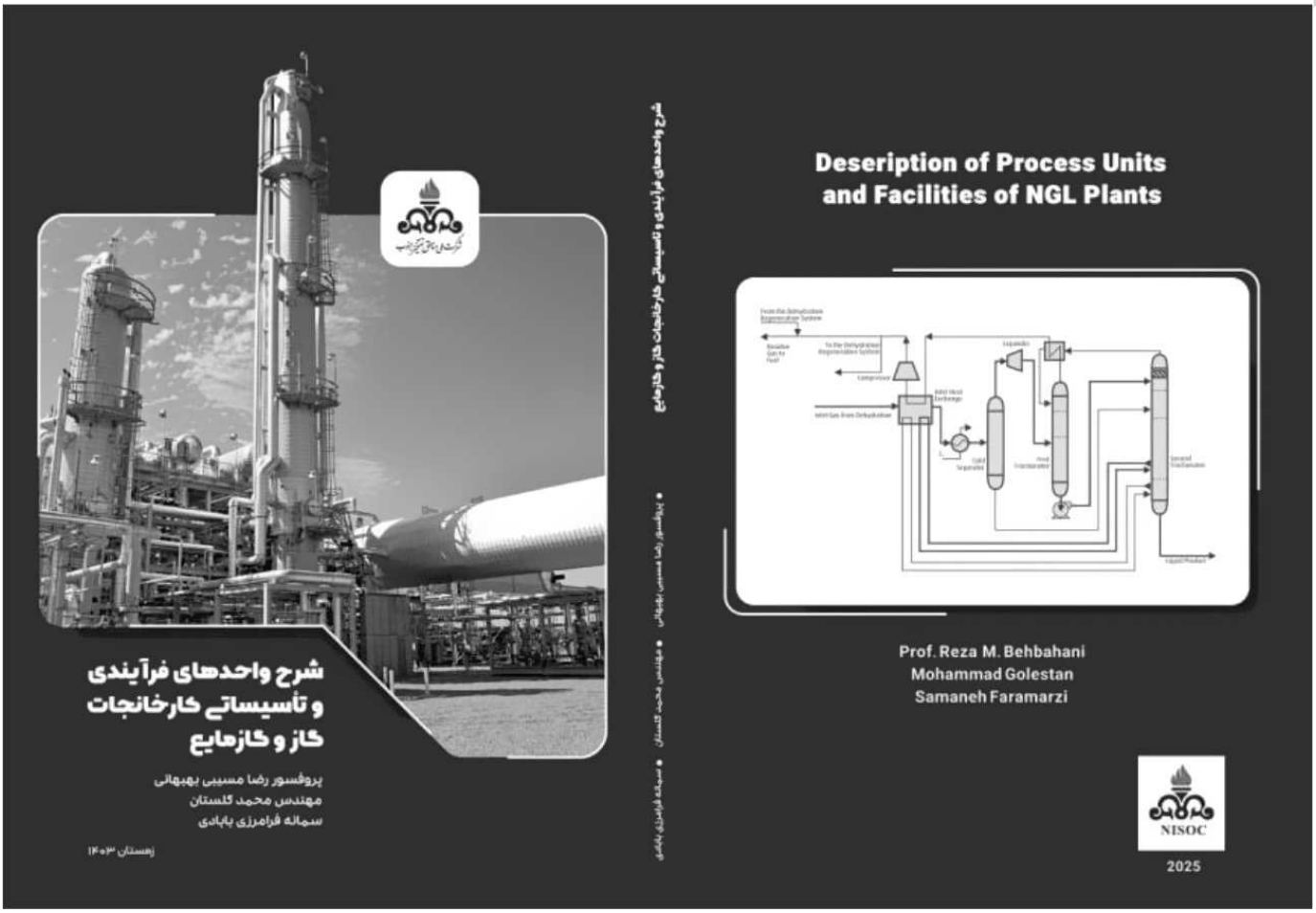
• **SLA (Stereolithography:** در این فناوری از رزین مایع حساس به نور UV برای ساخت قطعات استفاده می‌شود. این روش برای تولید قطعات با سطح صاف و دقیق مناسب است.

نتیجه‌گیری

چاپ سه بعدی به عنوان یک فناوری نوظهور، پتانسیل بالایی برای تحول صنعت نفت و گاز دارد. این فناوری می‌تواند در کاهش زمان و هزینه تولید، بهبود عملکرد قطعات و تجهیزات، و افزایش انعطاف‌پذیری فرآیندهای تولیدی مؤثر باشد. با این حال، برای استفاده گسترده از چاپ سه بعدی در صنعت نفت و گاز، لازم است چالش‌های موجود برطرف شده و تحقیقات و توسعه بیشتری در این زمینه انجام شود.

شرح واحد های فرآیندی و تأسیساتی کارخانجات گاز و گازمایع

دکتر رضا مسیبی بهبهانی - مهندس محمد گلستان - سمانه فرامرزی بابایی



گاز طبیعی یک جزء حیاتی از عرضه ی انرژی در جهان است. گاز طبیعی یکی از پاک ترین، امن ترین و مفید ترین منابع انرژی است. گاز در بسیاری از مناطق جهان به عنوان سوخت انتخابی، به ویژه برای تولید برق تبدیل شده است. یکی از اهداف اصلی صنعت گاز تهیه گاز برای فروش است، گاز طبیعی قبل از ورود به سیستم انتقال و توزیع باید چند مشخصه لازم و ضروری را داشته باشد تا بتواند رضایت خریدار را فراهم نماید. از سال ۱۹۰۸ میلادی که نخستین چاه نفت ایران در مسجدسلیمان به نفت رسید، حجم زیادی از گازهای همراه، به دلیل بعد مسافت بین منابع تولید و نقاط مصرف، بالا بودن هزینه سرمایه گذاری و پایین بودن میزان مصرف گاز که فقط محدود به مناطق جنوب کشور می شد، سوخته و به هدر می رفت. اما به تدریج که طرح ها یکی پس از دیگری به بهره برداری رسید، استفاده از گاز طبیعی برای تأمین سوخت و مصارف منازل سازمانی در مناطق نفت خیز از جمله مسجد سلیمان، آغاجاری، هفتگل و آبادان مورد توجه قرار گرفت و در کنار فعالیت های اصلی تولید، انتقال و پالایش نفت خام در نواحی جنوبی ایران، فعالیت های محدودی برای تهیه و به عمل آوردن گاز طبیعی انجام می شد.

در آن سال ها اگرچه فقط نفت در ایران استخراج می شد، اما مقدار زیادی گاز نیز همراه آن به تولید می رسید. از ۱۹۱۰ تا دهه ۱۹۶۰ گازهای تولیدشده به همراه نفت به طور معمول سوزانده می شد. در اوایل دهه ۱۹۶۰ بر اساس قراردادی در مقابل احداث کارخانه ذوب آهن توسط روسیه در

ایران، گازهای همراه نفت استخراج شده با خط لوله به روسیه منتقل شدند. در واقع به مدت ۵۰ سال این گازها میسوختند و استفاده ای از آنها نمی شد. پس از آن و همزمان با صادرات گاز به روسیه، برای اولین بار از گازهای تولیدی همراه نفت، در شیراز استفاده شد و کارخانه سیمان شیراز اولین کارخانه ای بود که گازی شد و به تدریج گازکشی به سایر شهرهای ایران نیز آغاز شد. بدین ترتیب گازی که ۵۰ سال میسوخت و هدر میرفت وارد شبکه گازرسانی کشور و خانه های مردم شد. همانگونه که بیان گردید حجم زیادی از گازهای همراه، به دلیل بعد مسافت بین منابع تولید و نقاط مصرف، بالا بودن هزینه سرمایه گذاری و پایین بودن میزان مصرف گاز که فقط محدود به مناطق جنوب کشور می شد، سوخته و به هدر می‌رفت و این بواسطه نبودن مشتری خارجی برای خریدن گاز یا نبودن شبکه لوله کشی مناسب برای انتقال گاز برای مصارف سوخت بود. بعد از اتمام مذاکرات میان شرکت ملی گاز ایران و دولت شوروی این کشور حاضر گردید این گازها را خریداری نماید در صورتیکه کشور ایران این گاز را لوله کشی نموده و در مرز هر دو کشور با شرایط معین طبق قرارداد به آنها تحویل نماید. پس از بررسی های صورت گرفته گازهای حاصل از حوزه های نفتی آغاجاری و مارون قابل صدور تشخیص داده شدند بشرط اینکه این گازها تا مرز لوله کشی شوند. گازهای تولید شده همراه نفت (Associated Gas) بدلایل زیر به طور مستقیم قابل فروش نیستند زیرا:

این گازها مقداری آب و هیدروکربن های سنگین دارند که در اثر تغییرات فشار و درجه حرارت که در درون لوله متحمل میشوند تبدیل به هیدرات شده و باعث مسدود شدن لوله می شوند از این جهت بایستی قبل از اینکه گازهای حاصل از کارخانجات بهره برداری یا (Rich Gas) را به درون خطوط انتقال بفرستیم باید آب و هیدروکربن های سنگین آنرا جدا نماییم یا به عبارت دیگر آنرا به گاز قابل فروش تبدیل نمائیم.

از این رو جهت دستیابی به این هدف کارخانجات گاز و گاز مایع (NGL) جهت تنظیم نقطه شبنم گاز طراحی شده اند تا گاز قابل انتقال در خطوط لوله و یا قابل فروش باشد. از این رو طبق توضیحات بیان شده:

کارخانجات گاز و گاز مایع جهت تنظیم نقطه شبنم گاز و استحصال میعانات گازی از گازهای همراه یا گازهای غیر همراه تأسیس می گردد و محصولات آن ها از جمله گاز سبک جهت تزریق به میادین گازی و یا فروش مورد استفاده قرار می گیرد، گازمایع تولیدی آنها نیز جهت مصرف به واحدهای پتروشیمی تحویل داده می شود.

NGL چیست؟

قسمت اعظم ترکیب گازی با توجه به نوع مخزن اکتشافی را مولکول‌های سنگین‌تر از متان تشکیل می‌دهند. در واقع NGLها هیدروکربن‌هایی به سرگروهی‌اتان هستند که ابعادشان با افزایش تعداد اتم‌های کربن فزونی می یابد. این مولکول‌ها عبارتند از اتان، پروپان و بوتان که امکان میعان سازی آنها از متان راحت تر است. به عبارت دیگر با ترکیب مقدار متناسبی از LNG و NGL مخلوطی تقریباً نزدیک به گاز طبیعی به دست می دهد. لازم به ذکر است مایعات گازی (Gas Liquid) مترادف با NGL می‌باشد.

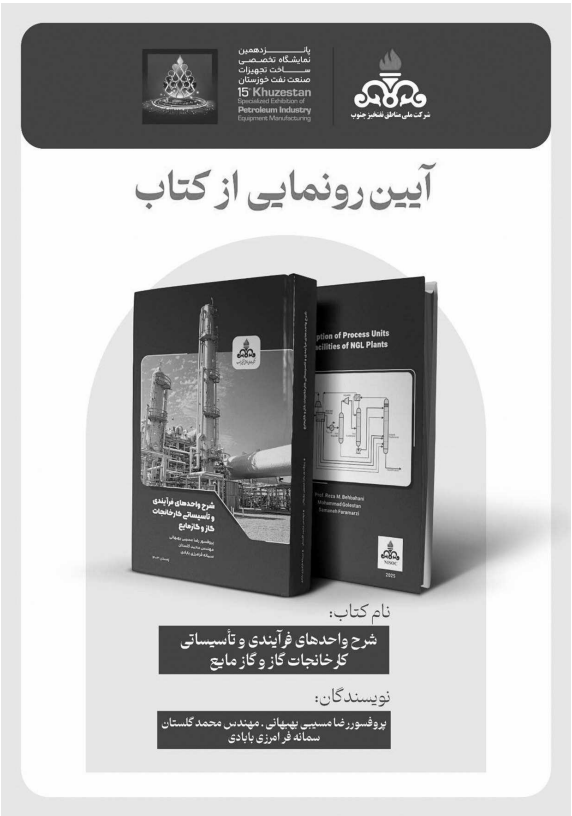
کشور مایکی از عمده دارندگان ذخایر نفت و گاز در جهان است و سال های متمادی است که صنعت نفت وگاز کشور با تکیه بر علم دانش آموختگان و فرهیختگان دانشگاهی و با کمک کارکنان تلاشگر آن،این صنعت را پویا نگه داشته است وظیفه ما این است که علاوه بر بهره برداری درست از این نعمت خدادادی و استفاده صحیح از این ذخایر آن را برای آیندگان حفظ کنیم.تاکنون کتب مفید زیادی به زبان های مختلف در ارتباط با صنایع نفت و گاز نوشته و تعدادی نیز به فارسی تألیف و یا ترجمه شده اند که نیاز صنعت نفت را تأمین می کند اما رویکرد کتاب شرح واحد های فرآیندی و تاسیساتی کارخانجات گاز و گاز مایع برمبنای جنبه های فرآیندی کارخانجات گاز و گازمایع بوده و چون تا کنون کتابی در ارتباط با شرح واحد های فرآیندی و تأسیساتی کارخانجات گاز و گازمایع با توجه به وجود پانزده کارخانه‌ی گاز و گازمایع در کشور نگارش نگردیده است، رویکرد این کتاب رفع خلاء یک منبع جامع و کامل در صنعت نفت در ارتباط با جنبه های فرآیندی کارخانجات گاز و گازمایع می باشد.

واحد های اصلی کارخانه های گاز و گازمایع شامل واحدهای شیرین سازی، نم زدایی، بازیافت مایعات گازی سنگین تر از اتان، تثبیت نفتا، تصفیه گاز مایع، تراکم گازهای اسیدی و تسهیلات جانبی هستند. از این رو با توجه به نقش بالای این کارخانجات در تولید گاز و گازمایع آشنایی با فرآیند های کارخانجات گاز و گازمایع که بخش عمده ای از تولیدات گاز و میعانات گازی کشور را به عهده دارند لازم و ضروری می باشد.

کتاب شرح واحد های فرآیندی و تأسیساتی کارخانجات گاز و گازمایع در ۴ فصل نگارش گردیده است، که فصل اول مقدمه ای برگاز طبیعی بوده و مباحث اولیه استخراج و فرآوری گاز را بیان می کند، فصل دوم به بیان محصولات و فرآورده های نفت و گاز از جمله ان جی ال پرداخته و در فصل سوم شرح فرآیندی کارخانجات گاز و گازمایع احداث شده در کشور را بیان می نماید و در ادامه در فصل چهارم به بیان عملیات تثبیت میعانات گازی می پردازد. این کتاب صنعتی دیماه امسال در نمایشگاه ساخت داخل تجهیزات صنعت نفت استان خوزستان با حضور مدیران شرکت نفت مناطق نفتخیز جنوب رونمایی گردید.

دکتر رضا مسیبی بهبهانی از نویسندگان این کتاب، تاکنون ۱۸ کتاب و ۲۰۵ مقاله علمی، پژوهشی در نشریات معتبر بین المللی و کنگره های پژوهشی داخل وخارج از کشور منتشر کرده است. وی هم چنین دارای ۱۸ طرح پژوهشی خاتمه یافته و جاری در صنایع نفت، گاز و پتروشیمی است و میکرو راکتورچند منظوره و تولید گاز سنتز با استفاده از پلاسمای طبیعی از اختراعات ثبت شده این پژوهشگر می باشد.

دکتر بهبهانی سردبیری نشریه مهندسی گاز ایران و نشریه اکتشاف وتولید نفت وگاز را بر عهده دارد و عضو هیات تحریریه نشریه JOURNAL OF GAS TECHNOLOGY می‌باشد.



ارایه شده در اولین کنفرانس بین المللی ژئوانرژی و
پنجمین کنفرانس ملی ژئومکانیک نفت

مطالعه آزمایشگاهی پارامترهای شکست سنگ مخزن در مودهای مرکب

مینا طهماسبی معز- دانش‌آموخته کارشناسی‌ارشد، دانشکده عمران، دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی
محمد علی ایرانمنش استادیار، دانشکده عمران، دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی

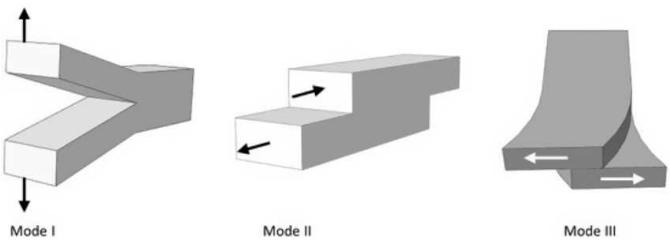
چکیده

مطالعه و تحلیل پارامترهای شکست سنگ از اهمیت بالایی در بسیاری از شاخه‌های مهندسی از جمله مهندسی عمران، مهندسی معدن و مهندسی نفت برخوردار است. زیرا این پارامترها تأثیر مستقیمی بر عملکرد، بهره‌وری و ایمنی در پروژه‌های مهندسی دارند. سنگ مخزن، به‌عنوان محیطی برای ذخیره سیالات هیدروکربوری، نقشی کلیدی در صنعت نفت و گاز ایفا می‌کند. فهم دقیق رفتار مکانیکی این سنگ‌ها تحت شرایط تنش‌های پیچیده، برای پیش‌بینی پایداری مخازن، طراحی عملیات استخراج و ارزیابی خطرات ناشی از شکست بسیار ضروری است. درک دقیق از تاثیر پارامترهای شکست و معیارهای مختلف مانند SED، GMTS، MTS می‌تواند به ارائه راهکارهای مؤثر برای مدیریت و کاهش خطرات مرتبط با شکست کمک کند. سنگ‌های مخزن معمولاً تحت بارهای پیچیده‌ای قرار دارند که می‌توانند به شکست در مودهای مختلف منجر شوند و همین مسئله، چالش‌هایی جدی در حوزه اندازه‌گیری دقیق چقرمگی شکست سنگ‌ها، به‌عنوان یکی از پارامترهای کلیدی در مطالعات مکانیک شکست سنگ در حالت‌های کشش و برش، ایجاد کرده است.

برای تعیین این پارامتر، روش‌های آزمایشگاهی متعددی توسعه یافته‌اند که هر یک دارای مزایا و محدودیت‌های خاص خود هستند. در این مطالعه نمونه‌های سنگ مخزن تهیه شده و در دو هندسه متفاوت برش داده و ترک‌دار شده‌اند. تحت شرایط کنترل شده در آزمایشگاه در مودهای ترکیبی I و II با روش خمش سه نقطه‌ای تحت آزمون قرار گرفته‌اند تا پاسخ آن‌ها به بارهای مختلف برآورد شود. نتایج بدست آمده نشان می‌دهد در صورت یکسان بودن جنس نمونه‌ها، چقرمگی شکست بدست آمده به علت تفاوت در هندسه نمونه‌ها و نحوه بارگذاری متفاوت است. به عبارت دیگر، چقرمگی شکست مود I نمونه ENDB حدود ۱۰ درصد بیشتر از نمونه SCB اندازه‌گیری شده است که در تطابق با یافته‌های سایر محققین است.

۱- مقدمه

مطالعه پارامترهای شکست در مخازن نفتی از اوایل قرن بیستم آغاز شد و با پیشرفت فناوری‌های حفاری در دهه ۱۹۵۰ و ۱۹۶۰ اهمیت چقرمگی شکست در طراحی چاه‌ها و بهره‌وری استخراج نفت افزایش یافت. چقرمگی شکست، به‌عنوان شاخص مقاومت سنگ‌ها در برابر گسترش ترک، به هندسه ترک و نوع بارگذاری وابسته است. شکست سنگ‌های مخزن اغلب در مودهای مختلف یا حالت‌های مرکب رخ می‌دهد که ناشی از شرایط بارگذاری پیچیده در عمق است. آغاز و رشد ترک در مواد ترد مانند سنگ مخزن در سه حالت رخ می‌دهد. نوک ترک می‌تواند تحت بارگذاری مود بازشونده (مود I)، بارگذاری لغزش داخل صفحه (مود II) و بارگذاری لغزش خارج از صفحه (مود III) قرار گیرد شکل (۱) به تفصیل توضیح داده می‌شود. همانطور که گفته شد سنگ‌های مخزن معمولاً تحت بارهای پیچیده‌ای قرار می‌گیرند، بنابراین بیشتر شکست‌ها تحت بارگذاری مود مرکب اتفاق می‌افتد[۱].



شکل (۱): حالت شماتیک مودهای شکست [۱]

چقرمگی شکست ارتباط مستقیمی با ضریب شدت تنش (K) دارد. ضریب شدت تنش (Stress Intensity Factor - SIF) یکی از مفاهیم کلیدی در مکانیک شکست است که در تحلیل رشد ترک در مواد مختلف، از جمله سنگ‌ها، مورد استفاده قرار می‌گیرد [۱].

برای محاسبه ضریب شدت تنش در حالت بحرانی که همان چقرمگی شکست است، از روش‌های مختلفی مانند آزمایش‌های شکست مکانیکی، روش‌های عددی مانند المان محدود، و روابط تحلیلی برای تعیین SIF در شرایط بحرانی استفاده می‌شود [۱].

تتلوگلو و همکارانش در سال (۲۰۱۱) روشی نوین برای اندازه‌گیری چقرمگی شکست سنگ با استفاده از آزمون نمونه دیسک خمشی با شیار مستقیم را معرفی کردند [۲]. در سال ۱۹۸۸، اوچرلونی با معرفی روشی به نام استوانه با ترک شورن تحت بارگذاری خمش سه‌نقطه‌ای (Chevron Bend) CB، گامی مهم در اندازه‌گیری چقرمگی شکست سنگ برداشت [۳] . در سال ۱۹۸۱، نیز اوچرلونی با معرفی روش استوانه با ترک مستقیم تحت بارگذاری خمش سه‌نقطه‌ای ((SECRBB Single Edge Crack Round Bar Bend)) گامی دیگر در اندازه‌گیری چقرمگی شکست سنگ برداشت [۴] . قزوینیان و همکارانش (۲۰۱۳) با انجام مطالعات آزمایشگاهی و عددی بر روی نمونه‌های دیسک برزیلی دارای ترک مستقیم، به بررسی اثر زاویه شیب ترک و طول ترک بر روی چقرمگی شکست پرداختند [۵]. اشیمت و هادل (۱۹۷۷) این محققان با استفاده از نمونه‌های SENB تحت‌فشار محصورکننده، چقرمگی شکست سنگ‌آهک ایندیانا را بررسی کردند. آن‌ها مشاهده کردند که با افزایش فشار محصورکننده، چقرمگی شکست مود I به‌طور قابل‌ملاحظه‌ای افزایش می‌یابد [۶]. مولر (۱۹۸۶) این محققان نیز بر روی سنگ‌آهک ایندیانا تحقیق کردند و به نتایج مشابهی با اشیمت و هادل دست یافتند [۷]. بکرز و همکاران (۲۰۰۲) تأثیر فشار محصورکننده در مود II برای گرانیت، مرمر و سنگ‌آهک با استفاده از آزمایش PTS نتایج یکسانی را نمایش می‌دهد؛ اما به شرایط فشار

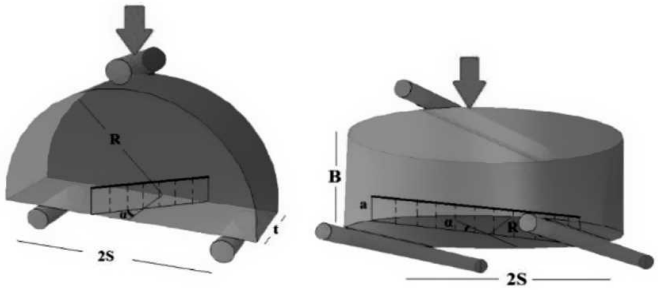
محصورکننده نیز بستگی دارد [۸]. وو و همکاران (۲۰۱۷) برای بررسی اثر فشار محصورکننده بر چقرمگی شکست مود II گرانیت، از روش شبیه‌سازی ذره‌ای (PFC۴) استفاده کردند [۹]. هدف اصلی پیوانگ و همکارانش (۲۰۲۳) در این تحقیق بررسی رفتار شکست ترکیبی مود I/II نمونه‌های ماسه‌سنگ CSTBD (دیسک برزیلی ترک‌دار مستقیم) تحت زوایای بارگذاری مختلف (β) است [۱۰]. کان ژان و همکارانش (۲۰۲۳) به بررسی چقرمگی شکست شیل پرداختند.

با استفاده از نمونه‌های (Edge Notch Disc Bend) ENDB، چقرمگی شکست ترکیبی مود I/III را محاسبه کردند. آن‌ها یک معیار اصلاح‌شده‌ی انرژی کرنشی میانگین سه‌بعدی (MSED، Maximum Strain Energy Density) را پیشنهاد دادند [۱۱]. غیبی و همکاران در سال (۲۰۱۸) یک روش برای مطالعه انتشار گسیختگی مود I و II به دلیل فشار مخزن ارائه می‌دهند که قادر به پیش‌بینی جهت گسیختگی بر اساس جهت‌گیری‌های تنش کششی و برشی است و نیز توسعه یک روش برای محاسبه فاکتورهای شدت تنش (SIF) مود I (کششی) و مود II (برشی) است [۱۲]. پیرمحمدی و کیانی در سال (۲۰۱۸) به بررسی عددی و آزمایشگاهی نمونه SCB تحت بارگذاری ترکیبی مود I/III پرداختند، در تحلیل‌های سه‌بعدی استفاده از نرم‌افزار ABAQUS، با در نظر گرفتن پارامترهای هندسی و بارگذاری‌های مختلف، به‌منظور محاسبه ضرایب شدت تنش در نوک ترک انجام دادند. نتایج این تحلیل‌ها نشان داد که با افزایش زاویه ترک، سهم مود III افزایش می‌یابد [۱۳]. آیت‌اللهی و ثقفی (۲۰۱۰) با استفاده از نرم‌افزار ABAQUS مقادیر YI و YII را ، با روش ASCB روش اصلاح‌شده حاصل از روش تست با قطعه SCB تعیین کرده‌اند. در این مطالعه، نتایج آزمایشگاهی چقرمگی شکست برای نوعی سنگ مرمریت در مودهای II و I /II با نتایج حاصل از معیار MTS مقایسه شده است [۱۴]. علیها و همکارانش در سال (۲۰۱۵) نمونه ENDB را به‌عنوان یک هندسه دیسکی شکل جدید که برای تعیین چقرمگی شکست هر دو مود خالص I و III مواد طراحی‌شده است را معرفی کردند [۱۵]. بهمنی و همکارانش (۲۰۲۱) قابلیت‌های نمونه‌های آزمایش دیسک خمشی ترک‌دار لبه‌ای (ENDB) و دیسک فشرده‌شده قطری ترک‌دار لبه‌ای (ENDC) در تولید مود ترکیبی I/III را مقایسه مورد مقایسه قرار دادند [۱۶]. بهمنی و همکارانش در سال (۲۰۲۰) یک نمونه آزمایشی جدید برای مطالعات شکست با مود ترکیبی I/II معرفی کردند. این نمونه جدید که نمونه نامتقارن A-ENDB نامیده می‌شود، برای تعیین فاکتورهای شدت تنش و تنش T در امتداد جبهه ترک برای طیف گسترده‌ای از شرایط هندسی و بارگذاری مورد تجزیه و تحلیل عددی قرار گرفت [۱۷]. علیها و همکارانش (۲۰۲۳) در این تحقیق، یک نمونه آزمایش جدید به نام دیسک خمشی ترک‌دار اصلاح‌شده (M-ENDB) برای مطالعه رفتار شکست تحت شرایط بارگذاری مختلف معرفی کردند. این نمونه می‌تواند حالت‌های خالص I و III و همچنین حالت‌های ترکیبی I/III، I/II و I/II/III شکست را شبیه‌سازی کند. برای ارزیابی قابلیت‌های نمونه M-ENDB، آزمایش‌های چقرمگی شکست بر روی فوم پلی‌یورتان (PUR) تحت شرایط بارگذاری مختلف انجام شد. مسیر شکست، سطح شکست، چقرمگی شکست و تنش بحرانی T موردبررسی قرار گرفت [۱۸].

۲- انواع هندسه نمونه و نحوه آماده سازی

در این پژوهش از دو نمونه منتخب SCB، ENDB شکل (۲) برای بررسی شکست مودهای I و II به دلیل طراحی ساده و توانایی شبیه‌سازی رفتار شکست سنگ‌های مخازن انتخاب شدند.

این هندسه‌ها، با فراهم کردن توزیع تنش‌های کششی و برشی نزدیک به شرایط واقعی زیرزمین، امکان مطالعه دقیق ضرایب شدت تنش و رفتار شکست را در آزمایش‌های خمش سه‌نقطه‌ای فراهم می‌کنند. نمونه‌های دیسکی و نیم‌دایره‌ای به دلیل تولید آسان و



شکل (۲): شماتیک نمونه ENDB و SCB

تکرارپذیری بالا، شرایط استانداردی را برای تحقیقات در مهندسی نفت و معدن ارائه می‌دهند [۱۸].

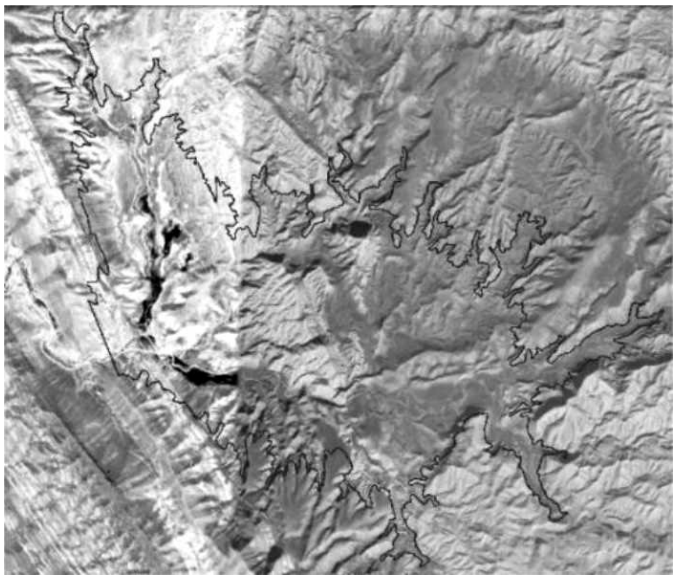
هندسه‌های ENDB و SCB به دلیل شکل ساده دیسکی و نیم‌دایره‌ای خود به طور موثری می‌توانند خواص شکست سنگ‌های مخازن در اعماق زیر زمین تحت فشارهای هیدرواستاتیک و تنش‌های پیچیده‌ای قرار دارند شبیه‌سازی کنند. هندسه‌های ENDB و SCB به دلیل قابلیت ایجاد تمرکز تنش در ناحیه ترک، می‌توانند رفتار شکست سنگ‌های طبیعی را با دقت بیشتری شبیه‌سازی کنند [۱۹].

یکی از دلایل اصلی انتخاب هندسه‌های ENDB و SCB این است که می‌توان با آن‌ها پارامترهای مهم مکانیکی مانند چقرمگی شکست (KIC و KIIC) را به دقت اندازه‌گیری کرد. این پارامترها برای پیش‌بینی رفتار شکست سنگ‌های مخازن در عمق و طراحی‌های ژئومکانیکی اهمیت حیاتی دارند. در اعماق زمین، شکست‌ها معمولاً به صورت ترکیبی از مود I و II رخ می‌دهند. هندسه‌های ENDB و SCB با تنظیم محل بارگذاری و زاویه ترک، امکان بررسی شکست‌های ترکیبی را فراهم می‌کنند. این ویژگی‌ها به شبیه‌سازی دقیق‌تر شکست‌های واقعی در شرایط مخازن زیرزمینی کمک می‌کنند [۲۰].

۲-۱- جنس نمونه

طبق نقشه و بررسی‌های صحرایی انجام‌شده سازندهای پابده و گورپی در محدوده مخزن رخنمون دارند. سازند پابده شامل تناوب لایه‌های آهکی تا آهک مارنی خاکستری و مارن خاکستری روشن است که وجه غالب آن آهک مارنی است که بخش قابل‌ملاحظه‌ای از محدوده مخزن را دربر می‌گیرد. گمانه‌های تهیه شده از این مخزن در عمق کمابیش ۳۰ متر حفر شده‌اند. شکل (۳) تصویر ماهواره‌ای محدوده مخزن سد بازی دراز و محدوده‌های مشاهده مواد نفتی را نشان می‌دهد.

۲-۲- ساخت نمونه



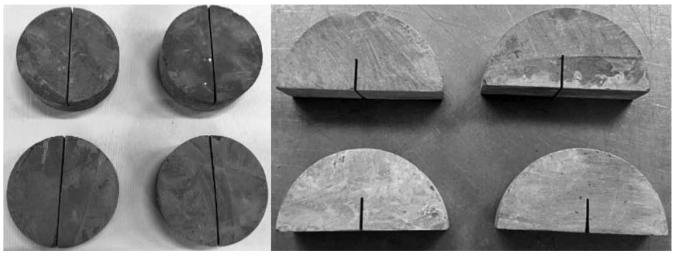
شکل (۳): تصویر ماهواره‌ای از محدوده مخزن سد بازی دراز

با توجه به ابعاد و هندسه متنوع نمونه‌های سنگ مخزن نمونه‌های دیسکی (ENDB)، نمونه‌های نیم دیسکی (SCB) موردنیاز برای آزمایش، از دو دستگاه مختلف استفاده شد. نمونه‌های سنگ مخزن پس از استخراج و آماده‌سازی اولیه، برای ایجاد ترک‌های کنترل‌شده به دستگاه تراش منتقل شدند. در شکل (۴)، نمونه‌هایی که به این روش آماده‌شده‌اند، نمایش داده‌شده است.
در شکل (۵) نمونه‌های آماده‌سازی شده که برای انجام آزمایش‌های

شکل (۴): نمایی از ایجاد ترک به کمک دستگاه تراش

مکانیک شکست از جنس‌های سنگ‌آهک مارنی در دو شکل دیسکی و نیم‌دایره تهیه شده‌است که ابعاد هر کدام در جدول (۱) و (۲) ذکر شده است، هرکدام به‌صورت مجزا مورد تجزیه‌وتحلیل قرار می‌گیرند.

۳- مدلسازی نمونه با نرم‌افزار ABAQUS



شکل (۵): نمونه ENDB و SCB تهیه شده

پارامتر	اندازه (متر)
R	۰/۰۳۱
B	۰/۰۲
a	۰/۰۰۸
P (N)	۱۰۰

جدول (۱): مشخصات نمونه ENDB

پارامتر	اندازه (متر)
R	۰/۰۳۱
B	۰/۰۲
a	۰/۰۱۲
P (N)	۱۰۰

جدول (۲): مشخصات نمونه SCB

۳-۱- مدلسازی سنگ مخزن به صورت SCB

نمونه SCB تهیه‌شده از مغزه‌های سنگ یک نمونه نیم‌دایره با مشخصات و شرایط مرزی مطرح‌شده در جدول (۲) در نرم‌افزار ABAQUS به‌صورت دوبعدی شبیه‌سازی‌شده است و شرایط کرنش صفحه‌ای برای مسئله در نظر گرفته‌شده است. در هر مود مقادیر اختلاط مود I ،II و I/II (Me) مدل‌سازی شده است.
در این نمونه، ترک با نسبت طول به شعاع a/R برابر ۰/۴ است. زمانی که S1 برابر S2 است، نمونه تحت بارگذاری مود I خالص قرار می‌گیرد. با کاهش فاصله از ترک (S2)، ترکیبی از مودهای I و II ایجاد می‌شود. نتایج حاصل از آزمایش و شبیه‌سازی عددی برای این نمونه در جدول (۲) ارائه‌شده است. ضرایب شدت تنش به‌دست‌آمده برای S2 مختلف تست شده در جدول (۳) قابل‌مشاهده است. ضریب شدت تنش معیاری برای شدت تنش در نوک ترک است. ضرایب شدت تنش از رابطه (۱) محاسبه می‌شود. می‌توان در جدول (۳) مقدار Me رابطه (۲) که سهم هر مود را نشان می‌دهد و وابسته به فواصل مختلف (S2) است مشاهده کرد.

(۱)

$$K_i = \frac{P}{2Rt}\sqrt{\pi a}Y_i\left(\frac{a}{R},\frac{S}{R}\right)$$

(۲)

$$M^e = \frac{2}{\pi}tan^{-1}\left(\frac{K_I}{K_{II}}\right)$$

P: بار شکست، R: شعاع نیم‌دایره، t: ضخامت نمونه، a: عمق ترک
علاوه بر این، برای هر حالت بارگذاری، می‌توان ضریب شدت تنش مؤثر (Keff) را محاسبه کرد رابطه (۳) که معیاری برای مقاومت ماده در برابر شروع و گسترش ترک است و مقدار شدت تنش موثر در جدول (۳) ارائه شده است. رابطه ضریب شدت تنش مؤثر به‌صورت زیر است:

(۳)

$$K_{eff} = \sqrt{K_I^2 + K_{II}^2}$$

در جدول (۳) مشخص‌شده است زمانی که مود خالص I است، ضریب شدت تنش مؤثر بیشتر از ضریب شدت تنش مؤثر در بارگذاری مود خالص II است. این بدین معناست که مقاومت در برابر شکست نمونه SCB در مود I خالص بیشتر از مود II خالص است.
مقدار تنش-T از نرم‌افزار ABAQUS برای نمونه‌های موردنظر به‌دست‌آمده و مقدار T* به کمک رابطه (۵) ارائه‌شده محاسبه گردیده است که مقادیر آن در جدول (۳) قابل‌مشاهده است. ضریب T* در نمونه SCB شکل (۶) با افزایش فاصله از ترک (S2) افزایش پیدا می‌کند. این افزایش به این معناست که علاوه بر تنش اصلی که باعث ترک می‌شود، تنش‌های دیگری نیز در اطراف نوک ترک وجود دارند که می‌توانند بر رفتار ترک تاثیر بگذارند. تنش T دارای علامت منفی است که به معنای تنش‌های فشاری اضافی در اطراف نوک ترک است که می‌تواند گسترش ترک را دشوارتر کند.

(۴)

$$K_i = \frac{P\sqrt{\pi a}}{2RT}Y_i \quad \left(\frac{a}{B},\frac{S}{R}\right) \quad i = I, II$$

(۵)

$$T = \frac{P}{2Rt}T^*\left(\frac{a}{B},\frac{S}{R}\right)$$

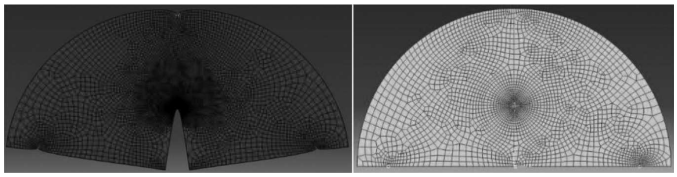
(۶)

$$M^e = \frac{2}{\pi}tan^{-1}\left(\frac{K_I}{K_{II}}\right)$$

(۷)

$$K_{eff} = \sqrt{K_I^2 + K_{II}^2}$$

تست‌های مود I ،II و I/II در آزمایشگاه برای نمونه SCB در سه فاصله



شکل (۶): شبیه سازی عددی نمونه SCB با ABAQUS در S۲=R/۰٫۸

انتخابی ۳، ۵ و ۲۵ میلی‌متر انجام شد. از طریق مدلسازی عددی به وسیله نرم‌افزار ABAQUS قبل از انجام آزمایش مقادیر ذکر شده در جدول (۳) با استفاده از خروجی نرم‌افزار محاسبه شد.

۳-۲- مدلسازی سنگ مخزن به صورت ENDB

S_2 (m)	M^e	K_I (KPa.m$^{0.5}$)	K_{II} (KPa.m$^{0.5}$)	Y_I	Y_{II}	K_{eff}	T*
0.003	0	0	26.70	0	1.71	26.7	-4.38
0.005	0.38	14.24	21.29	0.91	1.36	25.613	-3.25
0.025	1	83.49	0	5.33	0	83.49	0

جدول (۳): ضرایب شدت تنش محاسبه شده نمونه SCB از مدلسازی سنگ مخزن که در آزمایشگاه تحت بارگذاری مود I، II و I/II

نمونه ENDB تهیه شده از مغزه‌های سنگ یک نمونه دیسکی شکل با مشخصات مطرح‌شده در جدول (۴) در نرم‌افزار ABAQUS شبیه‌سازی‌شده است شکل (۷). در هر مود مقادیر اختلاط مود I، II و I/II (Me) مدل‌سازی شده است تا مقادیر S۲ به‌دست‌آمده است و مقدار S۱ به‌صورت ثابت در نظر گرفته می‌شود.

نمونه ENDB ساخته‌شده تحت پنج حالت مختلف تحت بارگذاری قرار گرفت که در هر حالت، ترک نسبت به تکیه‌گاه‌ها فاصله متفاوتی داشت. هنگامی‌که فاصله از ترک برابر است (S۲=S۱)، نمونه تحت بارگذاری خالص مود I قرار می‌گیرد. با افزایش این فاصله، ترکیبی از مودهای I و II ایجاد می‌شود. نسبت‌های a/B و S/R که در معرفی نمونه ذکرشده‌اند، به ترتیب نسبت طول ترک به عرض نمونه و نسبت فاصله تکیه‌گاه‌ها به‌اندازه نمونه را نشان می‌دهند. با اندازه‌گیری نیروی شکست و انجام شبیه‌سازی‌های عددی، ضرایب شدت تنش برای فواصل مختلف از ترک محاسبه و در جدول (۴) نمایش داده‌شده است.

همان‌طور که در جدول (۴) مشاهده می‌شود، با افزایش فاصله از ترک نسبت به راستای بارگذاری، سهم مود I شکست کششی عمود بر سطح ترک افزایش می‌یابد و سهم مود II شکست به‌صورت لغزشی در امتداد سطح ترک کاهش می‌یابد. این نسبت را می‌توان با پارامتر اختلاط مودهای شکست (Me) نشان داد. T* در نمونه ENDB با افزایش Me افزایش می‌یابد و بیشترین مقدار را به صورت قدر مطلقی در مود خالص II دارا است. به این موضوع اشاره دارد که ترم تنش-T در مود خالص II نقش بیشتری در مقدار چقرمگی شکست نمونه ENDB نسبت به مود ترکیبی I/II و مود I را دارد. ضرایب هندسی در مود I با افزایش Me افزایش می‌یابد و برعکس در مود II ضرایب هندسی کاهش پیدا می‌کند.

(۸)

$$K_i = \frac{3PSS_{II}}{RB^2(S+S_{II})}\sqrt{\pi a}Y_i \quad (\frac{a}{B},\frac{S}{R}) \quad i = I, II$$

(۹)

$$T = \frac{3PS}{2RB^2}T^* \quad (\frac{a}{B},\frac{S}{R})$$

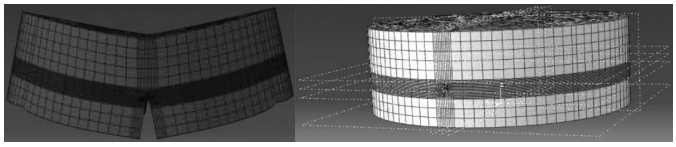
(۱۰)

$$M^e = \frac{2}{\pi}\tan^{-1}\left(\frac{K_I}{K_{II}}\right)$$

(۱۱)

$$K_{eff} = \sqrt{K_I^2 + K_{II}^2}$$

تست‌های مود I، II و I/II در آزمایشگاه برای نمونه ENDB در فواصل



شکل(۷): شبیه سازی عددی نمونه ENDB با ABAQUS در S۲=R/۰٫۸

انتخابی ۲، ۵، ۱۰، ۱۵ و ۲۵ میلی‌متر انجام شد. از طریق مدلسازی عددی به وسیله نرم‌افزار ABAQUS قبل از انجام آزمایش مقادیر ذکر شده در جدول (۴) با استفاده از خروجی نرم‌افزار محاسبه شد.

در فواصل انتخابی ۲، ۵، ۱۰، ۱۵ و ۲۵ میلی‌متر انجام شد. از طریق مدلسازی عددی به وسیله نرم‌افزار ABAQUS قبل از انجام آزمایش مقادیر ذکر شده در جدول (۴) با استفاده از خروجی نرم‌افزار محاسبه شد.

۴- نتایج آزمایشگاهی

S_2 (m)	M^e	K_I (KPa.m0.5)	K_{II} (KPa.m0.5)	Y_I	Y_{II}	K_{eff}	T*
0.002	0	0	10.75	0	60.76	10.75	-9.63
0.005	0.75	15.49	5.69	28.04	10.30	16.51	-1.45
0.001	0.94	29.09	2.53	33.66	2.93	29.20	-0.35
0.015	0.98	41.11	0.95	36.26	0.84	41.12	-0.2
0.025	1	57.23	0	38.05	0	57.23	-0.13

جدول (۸): ضرایب شدت تنش محاسبه شده نمونه ENDB از مدلسازی سنگ مخزن که در آزمایشگاه تحت بارگذاری مود I، II و I/II

۴-۱- دستگاه بارگذاری

پس از آماده‌سازی نمونه‌های آزمایش، برای بررسی رفتار آن‌ها تحت بارگذاری، از یک دستگاه تک‌محوری خودکار در تست‌های فشرده‌سازی استفاده می‌شود. شکل (۸) و نتایج به‌طور خودکار در

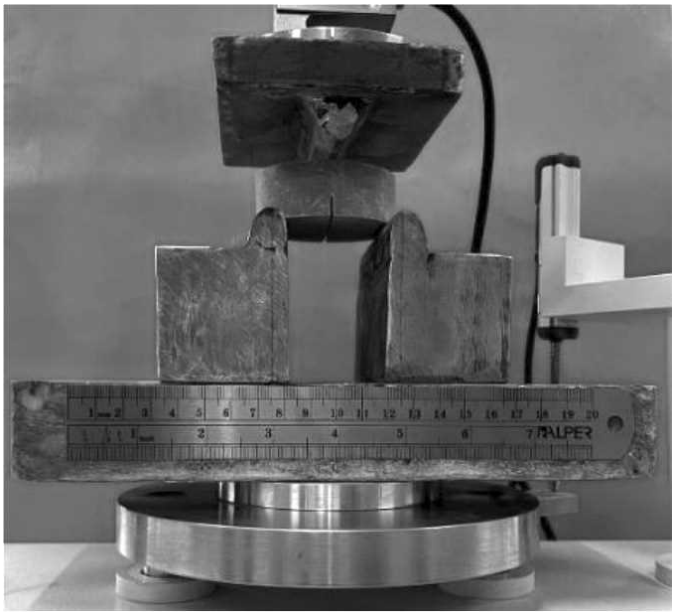
شکل (۸): دستگاه بارگذاری MTM

یک فایل اکسل در حافظه دستگاه ذخیره می‌شود و داده‌های مربوط به بار وارده و جابجایی نمونه را جمع‌آوری کرده. آزمایش در دمای محیط و با نرخ بارگذاری ثابت ۱ میلی‌متر بر دقیقه انجام می‌شود.

۴-۲- فیکسچر خمش سه نقطه‌ای

برای ایجاد شرایط خمش سه‌نقطه‌ای در دستگاه بارگذاری، یک فیکسچر به طول ۲۵ سانتی‌متر و عرض ۱۰ سانتی‌متر همراه با دو بازوی متحرک به‌عنوان تکیه‌گاه‌ها به طول و عرض ۵ سانتی‌متر و رولر بالایی ساخته شد شکل (۹).

۴-۳- شکست نمونه SCB



شکل ۹. نمای کلی از فیکسچر سه نقطه‌ای

در شکل (۱۰)، نتایج آزمایش شکست بر روی نمونه‌های SCB تحت فواصل مختلف از ترک نشان داده‌شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، با کاهش فاصله از ترک و افزایش سهم مود II (نوع شکست لغزشی)، نحوه شکست نمونه به‌طور قابل‌توجهی تغییر می‌کند. با کاهش فاصله از ترک (S2)، نقطه شروع ترک به سمت لبه نمونه منتقل می‌شود. مسیر رشد ترک از حالت مستقیم زمانی که S2 کاهش می‌یابد به حالت منحنی تغییر می‌کند و ترک در ادامه مسیر به سمت محل اعمال بار تغییر مسیر می‌دهد. همچنین، شکل و اندازه سطح شکست نهایی به‌شدت تحت فاصله از ترک (S2) قرار می‌گیرد.

پس از انجام آزمایش، بار شکست هر نمونه با استفاده از نمودار بار-جابه‌جایی اندازه‌گیری شد و در جدول (۵) ثبت گردید. نتایج نشان می‌دهند که در حالت بارگذاری مود II، بار شکست نمونه‌ها به‌طور قابل‌توجهی بیشتر از حالت بارگذاری مود I است. علت این امر آن است که در حالت مود II، جهت بیشینه تنش اصلی کششی با جهت ترک زاویه دارد؛ بنابراین، برای ایجاد ترک در این حالت، نیروی بیشتری موردنیاز است. شکل (۱۰) تا (۱۲) مسیر رشد ترک در

شکل (۱۰): شکست سنگ مخزن تحت مود خالص I، راستای رشد ترک و سطوح شکست نمونه SCB

نمونه‌ها را نشان می‌دهد. در حالت مود I، ترک به‌صورت مستقیم در امتداد جهت بیشینه تنش اصلی کششی رشد می‌کند؛ اما در حالت مود II، مسیر رشد ترک منحنی بوده.

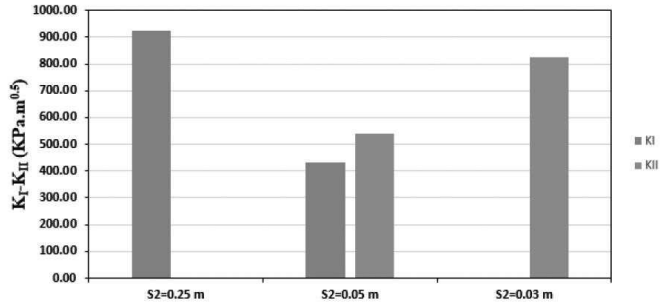
۴-۴- شکست نمونه‌های ENDB

شکل (۱۱): شکست سنگ مخزن تحت مود مرکب I/II، راستای رشد ترک و سطوح شکست نمونه SCB

شکل (۱۲): شکست سنگ مخزن تحت مود خالص II، راستای رشد ترک و سطوح شکست نمونه SCB

Test	S_1(m)	S_2 (m)	P_{cr} (N)	K_I (KPa.m$^{0.5}$)	K_{II} (KPa.m$^{0.5}$)	K_I (Average)	K_{II} (Average)	Y_I	Y_{II}
1	0.025	0.025	1141	952.26	0	952.95	0	5.33	0
2	0.025	0.025	1107.4	924.22	0			5.33	0
3	0.025	0.025	1080	901.35	0			5.33	0
4	0.025	0.005	4060	578.51	864.59	432.81	539.82	0.91	1.36
5	0.025	0.005	2572.4	366.54	547.80			0.91	1.36
6	0.025	0.005	2480	353.38	528.12			0.91	1.36
7	0.025	0.003	3143.8	0	840.76	0	825.08	0	1.5
8	0.025	0.003	3124.4	0	836.58			0	1.5
9	0.025	0.003	2580	0	797.91			0	1.5

جدول (۵): روند میزان چقرمگی مود I و II در فواصل مختلف از ترک در نمونه‌های SCB

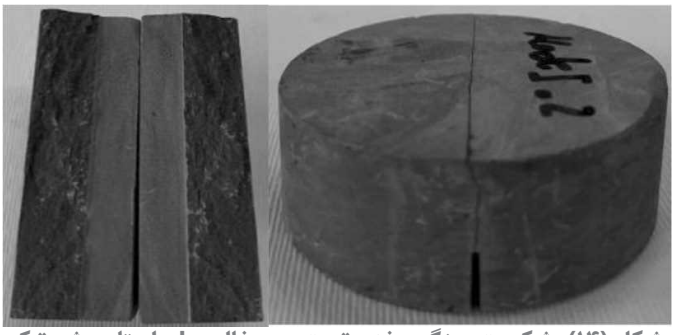


شکل (۱۳): روند میزان چقرمگی مود I و II در فواصل مختلف از ترک در نمونه‌های SCB

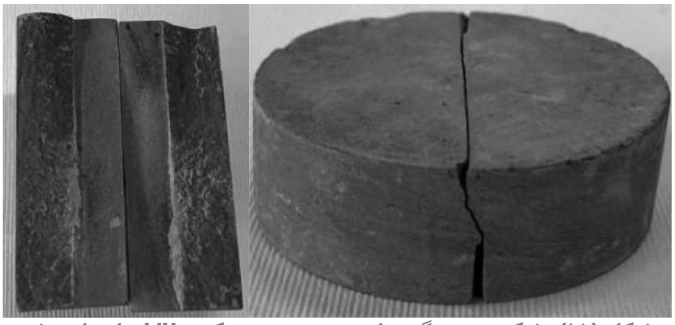
تصاویر ارائه‌شده شکل (۱۴) تا (۱۶)، نحوه شکست نمونه‌های ENDB تحت بارگذاری ترکیبی را نشان می‌دهند. همان‌طور که در تصاویر مشاهده می‌شود، با کاهش فاصله از ترک، سهم شکست لغزشی یا مود II نسبت به شکست کششی یا مود I افزایش می‌یابد. این تغییر در نوع شکست باعث می‌شود تا سطح شکست نمونه از حالت مستقیم به حالت منحنی تغییر کند و طول آن نیز افزایش یابد. با

مقایسه تصاویر مختلف، می‌توان مشاهده کرد که با افزایش سهم شکست لغزشی، سطح شکست پیچیده‌تر شده و طول آن نیز بیشتر می‌شود.

۵- تاثیر هندسه نمونه بر مقادیر KIc و KIIc



شکل (۱۴): شکست سنگ مخزن تحت مود خالص I، راستای رشد ترک و سطوح شکست نمونه ENDB

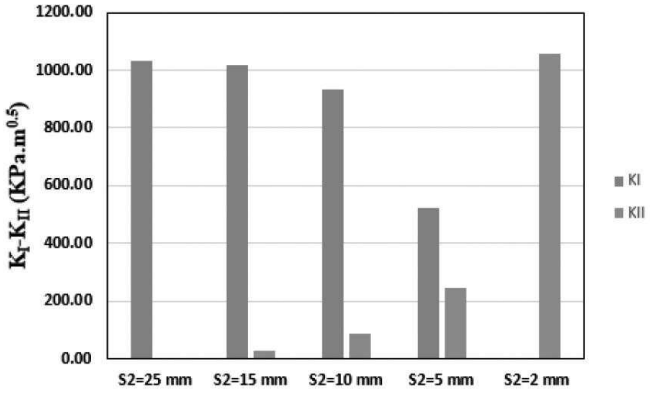


شکل (۱۵): شکست سنگ مخزن تحت مود مرکب I/II، راستای رشد ترک و سطوح شکست نمونه ENDB

شکل (۱۶): شکست سنگ مخزن تحت مود خالص II، راستای رشد ترک و سطوح شکست نمونه ENDB

Test	S_1(m)	S_2(m)	P_{cr} (N)	K_I (KPa.m$^{0.5}$)	K_{II} (KPa.m$^{0.5}$)	K_I (Average)	K_{II} (Average)	Y_I	Y_{II}
1	0.025	0.025	1800	1039.73	0			1.2	0
2	0.025	0.025	1624.7	938.47	0	1032.56	0	1.2	0
3	0.025	0.025	1938.1	1119.5	0			1.2	0
4	0.025	0.015	2930	1201.06	31.61			1.14	0.03
5	0.025	0.015	1990.7	816.02	21.47	1019.70	26.83	1.14	0.03
6	0.025	0.015	2542	1024.01	27.42			1.14	0.03
7	0.025	0.01	3983	1167.58	109.12			1.07	0.1
8	0.025	0.01	3205.3	939.6	87.81	931.54	87.06	1.07	0.1
9	0.025	0.01	2345.1	687.44	64.25			1.07	0.1
10	0.025	0.005	3315.8	450.42	211.96			0.85	0.4
11	0.025	0.005	4060	551.51	259.53	523.85	246.52	0.85	0.4
12	0.025	0.005	4193.3	569.62	268.06			0.85	0.4
13	0.025	0.002	6493	0	1120.67			0	1.49
14	0.025	0.002	5688.4	0	981.80	0	1056.18	0	1.49
15	0.025	0.002	6176.7	0	1066.08			0	1.49

جدول (۶): روند میزان چقرمگی مود I و II در فواصل مختلف از ترک در نمونه‌های ENDB



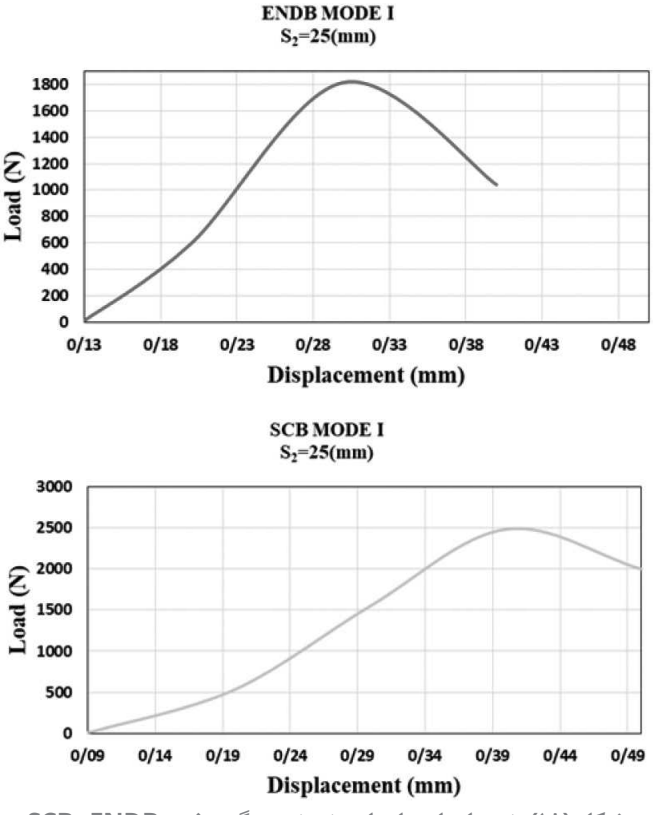
شکل (۱۷): روند میزان چقرمگی مود I و II در فواصل مختلف از ترک در نمونه‌های SCB

در هندسه‌های ENDB و SCB، مقدار چقرمگی شکست مود I به دلیل تنش‌های کششی غالب، معمولا بیشتر از مود II است، زیرا سنگ‌ها در برابر کشش ضعیف‌تر هستند. تفاوت مقادیر KIc و KIIc به هندسه نمونه و نحوه بارگذاری مرتبط است که رفتار شکست مورهای مختلف تحت تاثیر قرار می‌دهد[۲۱][۲۲].

در نتایج بدست توزیع تنش در نمونه ENDB در مقایسه با SCB همگن‌تر است که می‌تواند اندازه‌گیری KIc دقیق‌تری را فراهم کند. KIc معمولاً برای نمونه ENDB بالاتر از SCB خواهد بود که در جدول (۶) قابل مشاهده است، زیرا هندسه دیسکی نمونه باعث توزیع یکنواخت‌تر تنش‌ها می‌شود. مقدار KIc در این روش نسبت به ENDB کمی پایین‌تر است، چرا که توزیع تنش در این نمونه به دلیل شکل هندسی متفاوت آن است و نقاط تنش متمرکزتری دارد.

۶- نمودار بار-جابجایی

عملیات بارگذاری روی نمونه های SCB و ENDB انجام شد و برای اطمینان حاصل کردن از نتایج آزمایشگاهی هر تست با سه تکرار در مودهایI تا مود II خالص صورت گرفت. در زیر نمودارهای بار



شکل (۱۸): نمودار بار-جابجایی نمونه سنگ مخزن ENDB وSCB

- جابجایی (۱۸) برای مود خالص I و II قابل مشاهده است که به وسیله خروجی‌های به دست آمده از دستگاه رسم شده است.

۷- مقایسه شرایط آزمایشگاهی ومیدان نفتی

در آزمایش‌های شکست مودهای I و II، بارگذاری معمولاً به صورت تک‌محوری یا خمشی انجام می‌شود. این بارگذاری‌ها ساده و کنترل‌شده هستند و توزیع تنش در اطراف ترک به‌صورت نظری قابل پیش‌بینی است. نمونه‌های ENDB و SCB، بارگذاری خمشی سه‌نقطه‌ای به خوبی مودهای شکست I و II را شبیه‌سازی می‌کند. توزیع تنش به‌طور دقیق محاسبه شده [۱۵].

این هندسه‌ها بیشتر برای مطالعات پایه‌ای شکست سنگ‌ها مناسب هستند و ممکن است تمام پیچیدگی‌های موجود در شرایط واقعی چاه‌های نفت را شبیه‌سازی نکنند.. برای مطابقت دادن نتایج آزمایشگاهی با شرایط واقعی چاه‌های نفت، محققان معمولاً از شبیه‌سازی‌های عددی (مانند تحلیل‌های المان محدود) استفاده می‌کنند [۲۳].

در چاه‌های نفت، بارگذاری ناشی از تنش محوری، افقی، شعاعی، فشار منفذی سیال و تغییرات سیکلی فشار، شرایط پیچیده‌تری نسبت به آزمایش‌های آزمایشگاهی ایجاد می‌کند. این تنش‌های چندمحوری باعث رشد ترک‌ها در جهت‌های مختلف بسته به تنش‌های محلی و فشار سیال مخزن می‌شوند. شکست‌های هیدرولیکی در چاه‌ها به دلیل تزریق سیال، الگوی متفاوتی از شکست‌های کششی و برشی در شرایط آزمایشگاهی دارند [۲۴].

۸- تاثیر T* بر شکست سنگ

پارامتر T تعیین‌کننده نوع تنش‌های حاکم بر ترک است؛ T مثبت تنش‌های کششی را افزایش داده و شکست‌های سریع و ناپایدار مود I را تقویت می‌کند، در حالی که T منفی تنش‌های فشاری را تقویت کرده و شکست‌های پایدارتر مود II را تسهیل می‌کند. در مخازن نفتی، مدیریت پارامتر T برای بهینه‌سازی شکست هیدرولیکی و پایداری چاه ضروری است [۲۵].

۹- نتایج

نوآوری این پژوهش استفاده از نمونه‌هایی از جنس سنگ مخزن است و بررسی تاثیر پارامترهای مختلف شکست از جمله هندسه نمونه و نوع جنس سنگ روی مقادیر چقرمگی شکست است. تحلیل داده‌ها روی دو نمونه متفاوت انجام شده است به صورت خلاصه اشاره خواهیم کرد:

- در مدلسازی عددی نمونه SCB با کاهش S2، ضریب شدت تنش مود I کاهش می‌یابد. در مقابل، ضریب شدت تنش مود II به‌طور پیوسته افزایش می‌یابد.

- مقایسه چقرمگی شکست سنگ‌های آهکی مشابه از منابع با نتایج حاصل از آزمایشات تحقیق حاضر حاکی از دقت مناسب در تعیین این پارامتر برای سنگ مخزن مورد نظر با استفاده از دو هندسه ENDB و SCB می‌باشد.

- نتایج آزمایشات نشان دهنده اختلاف حدود ۱۰ درصدی بین چقرمگی شکست مود I در نمونه‌های ENDB و SCB است. به عبارت دیگر، چقرمگی شکست مود I نمونه ENDB حدود ۱۰ درصدی بیشتر از این پارامتر برای نمونه SCB اندازه‌گیری شده است که در تطابق با یافته‌های سایر محققین است.

۱۰- مراجع

[1] T. L. Anderson and T. L. Anderson, Fracture mechanics: fundamentals and applications. CRC press, 2005.

[2] L. Tutluoglu and C. Keles, “Mode I fracture toughness determination with straight notched disk bending method,” Int. J. Rock Mech. Min. Sci., vol. 48, no. 8, pp. 1248–1261, 2011.

[3] F. Ouchterlony, “Suggested methods for determining the fracture toughness of rock. ISRM Commission on Testing Methods,” Int J Rock Mech Min Sci Geomech Abstr, vol. 25, pp. 72–96, 1988.

[4] F. Ouchterlony, “Extension of the compliance and stress intensity formulas for the single edge crack round bar in bending,” American Society for Testing and Materials, 1981.

[5] A. Ghazvinian, H. R. Nejati, V. Sarfarazi, and M. R. Hadei, “Mixed mode crack propagation in low brittle rock-like materials,” Arab. J. Geosci., vol. 6, pp. 4435–4444, 2013.

[6] R. A. Schmidt and C. W. Huddle, “Effect of confining pressure on fracture toughness of Indiana limestone,” in International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, Elsevier, 1977, pp. 289–293.

[7] W. Müller, “Brittle crack growth in rocks,” pure Appl. Geophys., vol. 124, pp. 693–709, 1986.

[8] T. Backers, O. Stephansson, and E. Rybacki, “Rock fracture toughness testing in Mode II—punch-through shear test,” Int. J. Rock Mech. Min. Sci., vol. 39, no. 6, pp. 755–769, 2002.

[9] H. Wu, J. Kemeny, and S. Wu, “Experimental and numerical investigation of the punch-through shear test for mode II fracture toughness determination in rock,” Eng. Fract. Mech., vol. 184, pp. 59–74, 2017.

[10] P. Cao, T. Zhou, Y. Ju, and J. Zhu, “Mixed mode I/II fracture behavior of CSTBD sandstone specimen under different loading angles,” Geomech. Geophys. Geo-Energy Geo-Resources, vol. 9, no. 1, p. 54, 2023.

[11] Y. Zhao, K. Zheng, and C. Wang, “Mixed-Mode I/III Fracture,” in Rock Fracture Mechanics and Fracture Criteria, Springer, 2024, pp. 89–112.

[12] S. Gheibi, V. Vilarrasa, and R. M. Holt, “Numerical analysis of mixed-mode rupture propagation of faults in reservoir-caprock system in CO_2 storage,” Int. J. Greenh. Gas Control, vol. 71, pp. 46–61, 2018.

[13] S. Pirmohammad and A. Kiani, “Numerical analysis of a new specimen for conducting fracture experiments under mixed mode I/III loading,” J. Solid Fluid Mech., vol. 8, no. 3, pp. 247–259, 2018.

[14] H. Saghafi, M. R. Ayatollahi, and M. Sistaninia, “A modified MTS criterion (MMTS) for mixed-mode fracture toughness assessment of brittle materials,” Mater. Sci. Eng. A, vol. 527, no. 21–22, pp. 5624–5630, 2010.

[15] M. R. M. Aliha, A. Bahmani, and S. Akhondi, “Determination of mode III fracture toughness for different materials using a new designed test configuration,” Mater. Des., vol. 86, pp. 863–871, 2015.

[16] A. Bahmani, F. Farahmand, M. R. Janbaz, A. H. Darbandi, H. Ghesmati-Kucheki, and M. R. M. Aliha, “On the comparison of two mixed-mode I+ III fracture test specimens,” Eng. Fract. Mech., vol. 241, p. 107434, 2021.

[17] A. Bahmani, M. R. M. Aliha, M. J. Sarbijan, and S. S. Mousavi, “An extended edge-notched disc bend (ENDB) specimen for mixed-mode I+ II fracture assessments,” Int. J. Solids Struct., vol. 193, pp. 239–250, 2020.

[18] M. R. M. Aliha, H. G. Kouchaki, and P. J. Haghighatpour, “Designing a simple and suitable laboratory test specimen for investigating the general mixed mode I/II/III fracture problem,” Mater. Des., vol. 236, p. 112477, 2023.

[19] S. Mousa, M. Mutnbak, A.-A. M. Saba, A. A. Abd-Elhady, and H. E.-D. M. Sallam, “Numerical study and experimental validation of the size effect of smooth and mode I cracked semi-circular bend specimens,” Sci. Rep., vol. 13, no. 1, p. 7570, 2023.

[20] M. F. Kanninen and C. H. Popelar, “Advanced Fracture Mechanics, Oxford Univ,” Press. New York, 1985.

[21] H. reza Karimi, J. Bidadi, M. R. M. Aliha, A. Mousavi, M. H. Mohammadi, and P. J. Haghighatpour, “An experimental study and theoretical evaluation on the effect of specimen geometry and loading configuration on recorded fracture toughness of brittle construction materials,” J. Build. Eng., vol. 75, p. 106759, 2023.

[22] M. R. M. Aliha, M. Heidari-Rarani, M. M. Shokrieh, and M. R. Ayatollahi, “Experimental determination of tensile strength and K (IC) of polymer concretes using semi-circular bend(SCB) specimens,” Struct. Eng. Mech., vol. 43, no. 6, p. 823, 2012.

[23] S.-H. Chang, C.-I. Lee, and S. Jeon, “Measurement of rock fracture toughness under modes I and II and mixed-mode conditions by using disc-type specimens,” Eng. Geol., vol. 66, no. 1–2, pp. 79–97, 2002.

[24] M. D. Zoback, Reservoir geomechanics. Cambridge university press, 2010.

[25] M. R. M. Aliha, S. S. Mousavi, and S. M. N. Ghoreishi, “Fracture load prediction under mixed mode I+ II using a stress based method for brittle materials tested with the asymmetric four-point bend specimen,” Theor. Appl. Fract. Mech., vol. 103, p. 102249, 2019.

تکنولوژی‌های نوین در صنعت تولید قیر

دکتر مهدی خدایار
فوق دکترای انرژی از دانشگاه بن آلمان
مدیر طرح و توسعه هلدینگ طلای سیاه
blackgold-bitumen.com

مقدمه

صنعت تولید قیر به عنوان یکی از بخش‌های مهم در صنایع نفت و گاز، نقش حیاتی در توسعه زیرساخت‌های حمل و نقل و ساختمان‌سازی ایفا می‌کند. قیر به عنوان یک ماده هیدروکربنی سنگین، عمدتاً در ساخت جاده‌ها، عایق‌کاری و پوشش‌های ضد آب استفاده می‌شود. با پیشرفت تکنولوژی، روش‌های تولید قیر نیز دستخوش تغییرات اساسی شده‌اند. این مقاله به بررسی تکنولوژی‌های نوین در صنعت تولید قیر می‌پردازد.

۱. تکنولوژی‌های پیشرفته در فرآیند تولید قیر

۱/۱. فرآیند اصلاح قیر با پلیمر

یکی از مهم‌ترین پیشرفت‌ها در صنعت قیر، استفاده از پلیمرها برای اصلاح خواص قیر است. قیرهای پلیمری به دلیل بهبود عملکرد در برابر تغییرات دما، افزایش مقاومت در برابر ترک‌خوردگی و کاهش نفوذپذیری آب، مورد توجه قرار گرفته‌اند. پلیمرهایی مانند SBS (استایرن-بوتادین-استایرن) و EVA (اتیلن وینیل استات) به طور گسترده‌ای در این فرآیند استفاده می‌شوند.

۱/۲. تکنولوژی نانو در تولید قیر

فناوری نانو با استفاده از نانوذرات، تحول عظیمی در صنعت قیر ایجاد کرده است. نانوذراتی مانند نانوسیلیس، نانوکربن و نانوذرات اکسید فلزی به قیر اضافه می‌شوند تا خواص مکانیکی و دوام آن را بهبود بخشند. این نانوذرات باعث افزایش مقاومت قیر در برابر فرسودگی، کاهش ترک‌خوردگی و بهبود عملکرد در دماهای بالا و پایین می‌شوند.

۱/۳. فرآیند هیدروکراکینگ

هیدروکراکینگ یک فرآیند پیشرفته در پالایش نفت است که در آن از هیدروژن و کاتالیزور برای شکستن مولکول‌های بزرگ هیدروکربنی استفاده می‌شود. این فرآیند نه تنها بازده تولید قیر را افزایش می‌دهد، بلکه کیفیت قیر تولیدی را نیز بهبود می‌بخشد. قیر تولید شده از این روش دارای ویسکوزیته پایین‌تر و خواص مکانیکی بهتری است.

۲. تکنولوژی‌های دوستدار محیط زیست

۲/۱. قیرهای بازیافتی

با افزایش نگرانی‌ها درباره محیط زیست، استفاده از قیرهای بازیافتی به عنوان یک راه‌حل پایدار مورد توجه قرار گرفته است. در این روش، قیرهای قدیمی از سطح جاده‌ها جمع‌آوری شده و پس از فرآوری مجدد، در تولید قیر جدید استفاده می‌شوند. این فرآیند نه تنها باعث کاهش مصرف منابع طبیعی می‌شود، بلکه هزینه‌های تولید را نیز کاهش می‌دهد.

۲/۲. قیرهای زیستی

قیرهای زیستی از منابع تجدیدپذیر مانند روغن‌های گیاهی، جلبک‌ها و ضایعات کشاورزی تولید می‌شوند. این قیرها به دلیل کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای و کاهش وابستگی به نفت خام، به عنوان یک جایگزین سازگار با محیط زیست شناخته می‌شوند. تحقیقات نشان داده‌اند که قیرهای زیستی می‌توانند خواص مشابه یا حتی بهتری نسبت به قیرهای سنتی داشته باشند.

۲/۳. کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای

تکنولوژی‌های جدید در صنعت قیر، مانند استفاده از کاتالیزورهای کارآمد و سیستم‌های بازیابی حرارت، به کاهش انتشار گازهای

گلخانه‌ای کمک می‌کنند. این سیستم‌ها باعث افزایش بازده انرژی و کاهش مصرف سوخت در فرآیند تولید قیر می‌شوند.

۳. تکنولوژی‌های کنترل کیفیت و مانیتورینگ

۳/۱. سیستم‌های کنترل هوشمند

با استفاده از سیستم‌های کنترل هوشمند و نرم‌افزارهای پیشرفته، فرآیند تولید قیر به طور دقیق‌تری کنترل می‌شود. این سیستم‌ها با استفاده از سنسورها و الگوریتم‌های هوش مصنوعی، پارامترهای مختلف فرآیند مانند دما، فشار و ویسکوزیته را به طور مداوم مانیتور کرده و تنظیم می‌کنند. این امر باعث بهبود کیفیت قیر و کاهش ضایعات می‌شود.

۳/۲. تست‌های غیرمخرب

تکنولوژی‌های تست غیرمخرب (NDT) مانند اولتراسونیک و رادیوگرافی، برای بررسی کیفیت قیر بدون آسیب رساندن به آن استفاده می‌شوند. این روش‌ها به تولیدکنندگان اجازه می‌دهند تا عیوب احتمالی را در مراحل اولیه شناسایی کرده و از تولید محصولات معیوب جلوگیری کنند.

۴. چالش‌ها و آینده صنعت تولید قیر

۴/۱. چالش‌های فنی

با وجود پیشرفت‌های چشمگیر، صنعت تولید قیر با چالش‌هایی مانند هزینه‌های بالای تحقیق و توسعه، نیاز به تجهیزات پیشرفته و آموزش نیروی انسانی مواجه است. همچنین، تطبیق تکنولوژی‌های جدید با استانداردهای موجود نیز یک چالش مهم است.

۴/۲. آینده صنعت قیر

*آینده صنعت تولید قیر به سمت استفاده بیشتر از تکنولوژی‌های سبز و پایدار پیش می‌رود. توسعه قیرهای زیستی، افزایش بازیافت قیرهای قدیمی و کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای از جمله روندهای اصلی این صنعت در آینده خواهند بود. همچنین، استفاده از فناوری‌های دیجیتال و هوش مصنوعی برای بهینه‌سازی فرآیندهای تولید نیز به طور فزاینده‌ای مورد توجه قرار خواهد گرفت.

نتیجه اینکه صنعت تولید قیر در حال تحول اساسی است و تکنولوژی‌های نوین نقش کلیدی در این تحول ایفا می‌کنند. از فرآیندهای اصلاح قیر با پلیمر و نانوذرات تا تولید قیرهای زیستی و بازیافتی، این صنعت به سمت پایداری و کارایی بیشتر حرکت می‌کند. با این حال، برای غلبه بر چالش‌های موجود، همکاری بین صنعت، دانشگاه‌ها و دولت‌ها ضروری است. در آینده، انتظار می‌رود که صنعت تولید قیر به عنوان یک صنعت پیشرو در زمینه نوآوری و پایداری شناخته شود.

ارایه شده در اولین کنفرانس بین المللی ژئوانرژی و
پنجمین کنفرانس ملی ژئومکانیک نفت

ارزیابی اثر پارامترهای تزریق سیال بر فرایند شکست هیدرولیکی

محمد حسین عرب نژاد - دانشجوی دکتری مکانیک سنگ، دانشگاه تربیت مدرس،
مرتضی احمدی - استادیار گروه مکانیک سنگ، دانشگاه تربیت مدرس، Moahmadi@modares.ac.ir

چکیده

عملیات شکست هیدرولیکی دارای کاربردهای روز افزون مختلف در سالیان اخیر است. با توجه به هزینه بالای اجرا، مطالعات بسیاری جهت درک اثر پارامترهای مختلف و بهینه سازی این عملیات صورت گرفته است. فرایند شکست هیدرولیکی تحت تاثیر پارامترهای مختلف شرایط توده سنگ، پارامترهای مکانیک شکست سنگ بکر و عملیات تزریق سیال است. در این مطالعه با تقسیم بندی پارامترهای مختلف اثرگذار بر فرایند شکست هیدرولیکی، مطالعات صورت گرفته بر روی اثر پارامترهای تزریق سیال بررسی و تشریح شده است. بررسی ها نشان داد که پارامترهای شاخص سیال مانند: نوع سیال، ویسکوزیته، دما و غیره در نتایج شکست هیدرولیکی اثر مشخص و توامانی دارند. پارامتر مهم دیگر مرتبط به سیال، نوع و مکانیزم تزریق است. نتایج این مطالعه نشان دهنده اثر توامان نوع تزریق، اعم از تزریق پیوسته، پله ای یا سیکلی سیال بر روی دیگر پارامترهای اثرگذار است. در این مطالعه، پارامترهای اصلی نوع تزریق سیال، بر روی نتایج شکست هیدرولیکی بررسی و دسته بندی شد. همچنین مشخص گردید با استفاده از روش های مختلف تزریق مانند تزریق سیکلی، می‌توان شبکه شکست گسترده‌تری در فشار شکست پایین‌تر ایجاد و از ایجاد زلزله‌های ناشی از تحریک گسل‌های نواحی اطراف عملیات شکست هیدرولیکی جلوگیری نمود.

۱- مقدمه

در سالیان اخیر بهره‌گیری از روش شکست هیدرولیکی در کاربردهای مختلف مهندسی سنگ توسعه زیادی یافته است. در این روش با بهره‌گیری از فشار ناشی از تزریق سیال در درون سنگ، شکست مورد نیاز ایجاد می‌شود. از نتایج این فرآیند عملیاتی در تعیین تنش‌های برجای سنگ در اعماق زیاد، تحریک مخازن در صنعت نفت و گاز به منظور ازدیاد برداشت، پروژه‌های بهره‌برداری از انرژی زمین گرمایی و همچنین افزایش بهره‌وری آن، دفن زباله‌های اتمی در سازندهای عمیق، دفن سیالات و فاضلابهای سمی، طراحی سازه‌های مهندسی همانند سدها و تونل‌ها و دیگر کاربردهایی نظیر ژئودینامیک و زمین شناسی مهندسی مورد استفاده قرار می‌گیرد.

با توجه به کاربرد روزافزون شکست هیدرولیکی در بهره‌برداری از انرژی زمین گرمایی و ازدیاد برداشت منابع هیدروکربنی، عمق و مقیاس این عملیات گسترش یافته که منجر به ایجاد الزامات و چالش های خاصی شده است. از مهمترین این چالش‌ها، ایجاد زلزله‌های ناشی از تحریک گسل‌های منطقه انجام عملیات است. بزرگی این زلزله‌ها در نواحی مختلف بعضا منجر به ایجاد سوالات اساسی و حتی توقف عملیات شده است [۱].

این گستردگی کاربرد در کنار هزینه بالای اجرای این روش، منجر به انجام طیف وسیعی از مطالعات به منظور شناخت، بررسی و ارزیابی پارامترهای تاثیرگذار بر فرآیند شکست و در نهایت ارائه الگوی اجرایی فرآیند بهینه، قابل کنترل در گستره مورد نیاز و طراحی شده و با لحاظ کلی ملاحظات فنی، اقتصادی و محیط زیستی شده است. در این مطالعه با دسته‌بندی پارامترهای موثر بر فرایند شکست هیدرولیکی، پارامترهای مختلف تزریق سیال و اثر آنها بررسی و با ارزیابی نتایج مطالعات، اثر تغییر الگو و روند تزریق خصوصا تزریق تناوبی مورد مطالعه قرار گرفته است.

۲- پارامترهای موثر بر فرایند شکست هیدرولیکی

به دلیل کاربرد موثر، مطالعات مختلفی به منظور تعیین پارامترهای موثر بر روند شکست هیدرولیکی صورت گرفته است. در نتیجه این مطالعات پارامترهای موثر بر روند شکست هیدرولیکی را می‌توان به ۵ دسته کلی با زیرمجموعه‌های زیر تقسیم بندی نمود:

۱. خصوصیات و پارامترهای فیزیکی و مکانیکی سنگ (دانه‌بندی سنگ، تخلخل، مدول الاستیسیته، چسبندگی، زاویه اصطکاک داخلی و ...)،

۲. پارامترهای مرتبط با شاخص‌های مکانیک شکست غیر خطی (ناحیه پلاستیک غیر خطی در نوک ترک، انبساط سنگ)،

۳. پارامترهای موثر توده سنگ (ناپیوستگی‌های بزرگ، ناهمسانگردی توده سنگ، نفوذپذیری و ناحیه‌های خردشده و چسبنده)،

۴. پارامترهای مرتبط با تنش (تنش جانبی دربرگیرنده زمین، فشار آب منفذی موثر) و

۵. پارامترهای مرتبط با سیال تزریق شده (نوع سیال، گرانروی، هندسه مقطع تزریق، الگوی و روند تزریق سیال).

شکست هیدرولیکی به دلیل تاثیر توامان پارامترهای موثر، فرایند بسیار پیچیده و دارای جنبه‌های مختلف است. به همین دلیل تاثیر تغییرات کم هر پارامتر باعث تاثیر بر دیگر پارامترهای موثر و در نهایت تجمیع تغییرات باعث تاثیر بر کل فرایند و شکست ایجاد شده می‌شود. از نتایج مطالعات و بررسی‌های صورت گرفته در این خصوص موارد زیر را می‌توان ذکر نمود [۱]:

- در تنشهای بالا، شکستگی‌های دارای طول کوتاه و به صورت ترکیبی و پر پیچ و خم ایجاد می‌شود. در حالی که در تنش جانبی کم، شکست ایجاد شده صفحه‌ای و بزرگتر ایجاد می‌گردد.

• گرانروی و نوع سیال بر شکست بسیار تأثیرگذار است. سیال با گرانروی بالا، فشار شکست بالاتر و شکستگی دارای انشعابات بیشتر ایجاد می‌کند.
• حالت عمومی شکست در شکست هیدرولیکی، در حالت برشی مشاهده شده است.
• فشار اولیه شکست، با افزایش تنش انحرافی، افزایش می‌یابد.
• کاهش مدول الاستیسیته، منجر به افزایش تغییر شکل‌پذیری و گسترش ناحیه شکست می‌شود.
• افزایش در مقدار چسبندگی و زاویه اصطکاک داخلی منجر به افزایش فشار شکست می‌شود.
• تأثیر نواحی گسلش و ناپیوستگی‌های بزرگ بر روی فرایند شکست هیدرولیکی بسیار زیاد بوده و در بعضی موارد منجر به توقف رشد ترک یا جهت دهی به مسیر رشد ترک می‌شود.
• ناحیه پلاستیک ایجاد شده در نوک شکست انتشار یافته، باعث ایجاد یک سپر موثر و مقاوم در برابر رشد ترک می‌شود. مقدار نیروی بسیار بالا جهت انتشار شکست پلاستیک، منجر به ایجاد بازشدگی ترک خواهد گردید. در نتیجه اتساع زیاد سنگ باعث توسعه ناحیه پلاستیک و در نتیجه مقاومت بالاتر ترک در برابر رشد می‌شود. افزایش تنش برجا موجب افزایش ناحیه با رفتار پلاستیک خواهد شد که این نکته بسیار از پارامترهای مقاومت سنگ، مدول الاستیسیته، گرانروی سیال تحت تاثیر می‌باشد.

۲-۱ پارامترهای مرتبط با عملیات تزریق سیال

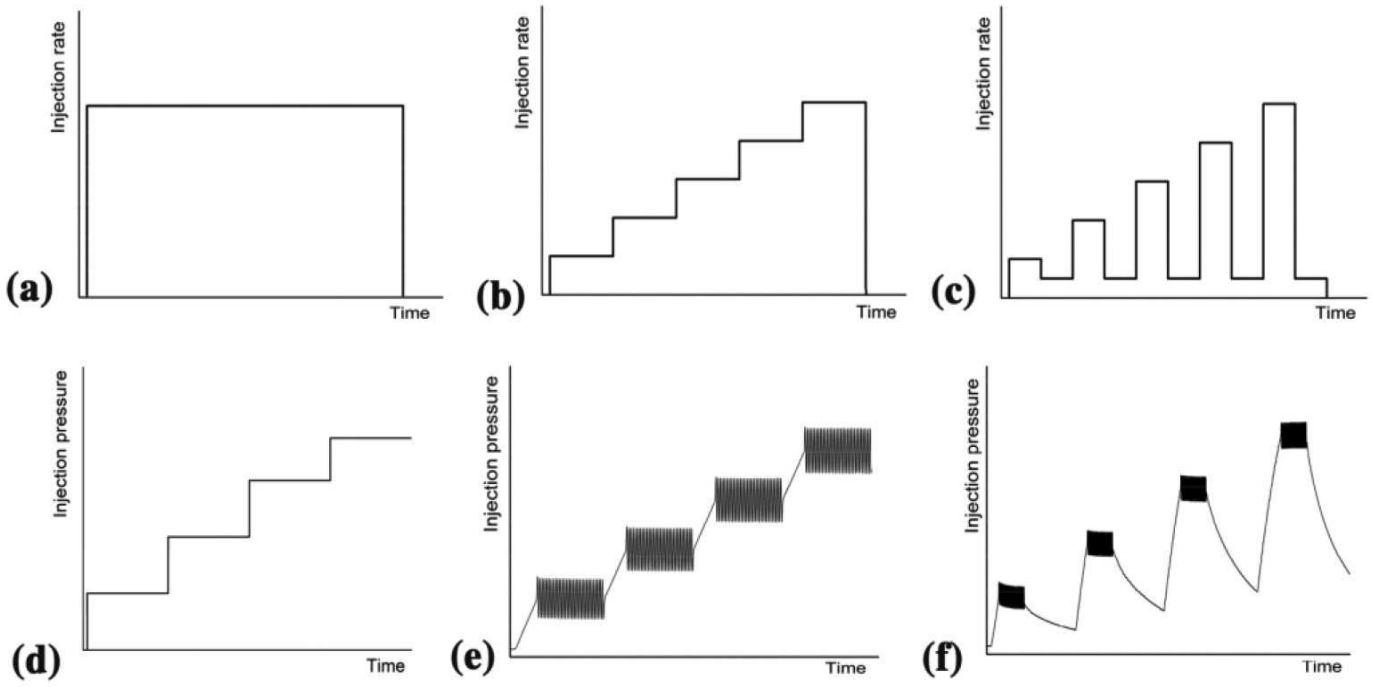
از میان پارامترهای تاثیرگذار بر عملیات شکست هیدرولیکی، تنها پارامترهای مرتبط با فرایند تزریق در اختیار و قابل کنترل است. پارامترهای دیگر اعم از: پارامترهای سنگ، توده سنگ و همچنین تنش جز پارامترهای محیطی بوده و به عبارتی سازند محل عملیات تعیین کننده این پارامترها خواهد بود. بنابراین بررسی و ارزیابی پارامترهای عملیات تزریق دارای اهمیت بالایی است. از جمله مهمترین پارامترها عملیات تزریق که بر نتایج شکست اثرگذاراند عبارتند از:
• الگو و روند تزریق
• نوع سیال
• گرانروی و لزجت سیال
• دما و فشار عملیاتی
• شکل و سطح مقطع تزریق و
• توان عملیاتی و قابلیت پمپ‌ها و اتصالات

از بین پارامترها موثر اشاره شده، الگو و روند تزریق می‌تواند بسیار بر نتایج شکست هیدرولیکی موثر باشد. در روش‌های شکست هیدرولیکی مرسوم[1]، سیال به صورت یکنواخت (افزایش فشار یا نرخ تزریق) در گمانه حفاری شده تزریق و منجر به ایجاد شکست در توده سنگ می‌شود. چالش‌ها و مشکلات متعددی اعم از: فشار شکست[2] بالا، ناتوانی در ایجاد شبکه‌های شکستگی موثر و ایجاد لرزه‌های القایی به ویژه در اعماق و مقیاس عملیاتی بالا، در روش‌های مرسوم شکست هیدرولیکی گزارش شده است[۱].

در نتیجه این محدودیت‌ها و افزایش مقیاس و حجم عملیات، الگوهای دیگر تزریق مورد مطالعه و استفاده قرار گرفته است.

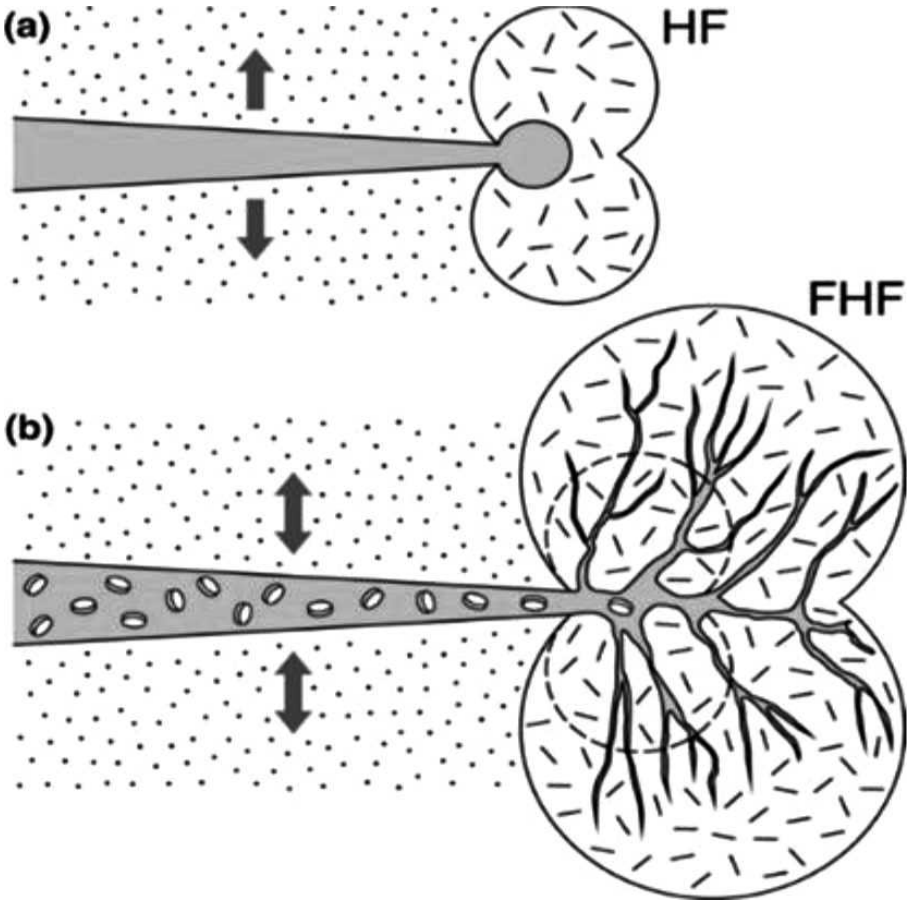
۳- انواع الگوهای تزریق

همانگونه که پیشتر اشاره شد، یکی از مشکلات اصلی ایجاد شده در نتیجه انجام شکست هیدرولیکی بزرگ مقیاس، ایجاد تحریک گسل‌های موجود و زلزله‌های ایجاد شده (در برخی موارد با بزرگای نزدیک به ۵ ریشتر) در سطح زمین است. این نکته در برخی مناطق دارای اهمیت ویژه‌ای بوده و حتی منجر به توقف عملیات شکست هیدرولیکی شده است.
نتایج برخی از مطالعات آزمایشگاهی نشان داد با تغییر در پروتکل و روند تزریق سیال می‌توان فشار شکست را کاهش و کنترل بیشتری بر گستره شکستگی‌ها ایجاد نمود. مهمترین الگوهای تزریق توسعه داده شده بصورت کلی روش‌های تزریق پیوسته، پله‌ای، تناوبی را می توان نام برد.
مطالعه ژوانگ و همکاران (۲۰۲۰) توسط لی و همکاران (۲۰۲۲) مورد تحلیل قرار گرفت و شش الگو تزریق سیکلی سیال ارائه شد[۲]. الگوهای مورد استفاده شامل موارد ذیل است که در شکل ۱ نمای شماتیک این الگوها نشان داده شده است. شایان ذکر است، در این روش‌ها، میزان حجم و فشار تزریق کنترل شده است.
• تزریق پیوسته با سرعت ثابت (a)
• تزریق پله‌های با افزایش نرخ تزریق هر مرحله (b)
• تزریق پیشرونده تناوبی (c)

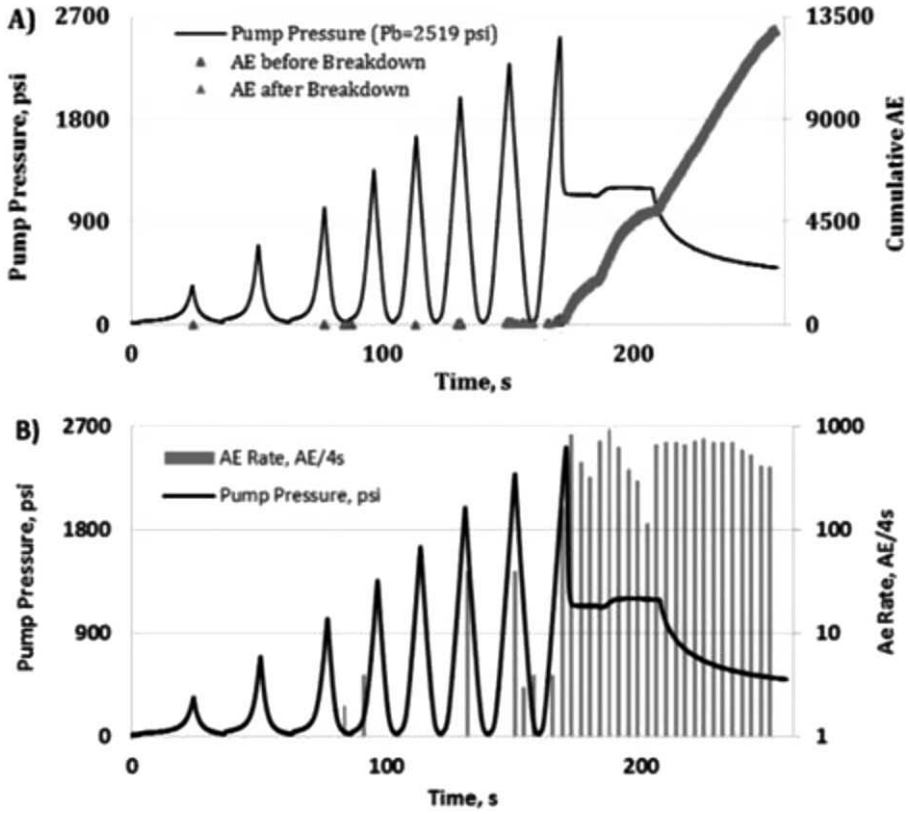


شکل (۱): انواع روشهای تزریق سیال [۲].

1.gnirutcarF ciluardyH lanoitnevnoC
2. Breaking Pressure



شکل (۲): مقایسه ناحیه شکستگی ایجاد شده در حالت (a)تزریق تناوبی سیال ،(b) (FHF)با روند تزریق پیوسته (HF) [۳].



شکل (۳): نحوه اعمال بارگذاری و فشار تزریق تناوبی و تعداد رخدادهای تجمعی آوایی متناظر[۵].

- تزریق پل‌های با افزایش فشار هر مرحله (d)
- تزریق تناوبی با فشار پالسی (f)
- تزریق پل‌های از طریق فشار پالسی (e)

۳-۱- پارامترهای موثر بر الگوهای تزریق

مطالعات و بررسی‌های صورت گرفته در خصوص نتایج استفاده از الگوهای جدید در عملیات شکست هیدرولیکی نشان دهنده اثرپذیری نتایج از پارامترهای عملیاتی مختص به این روش‌ها است. از جمله پارامترهای مهم و اثر گذار می‌توان به موارد ذیل اشاره نمود:

- تعداد تناوب یا پله اعمال فشار
- زمان ثابت هر تناوب در بیشترین میزان فشار
- نرخ افزایش رسیدن به سطح پله و تناوب
- نسبت بین زمان ثابت در میزان حداکثر و حداقل
- توان عملیاتی پمپ در ایجاد فشار تناوبی پایدار

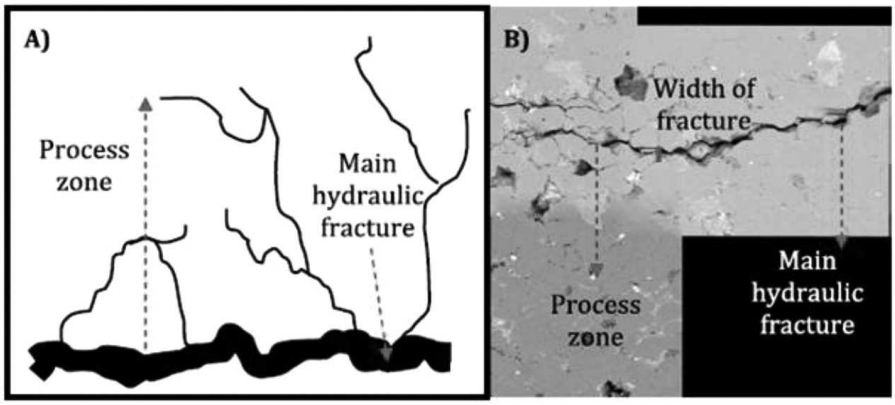
اثر این پارامترها به دلیل اثرگذاری بر روی مکانیزم شکست و همچنین توسعه شکستگی ایجاد شده بسیار بر نتایج شکست و شبکه ایجاد شده موثر است. به دلیل توسعه جدید این الگوهای تزریق، مطالعات در خصوص بهینه‌سازی و درک بهتر فرایند شکست بایستی انجام پذیرد. از بین روش‌های پیشنهادی، الگوی تزریق تناوبی (افزاینده و ثابت) بیشتر مورد مطالعه قرار گرفته است که در ادامه نتایج مهم و نکات اجرایی استفاده از این الگوها اشاره شده است.

۴- مطالعات ارزیابی الگوی تزریق تناوبی

مطالعه و توسعه روش‌های تزریق تناوبی در سالیان اخیر مورد توجه قرار گرفته است. در همین راستا ژانگ[3] و همکاران (۲۰۱۶ و ۲۰۱۸) با انجام یک سری آزمایش‌های شکست هیدرولیکی در یک مرکز مطالعات زیر سطحی در اروپا و در عمق ۴۱۰ متری با بهره‌گیری از یک رفتارنگاری کامل لرزه‌ای، روندهای مختلف تزریق اعم از: نرخ ثابت افزایشی، تناوبی با نرخ افزایش ثابت و تناوبی با نرخ افزاینده را مورد مطالعه قرار داده است. از نتایج نرخ ثابت افزایشی جهت تنش‌سنجی در منطقه و از دو روند دیگر برای مقایسه شبکه شکستگی‌های ایجاد شده و فشار لحظه شکست استفاده شده است[۳], [۴].

نتایج این مطالعه نشان داد که فشار لحظه شکست در تزریق تناوبی کمتر از روش‌های مرسوم تزریق سیال است. در مقایسه با روش مرسوم تزریق سیال در تزریق تناوبی بزرگای رخدادهای لرزه‌ای کمتر است. الگوی شبکه شکستگی‌های ایجاد شده در روش تزریق تناوبی در مقایسه با روش مرسوم متفاوت بوده و بسیار بزرگتر می‌باشد. همچنین میزان نفوذپذیری منطقه نیز در

3. Jung



شکل (۴): توسعه ترک های انشعابی و ناحیه توسعه شکست تحت بارگذاری تزریق تناوبی[۵].

تزریق سیال به صورت تناوبی بیشتر شده است. تحلیل‌های آوایی نیز نشان داد که در مقایسه با روش مرسوم که بیشتر رخدادها در ابتدای شکست رخ داده‌اند در تزریق تناوبی در مراحل بعد از شکست رخ داده که نشان دهنده توسعه شبکه شکستگی‌ها است. در شکل شماتیکی از توسعه ناحیه شکستگی ایجاد شده با تزریق تناوبی در مقایسه با روش مرسوم تزریق نشان داده شده است.

در مطالعه دیگری که توسط پاتل[۴] و همکاران در سال ۲۰۱۷ انجام گرفت نمونه‌های سنگی استوانه‌ای تحت تنش سه محوره با اعمال تزریق تناوبی به صورت افزایش ۱۰ درصدی فشار تزریق در هر مرحله آزمایش انجام گرفت (شکل). نتایج نشان داد فشار شکست در حالت سنگ خشک ۱۶ درصد کاهش یافت هرچند در حالت سنگ اشباع تاثیر قابل توجهی صورت نپذیرفت. تحلیل‌های آوایی نیز نشان داد که در هر دو حالت سنگ خشک و اشباع تعداد رخدادها افزایش قابل توجهی را نشان داد که با توجه به نمونه‌گیری و اسکن سنگ (SEM) مشخص شد که شبکه شکست و ناحیه توسعه ترک بسیار گسترده‌تری ایجاد شده است(شکل). این روش تزریق منجر به افزایش ۳ برابری نفوذپذیری نیز شده است[۵].

در مطالعه ژوانگ و همکاران (۲۰۲۰) شش الگوی پیشنهادی با بهره‌گیری از نتایج مطالعات صورت گرفته و حدود شناسایی شده روش های جدید تزریق تناوبی مورد بررسی و ارزیابی قرار گرفت. نتایج در مقایسه با شکست هیدرولیکی مرسوم مقایسه، فشار شروع و انتشار شکستگی و اثر شکستگی هیدرولیکی تناوبی با منحنی‌های فشار تزریق، مورفولوژی شکستگی هیدرولیکی، تعداد تجمعی انتشار آوایی و فرکانس اوج انتشار آوایی تجزیه و تحلیل و ترکیب شد.

پیرو مطالعات ژوانگ و همکاران، لیو و همکاران (۲۰۲۲) تأثیر زمان‌های سیکل و نرخ‌های تزریق مختلف بر شروع و انتشار شکستگی‌های هیدرولیکی تناوبی در سنگ گرانیت را تحت شرایط سه محوری واقعی را مورد مطالعه قرار دادند[۶].

لی و همکاران (۲۰۲۴) با انجام آزمون‌های آزمایشگاهی تحت تنش سه محوره به مقایسه نتایج تزریق تناوبی و تزریق مرسوم یکنواخت پرداختند. نتایج ارزیابی انتشار آوایی نشان داد که میزان رخدادهای برشی در تزریق تناوبی بیشتر بوده و شبکه شکستی‌ها نیز دارای ابعاد بزرگتری می‌باشد[۷].

۵- نتیجه گیری

توسعه استفاده از روش شکست هیدرولیکی در کاربردهای زمین گرمایی و ازدیاد برداشت منابع هیدرکربوری منجر به بزرگ شدن مقیاس عملیات و در نتیجه ایجاد محدودیت‌ها، چالش‌ها و الزامات خاصی شده است. در نتیجه این مطالعات، پارامترهای موثر بر روند شکست هیدرولیکی را می توان به ۵ دسته کلی زیر تقسیم بندی نمود:

۱. خصوصیات و پارامترهای فیزیکی و مکانیکی سنگ،

۲. پارامترهای مرتبط با شاخص‌های مکانیک شکست غیر خطی،

۳. پارامترهای موثر توده سنگ،

۴. پارامترهای مرتبط با تنش و

۵. پارامترهای مرتبط با سیال تزریق شده

از بین پارامترهای دسته بندی شده در این مقاله، پارامترهای مربوط به عملیات تزریق و خصوصا الگوی تزریق جهت توسعه شبکه شکست و کاهش سطح لرزه‌های ناشی از شکست مدنظر است. از جمله مهمترین پارامترها عملیات تزریق که بر نتایج شکست اثرگذارند عبارتند از: الگو و روند تزریق، نوع سیال، گرانروی و لزجت سیال، دما و فشار عملیاتی، شکل و سطح مقطع تزریق و توان عملیاتی و قابلیت پمپ ها و اتصالات.

توسعه الگوهای تزریق جدید به صورت تناوبی و پله‌ای در این مقاله معرفی و بررسی شد. و نشان داده شد که دارای جنبه های مختلف بوده که نیازمند بررسی های بیشتر است. از جمله پارامترهای موثر بر عملیات تزریق تناوبی عبارتند از: تعداد تناوب یا پله اعمال فشار، زمان ثابت هر تناوب در بیشترین میزان فشار، نرخ افزایش رسیدن به سطح پله و تناوب، نسبت بین زمان ثابت در میزان حداکثر و حداقل، توان عملیاتی پمپ در ایجاد فشار تناوبی پایدار.

نتایج بررسی نشان از کاربرد بسیار مناسب الگوهای تزریق تناوبی در ایجاد شبکه شکست گسترده تر با میزان لرزه کمتر و همچنین ایجاد نفوذ پذیری بیشتر در سازند در مقایسه با الگوهای تزریق پیوسته و مرسوم شده است. نتایج مطالعه نشان دهنده، میزان کاهش فشار شکست در الگوهای تزریق تناوبی ۲۰ درصد کاهش نسبت به روش‌های مرسوم تزریق است که این مهم بسیار بر بکارگیری روش شکست هیدرولیکی در مقیاس بزرگ و نواحی خاص به صورت اقتصادی و کاربردی مهم است.

۶- مراجع

[1] A. Zang and O. Stephansson, "Special Issue 'Hydraulic fracturing in hard rock'", Springer, 2019.

[2] N. Li, H. Xie, J. Hu, and C. Li, "A critical review of the experimental and theoretical research on cyclic hydraulic fracturing for geothermal reservoir stimulation," Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources, vol. 8, pp. 1–19, 2022.

[3] A. Zang et al., "Hydraulic fracture monitoring with an 410 m depth with an advanced fluid-injection protocol and extensive sensor array," Geophysical Journal International, vol. 208, no. 2, pp. 790–813, 2016.

[4] A. Zang, G. Zimmermann, H. Hofmann, O. Stephansson, K.-B. Min, and K. Y. Kim, "How to reduce fluid-injection-induced seismicity," Rock Mechanics and Rock Engineering, pp. 1–19, 2018.

[5] S. M. Patel, C. H. Sondergeld, and C. S. Rai, "Laboratory studies of hydraulic fracturing by cyclic injection," International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, vol. 95, pp. 8–15, 2017.

[6] Y. Liu et al., "A laboratory study on fracture initiation and propagation of granite under cyclic-injection hydraulic fracturing," J Pet Sci Eng, vol. 212, p. 110278, 2022.

[7] C. Li, B. Liu, H. Xie, J. Hu, and X. Long, "Comparative and modeling study of the difference in failure mechanisms of cyclic and monotonic pneumatic fracturing of granite," Geothermics, vol. 119, p. 102935, 2024.

4. Patel

تحلیل حساسیت فرآیند تصفیه گاز با آمین به دلیل تشکیل رسوب و انسداد در مبدل حرارتی

مجید عباسی، کارشناسی ارشد مهندسی شیمی، دانشکده مهندسی نفت، گاز و پتروشیمی، دانشگاه خلیج فارس، بوشهر
احمد آذری، دانشیار مهندسی شیمی، دانشکده مهندسی نفت، گاز و پتروشیمی، دانشگاه خلیج فارس، بوشهر
محمد هادی صفایی، کارشناس ارشد مهندسی مکانیک، شرکت پالایش گاز فجر جم
عیسی حیدری، کارشناس ارشد مهندسی فرایند، شرکت پالایش گاز فجر جم
حسین افشاریان، کارشناس ارشد مهندسی فرایند، شرکت پالایش گاز فجر جم

چکیده

مبدل‌های حرارتی در فرآیندهای تصفیه گاز آمین نقش حیاتی در بهینه‌سازی مصرف انرژی و کاهش هزینه‌ها دارند. این تحقیق به بررسی اثرات رسوب و انسداد (تا ۲۵ درصد) در مبدل‌های حرارتی پوسته و لوله شرکت پالایش گاز فجر جم پرداخته است و از نرم‌افزارهای Aspen HYSYS و HTRI برای تحلیل این پدیده‌ها استفاده کرده است. نتایج نشان می‌دهد که افزایش رسوب و انسداد در تیوب‌های مبدل حرارتی، دمای آمین غنی خروجی از تیوب‌ها را از ۱۰۸/۳۹ درجه‌سلسیوس به ۹۷/۵۹ درجه سلسیوس کاهش می‌دهد. این کاهش دما باعث افزایش ۱۵ درصدی بار حرارتی ریبویلر از 107×477/2 به 107×857/2 کیلوکالری در ساعت و کاهش ۱۶ درصدی بار حرارتی کندانسور از 107×680/1 به 107×410/1 کیلوکالری در ساعت می‌شود. علاوه بر این، مصرف آمین‌های DEA و MDEA نیز افزایش می‌یابد. این نتایج نشان‌دهنده تأثیرات منفی پلاگ شدن و رسوب‌گذاری بر عملکرد سیستم و انتقال حرارت در مبدل‌های حرارتی است. به‌ویژه در ظرفیت‌های بالاتر، رسوب و انسداد منجر به کاهش کارایی مبدل‌ها و افزایش مصرف انرژی می‌شوند. از این رو، اهمیت توجه به طراحی و نگهداری مبدل‌ها در فرآیندهای تصفیه گاز آمین بیشتر از پیش نمایان می‌شود، چرا که بهینه‌سازی این سیستم‌ها می‌تواند به کاهش هزینه‌ها و بهبود کارایی انرژی کمک شایانی نماید.

مقدمه

شیرین‌سازی گاز طبیعی یکی از فرآیندهای کلیدی در صنعت نفت و گاز است که هدف آن حذف گازهای اسیدی مانند H_2S و CO_2 برای ارتقای کیفیت گاز و جلوگیری از خوردگی تجهیزات می‌باشد. روش‌های متعددی برای این فرآیند وجود دارد که یکی از رایج‌ترین آن‌ها استفاده از آمین‌ها به عنوان جاذب شیمیایی است. آمین‌هایی نظیرDEA، MEA و MDEA به دلیل خصوصیات منحصربه‌فرد خود، در مقیاس وسیعی به کار گرفته می‌شوند. هر یک از این حلال‌ها مزایا و محدودیت‌هایی دارند که بر انتخاب آن‌ها در طراحی و بهره‌برداری از واحدهای شیرین‌سازی گاز تأثیرگذار است.

مطالعات اخیر به‌طور گسترده بر روی بهینه‌سازی عملکرد فرآیندهای شیرین‌سازی گاز با استفاده از شبیه‌سازی و روش‌های نوآورانه متمرکز شده‌اند. به‌عنوان مثال، مفتاح عمر و همکاران (۲۰۱۷) تأثیر دما و تشکیل میعان بخارات غنی از CO_2 در برج‌های احیاء را تحلیل کردند و پیشنهاد دادند که کنترل دقیق دما می‌تواند خوردگی را کاهش دهد. چین‌لاو و همکاران (۲۰۱۸) نشان دادند که ترکیب MEA و MDEA به جای استفاده از MEA به تنهایی، می‌تواند هزینه‌های عملیاتی را به‌طور قابل‌توجهی کاهش دهد..در پژوهشی دیگر، خیری‌نیک و همکاران (۲۰۱۸) دریافتند که غلظت DEA و MDEA تأثیر چشمگیری بر مصرف بخار و انرژی در فرآیند شیرین‌سازی دارد، و این موضوع نیازمند تحقیقات بیشتر در طراحی بهینه سیستم است.

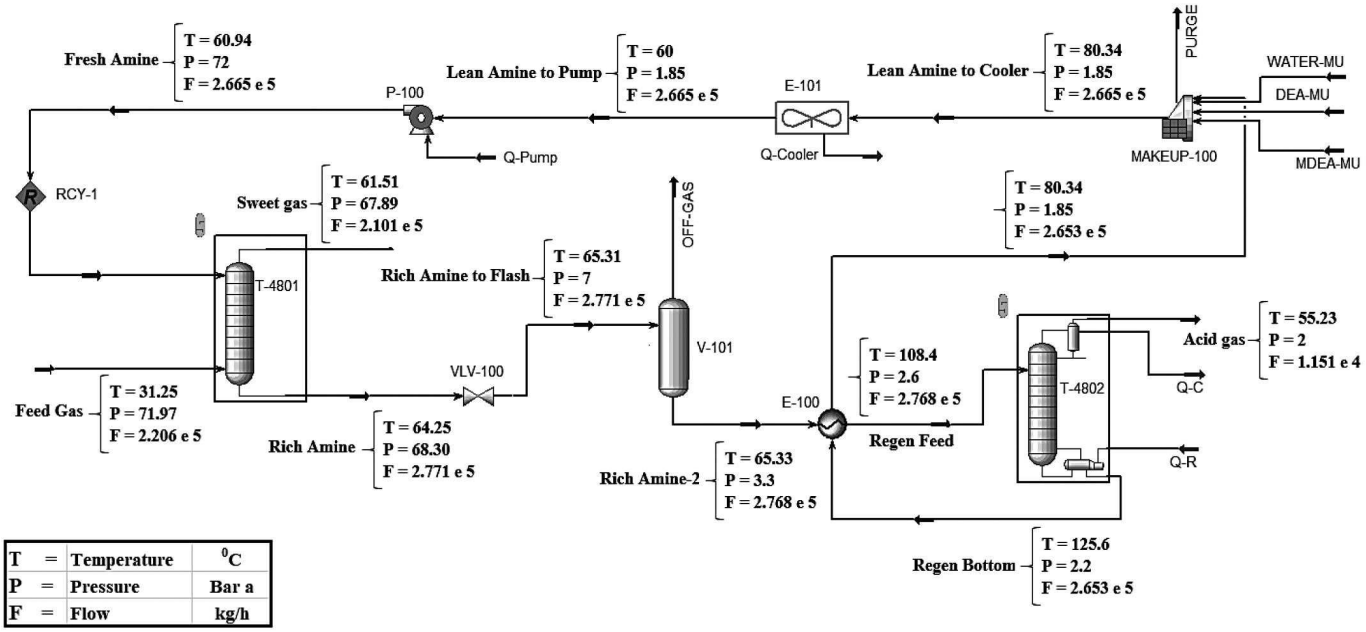
در تحقیق قربانی و همکاران (۲۰۱۹)، شکاف‌های مهمی در درک تأثیر غلظت آمین و خوردگی در برج‌های احیاء بررسی شده است که بر اهمیت استفاده از حلال‌های پایدارتر و کاهش اثرات زیست‌محیطی تأکید می‌کند. احمدی و همکاران (۲۰۲۲) با بهره‌گیری از روش‌های انتگراسیون حرارتی، به کاهش ۸۸ تا ۹۰ درصدی مصرف انرژی در فرآیندهای شیرین‌سازی دست یافتند، که این امر حاکی از اهمیت روش‌های نوین مهندسی انرژی در بهبود عملکرد سیستم است.

تحقیق مهاجری و همکاران (۲۰۲۴) نشان داد که استفاده از شبکه‌های

جدول ۱: ویژگی‌های جریان گاز ترش ورودی به برج جذب

Component	Value (Kg-mole/h)
N_2	1072.0875
CO_2	386.0875
H_2S	3.25833
C_1	17892.488
C_2	869.5667
C_3	266.5292
I-C_4	57.3875
n-C_4	80.05416
I-C_5	37.3083
n-C_5	25.7542
n-C_6	52.5000
C_7^+	54.9625
M-MERCAPTANE	0.670833
E-MERCAPTANE	0.670833
Np MERCAPTANE	0.670833
H_2O	61.0750
Pressure	71.97 bar
Temperature	31.25 °C
Flow	2.206e5

شکل ۱: نمای شماتیک واحد فرآیند تصفیه گاز با استفاده از احیاء آمین



T	=	Temperature	^{0}C
P	=	Pressure	Bar a
F	=	Flow	kg/h

عصبی برای کنترل فرآیند می‌تواند مصرف انرژی را تا ۱۷درصد کاهش دهد. همچنین، شوجین سان و همکاران (۲۰۲۴) با بررسی فرآیندهای فشرده‌سازی بخار بدون گازهای اسیدی، کاهش ۲۰درصدی در هزینه‌ها و مصرف انرژی را گزارش کردند. این دستاوردها اهمیت انتخاب دقیق نوع آمین، بهینه‌سازی شرایط عملیاتی و استفاده از ابزارهای شبیه‌سازی پیشرفته را آشکار می‌سازند.

با وجود این پیشرفت‌ها، چالش‌هایی نظیر خوردگی، تشکیل رسوبات و مصرف انرژی بالا همچنان پابرجا هستند. این مقاله با هدف بررسی تأثیر رسوب‌گذاری در مبدل‌های حرارتی و ارائه رویکردی جامع برای شبیه‌سازی و تحلیل فرآیندهای شیرین‌سازی گاز با استفاده از نرم‌افزارهای HTRI و Aspen HYSYS تدوین شده است. نوآوری این پژوهش در ترکیب مدل‌سازی دقیق پلاگینگ و بررسی عملکرد بلندمدت مبدل‌های پوسته و لوله نهفته است.

جدول ۲ : مشخصات برج های جذب و احیا

Parameter	Absorption Tower	Regeneration Tower
Start Stage	1	1
End Stage	32	22
Column Type	Valve Tray	Valve Tray
Column Diameter (m)	3.7	3.34
Tray Spacing (cm)	61	61
Number of Patch	Odd Tray = 3 Paired Tray = 2	2
Tray weir Height (mm)	76	66
Tower Height (m)	25.47	21.6
Design Pressure (bar)	89	3
Design Temperature (°C)	122	150

شرح و شبیه سازی فرایند شیرین سازی گاز ترش

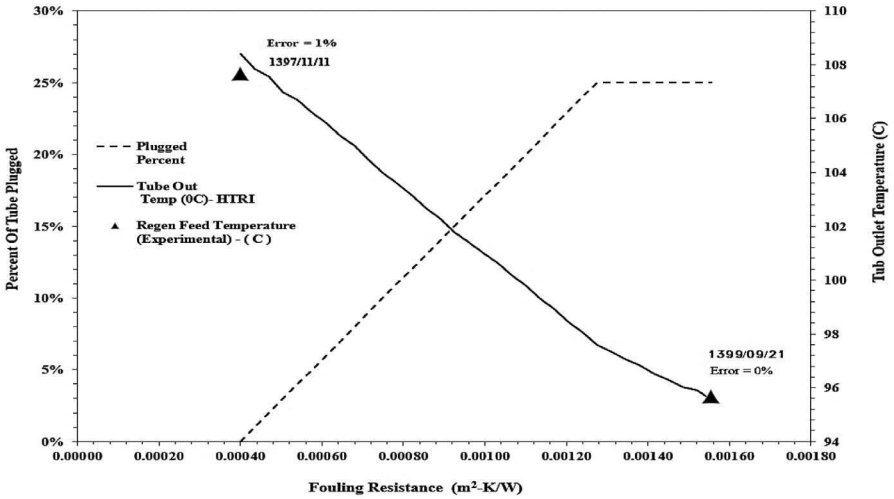
در فرآیند شیرین‌سازی گاز طبیعی، جداسازی گازهای اسیدی نظیر دی‌اکسیدکربن (CO_2) و هیدروژن سولفید (H_2S) از اهمیت بالایی برخوردار است. این فرآیند به‌صورت متداول با استفاده از محلول‌های آمینی نظیر متیل‌دی‌اتانول‌آمین (MDEA) و دی‌اتانول‌آمین (DEA) در برج‌های جذب و احیا انجام می‌پذیرد. مکانیزم اصلی شامل انتقال جرم میان فاز گاز و مایع و واکنش شیمیایی میان گازهای اسیدی و محلول آمینی است.

در واحد مورد مطالعه، گاز ترش ورودی پس از عبور از جداکننده‌های سه‌فازی و واحدهای تفکیک‌گر برای حذف آب و هیدروکربن‌های مایع، به برج جذب هدایت می‌شود. گاز ورودی به برج جذب با دمای ۲۹-۳۲ درجه سانتی‌گراد و فشار ۷۰-۷۵ بار، از پایین برج وارد شده و در تماس با محلول آمین، گازهای اسیدی را جذب می‌کند. محلول آمین غنی‌شده با دمای ۶۵-۵۰ درجه سانتی‌گراد از پایین برج خارج و پس از افزایش دما در مبدل حرارتی، به برج احیا هدایت می‌شود. در این برج، جداسازی گازهای اسیدی از محلول آمین در دمای ۱۰۰-۱۲۶ درجه سانتی‌گراد و فشار ۲-۳ بار صورت می‌گیرد و محلول بازیابی‌شده برای استفاده مجدد به برج جذب بازگردانده می‌شود. مشخصات جریان‌های فرآیندی و پارامترهای طراحی برج‌های جذب و احیا در جداول ۱ و ۲ ارائه شده است.

برای بررسی دقیق عملکرد فرآیند، شبیه‌سازی آن با استفاده از نرم‌افزار ASPEN HYSYS انجام شده است. در این شبیه‌سازی، از مدل ترمودینامیکی acid gas chemical solvent بهره گرفته شده است که قابلیت پیش‌بینی رفتار غیرایده‌آل گازها و تعادل دو فاز بخار-مایع را دارد. معادله حالت Peng-Robinson برای مدل‌سازی رفتار ترمودینامیکی گازهای اسیدی و واکنش آن‌ها با محلول آمین به‌کار رفته است.

برای شبیه‌سازی برج جذب، مدل‌های انتقال جرم به‌همراه روابط تعادلی و سینتیک واکنش‌های شیمیایی میان گازهای اسیدی و محلول آمین استفاده شده است. طراحی برج شامل ۳۲ سینی

شکل ۲: نتایج شبیه‌سازی و تجربی در شرایط افزایش همزمان پلاگ شدن تیوب‌ها و مقاومت رسوب‌گذاری



دریچه‌ای با فاصله ۶۱ سانتی‌متر است که امکان انتقال جرم مؤثر بین دو فاز را فراهم می‌کند. شبیه‌سازی تحت شرایط مختلف عملیاتی نظیر تغییر دما، فشار و ترکیب گاز ورودی انجام شده تا کارایی فرایند و نقاط بهینه عملیاتی تعیین شود.

نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که طراحی فعلی با استفاده از پارامترهای ارائه‌شده در جداول، حداکثر کارایی جذب و احیا را ارائه می‌دهد. این اطلاعات می‌توانند برای بهینه‌سازی عملیاتی و کاهش هزینه‌ها به‌کار گرفته شوند. نمای شماتیک فرآیند در شکل ۱ نمایش داده شده است.

اعتبار سنجی نتایج

در این مطالعه، عملکرد مبدل حرارتی Lean/Rich در شرایط عملیاتی و شبیه‌سازی‌شده با استفاده از نرم‌افزار HYSYS V۱۴ مورد بررسی قرار گرفت. این ارزیابی شامل مقایسه دماهای ورودی و خروجی در سمت پوسته و لوله مبدل و همچنین بار حرارتی ریبویلر در حالت تمیز مبدل است.

در ابتدا، دماهای خروجی و بار حرارتی ریبویلر در شرایط مختلف مورد بررسی و ارزیابی قرار گرفت. سپس، شبیه‌سازی‌های انجام‌شده با نرم‌افزار HYSYS تحلیل شدند و نتایج حاصل از این شبیه‌سازی‌ها با داده‌های تجربی موجود مقایسه گردید. جدول شماره ۳ نتایج اعتبارسنجی را نشان می‌دهد که تطابق خوبی میان دماهای ورودی و خروجی و بار حرارتی ریبویلر در حالت تمیز مبدل، با داده‌های تجربی به‌دست‌آمده از آزمایشات عملی مشاهده می‌شود. این نتایج نشان‌دهنده دقت بالای شبیه‌سازی و مدل نرم‌افزاری در بازسازی شرایط واقعی سیستم است.

تجزیه و تحلیل نتایج

در این بخش از تحقیق، تأثیر هم‌زمان پلاگ شدن تیوب‌ها و افزایش مقاومت رسوب در عملکرد سیستم مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشان داد که ترکیب این دو عامل تأثیر زیادی بر کاهش دماهای خروجی و کارایی سیستم دارد. به‌طور خاص، افزایش مقاومت رسوب تا مقدار $m^2 \cdot k/w$ 00128/0 و پلاگ شدن تیوب‌ها تا ۲۵ درصد باعث کاهش قابل‌توجه دمای خروجی و کاهش کارایی انتقال حرارت می‌شود.

شکل ۲ نتایج شبیه‌سازی و تجربی را در شرایطی که پلاگ شدن تیوب‌ها و مقاومت رسوب هم‌زمان افزایش یافته‌اند، نشان می‌دهد. تحلیل حساسیت این تحقیق نشان داد که افزایش پلاگ شدن تیوب‌ها از ۰ به ۲۵ درصد و افزایش مقاومت رسوب از $m^2 \cdot k/w$ 0004/0 به $m^2 \cdot k/w$ 00128/0 موجب کاهش ۱۰ درصدی دمای خروجی از قسمت Tube Side و افزایش ۱۲ درصدی دمای خروجی از Shell Side می‌شود. این تغییرات تأثیرات قابل‌توجهی بر سایر پارامترهای فرآیندی نیز گذاشته است.

با افزایش رسوب‌گذاری در مبدل حرارتی آمین-آمین، دمای خوراک ورودی به برج دفع از ۱۰۸/۳۹ درجه سانتیگراد به ۹۷/۵۹ درجه سانتی‌گراد کاهش یافت. این کاهش دما موجب افزایش بار حرارتی ریبویلر و مصرف آمین‌های DEA و MDEA گردید. در ادامه، نتایج مقایسه‌ای بین حالت Clean مبدل حرارتی آمین-آمین و مبدل حرارتی صفحه‌ای در دو دبی مختلف (Case ۱: 260 m^3/h) و (Case ۲: 360 m^3/h) در جدول ۴ و شکل ۳ ارائه شده است.

شکل ۴ تأثیرات پلاگ شدن تیوب‌ها و مقاومت رسوب را بر بار حرارتی ریبویلر و کندانسور نشان می‌دهد. مطابق با این نتایج، افزایش درصد پلاگ شدن تیوب‌ها و مقاومت رسوب باعث کاهش دمای خروجی از Tube Side، افزایش ۱۵ درصدی بار حرارتی ریبویلر (از 477/2 ×107 به 857/2 ×107 کیلوکالری در ساعت) و کاهش ۱۶ درصدی بار حرارتی کندانسور (از 680/1×107 به 410/1×107 کیلوکالری در ساعت) شد. این تغییرات

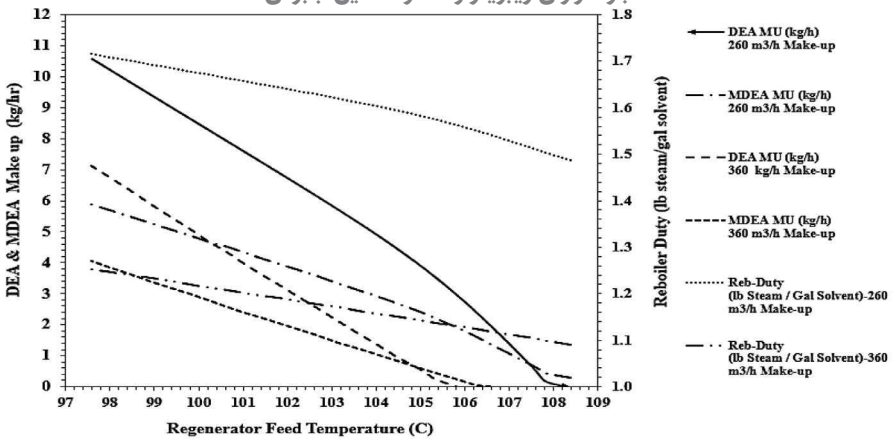
جدول ۳: مقایسه نتایج شبیه‌سازی و تجربی برای مبدل حرارتی در شرایط تمیز

Parameter Validation	Operational Data Date: 1397/11/11	Simulation Result	Error %
Tube Side Inlet Temperature (°C)	69	65.33	-5.32%
Tube Side outlet Temperature (°C)	107.67	108.4	0.68%
Shell Side Inlet Temperature (°C)	119.75	125.6	4.89%
Shell Side outlet Temperature (°C)	78.83	80.34	1.92%
Reboiler Duty (kcal/hr.)	2.882×10^7	2.858×10^7	-0.83%

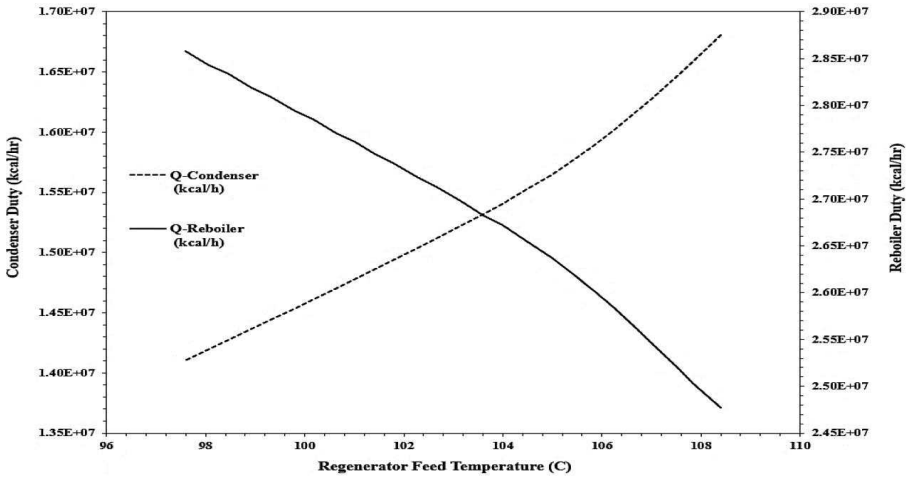
جدول ۴: مقایسه نتایج افزایش مصرف Reboiler Duty و آمین make-up ناشی از کاهش دمای خوراک برج دفع

Amine Circulation Rate (m3/h)	Heat Exchanger Condition	Regenerator Feed Temp From Shell and Tube HX.	DEA Make-up (kg/h)	MDEA Make-up (kg/h)	Reb-Duty (lb Steam / Gal Solvent)	Percentage of changes
260	Clean	108.39 °C	0.0000	0.2993	1.4871	15.3522%
	Dirty	97.59 °C	10.5989	5.8911	1.7154	
360	Clean	108.39 °C	0.0000	0.0000	1.0908	14.8828%
	Dirty	97.59 °C	7.1186	4.0458	1.2532	

شکل ۳: تأثیر افزایش همزمان پلاگ شدن تیوب‌های مبدل حرارتی و مقاومت تشکیل رسوب بر بار حرارتی ریبویلر و مصرف آمین جبرانی



شکل ۴: تأثیر کاهش دمای خوراک برج احیاء ناشی از افزایش همزمان درصد پلاگ شدن تیوب‌های مبدل حرارتی و مقاومت تشکیل رسوب بر بار حرارتی ریبویلر و کندانسور



تأثیرات قابل‌توجه پلاگ شدن و رسوب‌گذاری بر عملکرد سیستم و انتقال حرارت در مبدل‌های حرارتی را نشان می‌دهد.

نتیجه‌گیری

در این تحقیق، تأثیر پلاگ شدن تیوب‌ها و تشکیل رسوب در مبدل‌های حرارتی فرآیند تصفیه گاز آمین مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشان داد که افزایش پلاگ شدن تیوب‌ها به میزان ۲۵ درصد و افزایش مقاومت رسوب به مقدار 00128/0 $m^2 \cdot k/w$ تأثیرات منفی قابل توجهی بر عملکرد سیستم و انتقال حرارت در مبدل‌های حرارتی دارد. به‌ویژه، دمای آمین غنی خروجی از تیوب‌ها از ۱۰۸/۳۹ درجه سلسیوس به ۹۷/۵۹ درجه سلسیوس کاهش یافته که این امر باعث کاهش کارایی انتقال حرارت و افزایش مصرف انرژی می‌شود. این تغییرات نمایانگر کاهش کارایی فرآیند، کاهش ضریب انتقال حرارت و افزایش مصرف انرژی است. علاوه بر این، کاهش دما در خوراک ورودی به برج احیاء، منجر به افزایش مصرف آمین می‌شود. در ظرفیت بارگذاری آمین ۲۶۰ مترمکعب در ساعت، مصرف آمین جبرانی DEA از ۰ به ۱۰/۶ کیلوگرم بر ساعت و مصرف آمین جبرانی MDEA از ۰/۳ به ۵/۹ کیلوگرم بر ساعت افزایش یافته و بار حرارتی ریبویلر از ۱/۴۸۷ به ۱/۷۱۵ پوند بخار کم فشار به ازای هر گالن حلال آمین تغییر می‌کند. در ظرفیت بارگذاری آمین ۳۶۰ مترمکعب در ساعت نیز مصرف آمین جبرانی DEA از ۰ به ۷/۱۲ کیلوگرم بر ساعت و مصرف آمین جبرانی MDEA به ۴ کیلوگرم بر ساعت افزایش می‌یابد، که معادل با افزایش بار حرارتی ریبویلر از ۱/۱ تا ۱/۲۵ پوند بخار کم فشار به ازای هر گالن حلال آمین می‌باشد.

این افزایش مصرف آمین نشان‌دهنده هزینه‌های عملیاتی بالاتر و کاهش کارایی سیستم می‌باشد. نتایج این تحقیق بر اهمیت طراحی و نگهداری بهینه مبدل‌های حرارتی در فرآیندهای شیرین‌سازی گاز تأکید دارد. بهینه‌سازی این سیستم‌ها می‌تواند منجر به کاهش هزینه‌های انرژی و مصرف آمین و در نتیجه بهبود کارایی فرآیند و کاهش هزینه‌های عملیاتی شود. همچنین، شبیه‌سازی‌های پیشرفته و تحلیل‌های حساسیت می‌توانند به شناسایی نقاط بحرانی و بهبود عملکرد سیستم‌های تصفیه گاز، به‌ویژه در شرایط عملیاتی با ظرفیت‌های بالاتر، کمک کنند.

تقدیر و قدردانی

از واحد پژوهش و توسعه شرکت پالایش گاز فجر جم به دلیل حمایت همکاری در جهت گرداوری داده‌های موردنیاز اجرای پروژه تقدیر و قدردانی می‌گردد.

منابع

[1]. OMAR, Najib Meftah. Simulation and Optimization of Gas Sweetening Process at Mellitah Gas Plant Using Different Blends of Amines. University Bulletin, 2017

[2]. Law, L.C., Yusoff Azudin, N. & Abd. Shukor, S.R. Optimization and economic analysis of amine-based acid gas capture unit using monoethanolamide/methyl di ethanolamine. Clean Techno Environ Policy 20, 451–461 (2018). https://doi.org/10.1007/s10098-017-1430-1

[3]. Kheirinik, M., Rahmanian, N., Farsi, M., & Garmsiri, M. (2018). Revamping of an acid gas absorption unit: An industrial case study. Journal of Natural Gas Science and Engineering

[۴]. قربانی; جعفری. بررسی خوردگی در برج احیا آمین پالایشگاه دوم پارس جنوبی با استفاده از شبیه ساز فرآیندی در واحد شیرین سازی گاز و کاهش نرخ خوردگی به کمک کنترل متغیرهای فرآیندی. فصلنامه علمی-پژوهشی مواد نوین۲۰۱۹, ۱۰/۳۷: ۹۱-۱۰۴.

[5]. AHMADI, Samira, et al. Comparison of Vapor Recompression and Bottom Flashing Methods in Energy Optimization of Natural Gas Sweetening Process. Journal of Gas Technology. JGT, 2022, 7.2.

[6]. Sun, Xiujun, and Lizhi Yuan. "Energy, exergy, economic, and environmental analysis of natural gas sweetening process using lean vapor compression: a comparison study." Chemical Product and Process Modeling 19, no. 3 (2024): 329-348

[7]. Mohajeri, Mahdi, Mehdi Panahi, and Akbar Shahsavand. "Optimal operation of a natural gas sweetening plant." Computers & Chemical Engineering 184 (2024): 108631.

Figure 8. The stability of GO membrane before (left) and after (right) using PDA in aqueous conditions for 30 days.

GO membranes exhibit superior performance and stability, paving the way for further advancements in membrane technology aimed at achieving high efficiency and durability in real-world conditions. The obtained results demonstrate that the use of polydopamine (PDA) significantly enhances the performance and stability of graphene oxide (GO) membranes when combined with polyethersulfone (PES). Optimal preparation conditions yielded a remarkable Na_2SO_4 rejection rate of 64% for the PES/PDA/GO membranes, along with satisfactory water flux, indicating that PDA modification improves membrane stability. The findings suggest that the unique chemistry of GO, combined with the stabilizing effects of PDA, effectively addresses challenges associated with membrane stability and permeability. Future studies could explore additional modifications or alternative materials to further enhance membrane performance and stability.

References

[1] Alghoul, M., et al., Review of brackish water reverse osmosis (BWRO) system designs. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009. 13(9): p. 2661-2667.

[2] Ali, I., et al., Recent advances in graphene-based nano-membranes for desalination. Chemical Engineering Journal, 2024: p. 149108.

[3] Abdalla, O., M.A. Wahab, and A. Abdala, Fabrication of graphene oxide-based membranes and their applications in water treatment. Current Pharmaceutical Biotechnology, 2021. 22(13): p. 1686-1704.

[4] Kong, F.-x., et al., Facile preparation of dopamine mediated graphene oxide composite membranes with enhanced stability for nanofiltration: structure, performance and stability. Desalination, 2022. 534: p. 115778.

[5] Qiu, R., et al., Relationship between desalination performance of graphene oxide membranes and edge functional groups. ACS applied materials & interfaces, 2019. 12(4): p. 4769-4776.

[6] Lin, H., et al., Reduced wrinkling in GO membrane by grafting basal-plane groups for improved gas and liquid separations. Journal of membrane science, 2018. 563: p. 336-344.

[7] Mulyati, S. and R. Mulyasari. Characterization of Polydopamine-Coated Polyethersulfone (PES) membrane for water purification. in IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2018. IOP Publishing.

[8] Zhang, J., et al., Liquid crystal graphene oxide with different layers: fabrication, characterization and applications. RSC advances, 2015. 5(115): p. 94809-94813.

[9] Lan, Q., et al., Chemically laminating graphene oxide nanosheets with phenolic nanomeshes for robust membranes with fast desalination. Nano Letters, 2021. 21(19): p. 8236-8243.

[10] Low, F.W., C.W. Lai, and S.B. Abd Hamid, Easy preparation of ultrathin reduced graphene oxide sheets at a high stirring speed. Ceramics International, 2015. 41(4): p. 5798-5806.

H) on the surface of the membrane improved the membrane hydrophilicity beside the neat PES.

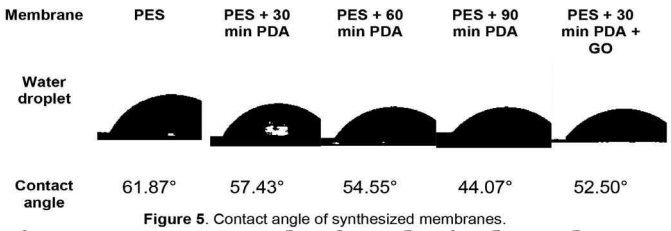


Figure 5. Contact angle of synthesized membranes.

Figure 5. Contact angle of synthesized membranes.

3.6. Pure Water Flux (PWF)

The water permeability of the prepared membranes was tested to study their performance. With this aim, a series of membranes with optimal conditions, such as coating time and concentration, were fabricated. Figure 6 illustrates the results obtained. As expected, the flux increased almost linearly with increasing pressure. Some differences in the permeability of the five membranes studied were observed. As shown, coating PDA on the surface of PES increased the pure water flux due to its hydrophilic properties. We tested 3 different coating times (30, 60, and 90 minutes). Although the contact angle decreased with increasing coating time, the thicker layer of polydopamine led to pore blockage, resulting in a decrease in the flux of the membrane coated for 90 minutes. Consequently, we selected 60 minutes as the optimal coating time. Additionally, graphene oxide-based membranes exhibited good water flux due to their hydrophilic properties, which correlated with the obtained contact angle. The results of the pure water hydraulic permeability coefficient (L_p) are presented in Table 2.

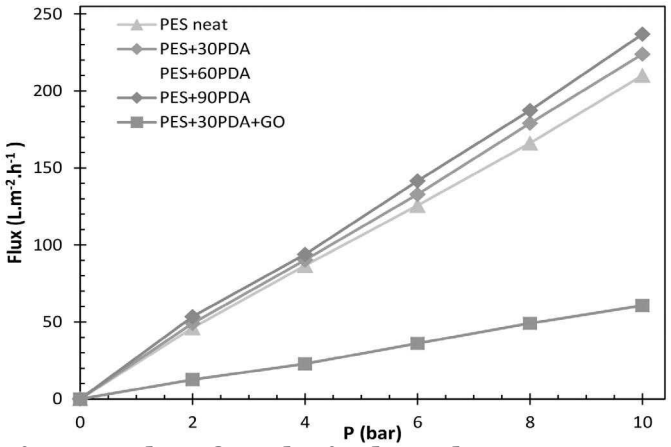


Figure 6. Flux of synthesized membranes.

Mambrane	PES01	PES02	PES03	PES04	PES05
L_p	21.01	22.39	24.91	23.63	6.05

Table 2. Permeability (slope) of the plotted flux curves for the synthesized membranes for pure water.

3.7. Rejection (%R)

We evaluated the separation efficiency of the membranes for Na_2SO_4, observing a general performance trend: PES05 > PES03 > PES01. The rejection rates, as depicted in Figure 7, showed slight variations among the different membranes. The feed concentration in the system was maintained at 1000 ppm, with an operating pressure of 5 bar. Membranes made from PES incorporating graphene oxide (GO) generally demonstrated superior performance in ion separation. GO membranes achieve ion separation through various mechanisms: size-based rejection via in-plane pores, layer spacing rejection due to interlayer spacing, or charge-based rejection through interactions with oxygen-containing functional groups. Consequently, certain ions, based on their size and charge, are unable to pass through the membrane, resulting in effective removal. This selectivity enables graphene oxide membranes to efficiently separate Na_2SO_4 from water. The evaluated membranes (PES, PES with PDA, and PES with PDA and GO) exhibited salt rejection rates of 13%, 18%, and 64%, respectively. This indicates the selectivity properties of graphene oxide-based membranes.

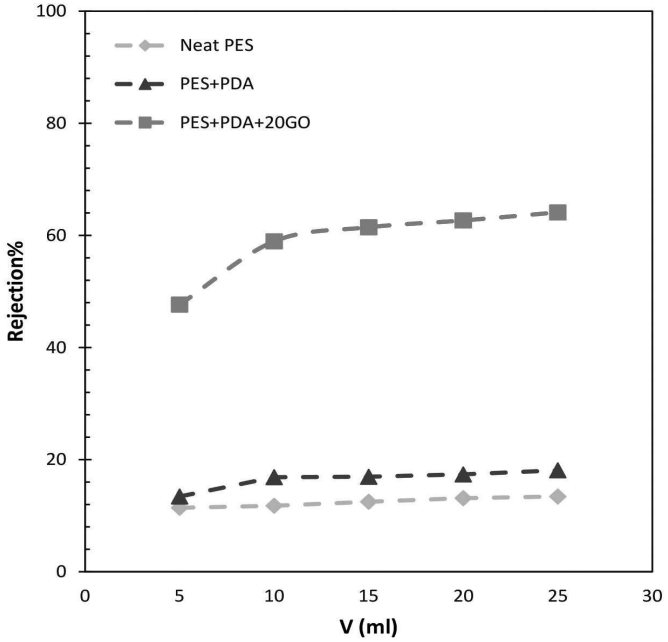


Figure 7. Percentage of removal efficiency of Na-2SO4 using membranes.
(Operating pressure: 5 bar, feed concentration: 1000)

3.8. Stability of GO nanofiltration membrane in water

GO membranes easily peel off the underlying substrate due to insufficient interfacial adhesion, severely limiting their practical application. Surface modification of substrates effectively enhances interfacial interaction between substrates and GO nanosheets. Modifying a PES support with polydopamine improves interfacial adhesion with the GO layer due to hydrogen bonding between both PES/PDA and PDA/GO, as illustrated in Figure 8. Notably, without polydopamine coating, the GO layer cannot effectively attach to the polyethersulfone support.

4. Conclusion

Overall, this research underscores the potential of GO-based membranes for nanofiltration applications in water purification. The study demonstrates that PDA-modified

many layers that can be observed lying on top of each other. All these characteristics reveal the desired exfoliation specifications are obtained.

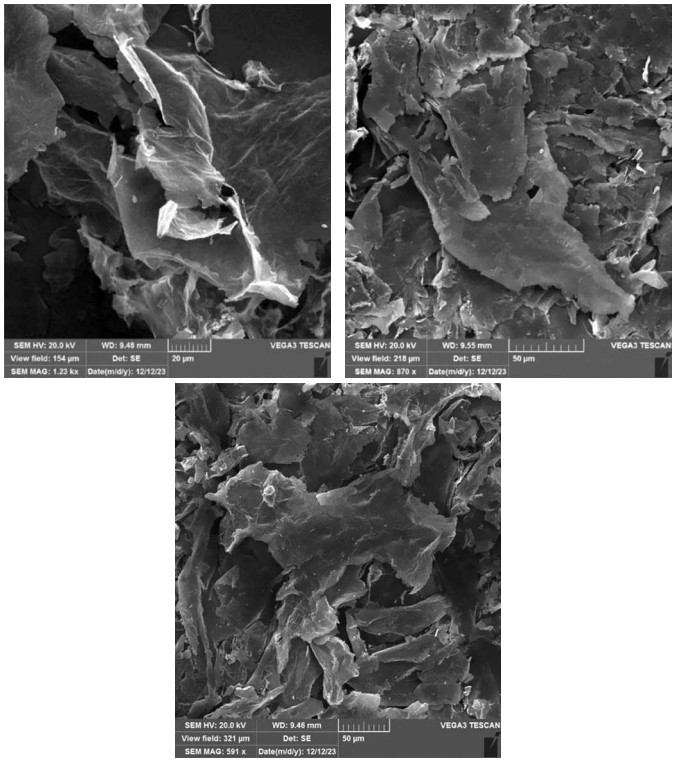


Figure 3. SEM images of GO nanosheets.

3.4. Fourier Transform Infrared Spectroscopy (FTIR)

To reveal the physicochemical properties of the GO and membranes, we characterized the changes of chemical compositions by FTIR spectrum Figure 4.

for GO, the four main peaks that appeared at wavenumber of 3208 cm-1 confirmed the presence of O-H bond (hydroxyl group). The peaks at approximately 1725 and 1619.9 cm−1 represent C=O (carboxyl/carbonyl) and aromatic C=C stretching groups, respectively. Whereas C-O-C stretching (epoxy group) can be seen at wavenumber of 1043 cm-1. With the presence of all these carboxylic, hydroxyl, epoxide and carbonyl groups, oxygen molecules (O) were confirmed to be greatly occupied at the edge and basal plane of [10].

For the neat PES, benzene groups exhibited peaks at 1577.49 cm^{-1}, 166.2 cm^{-1}, and 1484.92 cm^{-1}; ether groups showed peaks at 1312 cm^{-1} and 1295.9 cm^{-1}; and sulfone groups had peaks at 1240 cm^{-1}, 1149.3 cm^{-1}, and 1105 cm^{-1}.

in PES03 membrane, there is a new peak appearence at spectrum range of 3300-3700 cm-1. This peak is confirmed to be O-H and N-H bands of catechol group from PDA. However, these peaks for PDA is not significant in this study due to the nature of PDA being a thin coating and overlapping peaks. Also, The FTIR bands that may be related to GO overlap with those of the PES support, so their clear detection was not possible. In the same way, no characteristic bands of Graphene oxide were detected, which are probably masked by the support.

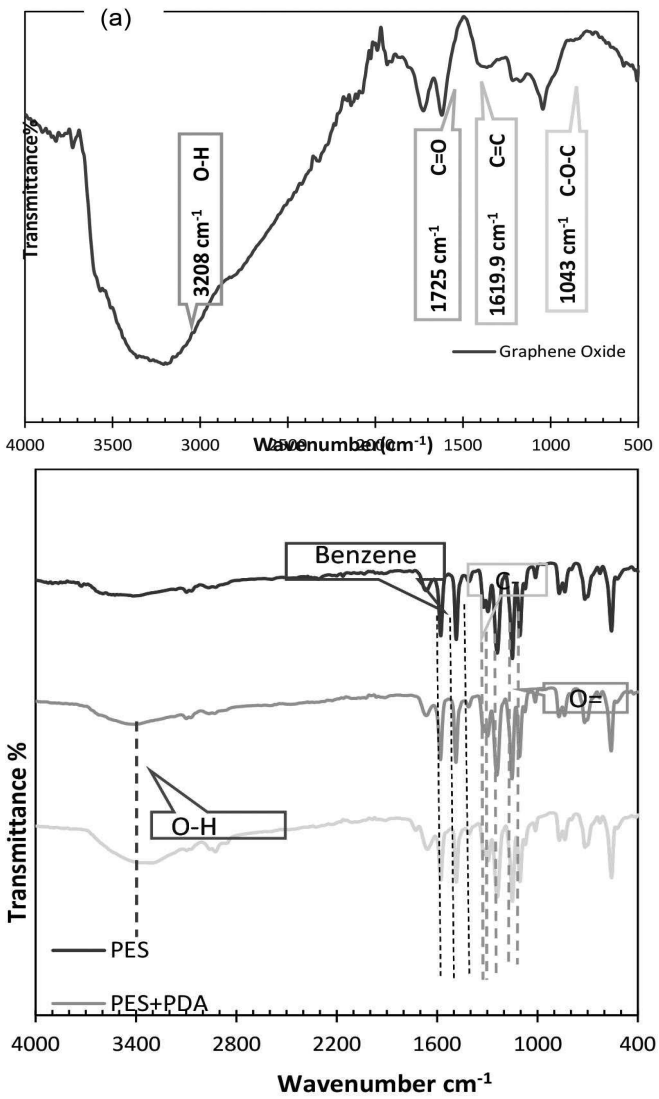


Figure 4. FTIR analysis of Graphene Oxide (a), neat PES, PES modifying with optimal time by polydopamine and graphene oxide (b).

3.5. Contact angle (CA)

The measured contact angles for five different synthesized membranes in contact with pure water are illustrated in Figure 5. Results indicate that, PES substrate has hydrophilic properties as expected. Since polydopamine is widely recognized for its hydrophilic characteristics, one can anticipate its significant contribution to the enhancement of membrane hydrophilicity when positioned in proximity to the membrane surface. This is evidenced by the reduced contact angle as compared to the neat PES membrane. The hydrophilicity increased by increasing coating time of PDA from 61.78° for neat PES to 44.07°. The augmentation of membrane hydrophilicity upon the incorporation of dopamine can be directly attributed to the hydrophilic attributes of catechol, quinone, and amine functionalities present within PDA. While with GO coating on the surface, it became hydrophilic and the contact angle reduced. The hydrophilic functional groups on the GO, especially hydroxyl group (O-

perature and diluted with 400 mL of water in ice bath. 30% H2O2 was then added to the mixture dropwise until the mixture was in the color of brilliant yellow. The sediment after static stratification was centrifugally collected and washed with 5% HCl for 5 times, followed by dialysis in water to completely remove acids and metal ions. The resulting solid was freeze-drie and storage prior to use [8, 9].

Preparation of PES as substrate. Membrane was synthesized using the phase inversion method. PVP was added as a pore forming agent to DMF. PES was added to the mixture in three parts, with 60 minute intervals and stirred in 60 oC. The mixture was stirred for 24 hours at room temperature to achieve a homogeneous suspension. The membrane solution was cast onto a glass plate at 10 m2/s, forming a film approximately 20 µm thick. The film underwent phase inversion in a DI water bath.

Fabrication of nanofiltration membranes. To ensure mechanical strength, GO membrane was supported on porous PES film with Polydopamine (PDA) coating in between. Pure PES membrane was put on plexiglass, then retained with an O-ring and four clamps, ensuring that only its surface was soaked while preventing pore blockage, which resulted in a decrease in the membrane's flux .It soaked into 50 mL solution contains 0.1 g dopamine and 0.06 g Tris-HCl buffer. The polymerization was carried out at ambient temperature for 30, 60, 90 minutes, followed by 30 minutes drying in oven at 60 °C.

In last step, GO nanosheet with 20ppm concentration is coated on the substrate by pressure filtaration method. Table 1 shows the experimental composition of five different types of membranes.

Table 1. Five types of membranes that preparation in this study.

Membrane	PES (wt. %)	PVP (wt. %)	DMF (wt. %)	PDA (time-min)	GO (ppm)
PES01	15	3	81	-	-
PES02	15	3	81	30	-
PES03	15	3	81	60	-
PES04	15	3	81	90	-
PES05	15	3	81	30	20

3. Results and Analysis

In this study, GO nanosheets analysis by Zeta potential, DLS, FTIR, SEM and XRD. This analysis have confirmed the synthesis of GO has been successful. Also, the membranes were characterized by FTIR, AFM, Contact angles, Water Flux and rejection test.

3.1. X-Ray Diffraction (XRD) of GO Nanosheets

Wide angle XRD pattern of the GO nanosheets is shown in Figure 1 and used to determine the average crystalline properties of the GO nanosheets. The results show that the GO nanosheets have a very strong peak at 2θ of 10.06 ° and interlayer spacing of 9.7 Å. This sharp peak reveals the introduction of different oxygen-containing groups to the GO nanosheet edges due to graphite oxidization. A peak appeared at 2θ of 26.8 ° for Graphite powder have shown the interlayer distance of 3.39 Å. XRD results approved the successful preparation of GO nanosheets.

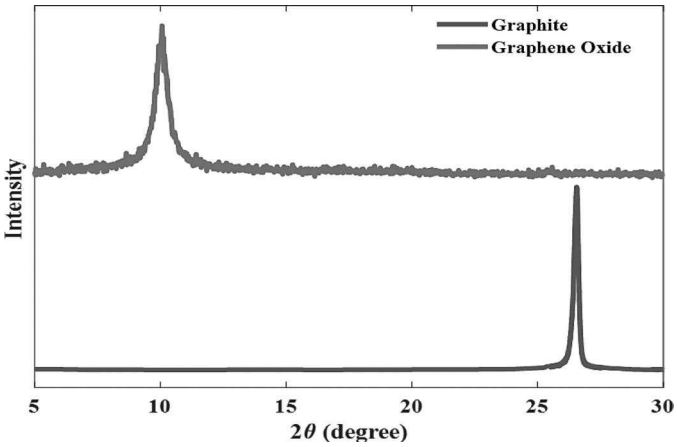


Figure 1. XDR pattern of Graphite (blue) and Graphene Oxide (red).

3.2. Zeta potential and DLS of GO Nanosheets

GO sheets, being decorated with carboxyl groups, has a negative surface potential. Surface potential of the GO membranes was about -20 mV at pH 5.10, this surface potential is expected due to protonation of carboxyl groups. Negative potential which was observed suggesting partial protonation of carboxyl groups.As shown in Figure 2 The average hydrodynamic diameter of the GO

nanosheets in the aqueous dispersion was measured as about 490 nm it is due to fragment aggregation of some nanosheets.

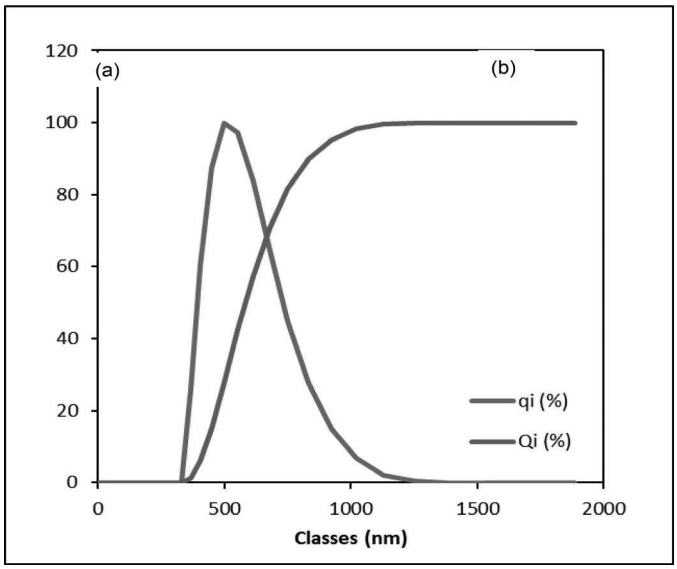


Figure 2. Zeta potential (a) and DLS analysis (b) of GO nanosheets.

3.3. SEM images of GO nanosheets

SEM images were used to observe the GO nanosheets' structure and the different lateral dimensions as revealed in Figure 3. The SEM images show two-dimensional GO nanosheets with their folded, wrinkled, connected, and sometimes aggregated nature. and they are irregularly edged and ultra-thin. The size and lateral dimensions of the plates are irregular and wavy, with sometimes rough surfaces and

مقاله ارائه شده در پنجمین کنفرانس بین‌المللی
نفت، گاز و پتروشیمی دانشگاه خلیج فارس بوشهر

Performance and Stability of Graphene Oxide Nanofiltration Membranes in Water Desalination

Z. Najmian 1, M. J. Dianat 2, M. R. Mohammadizadeh 1, S. Karimi 1,*, S. A. Hashemifard 3,*

1. Department of Chemistry, Faculty of Nano and Bio Science and Technology, Persian Gulf University, Bushehr, 75168, Iran
2. Department of Chemical Engineering, Faculty of Petroleum, Gas and Petrochemical Engineering, Persian Gulf University, 75169, Bushehr, Iran
3. Sustainable Membrane Technology Research Group (SMTRG), Faculty of Petroleum, Gas And Petrochemical Engineering (FPGPE), Persian Gulf University (PGU), P.O. Box 75169-13798, Bushehr, Iran

ABSTRACT

Graphene oxide (GO) is a promising material for nanofiltration membranes in water purification due to its unique properties and immense potential. However, a significant challenge in realizing the full potential of GO membranes lies in achieving the optimal balance between stability and permeability for efficient separation of aqueous molecules and ions. In this study, polyethersulfone (PES) membrane was fabricated using non-solvent induced phase separation (NIPS). Subsequently, a polydopamine (PDA) coating was applied to the membrane surface at pH 8.5. The influence of PDA addition on the performance and stability of GO membranes was systematically investigated. Finally, GO was coated onto the membranes via pressure filtration. The morphology, structure, hydrophilicity, permeation flux, and Na_2SO_4 rejection of PES, PES/PDA, and PES/PDA/GO membranes were comprehensively analyzed. Under optimal preparation conditions, the PES/PDA/GO membrane demonstrated a satisfactory water flux and a good rejection rate of 64% for Na_2SO_4.

1. Introduction

Water quality is declining globally, resulting in a significant shortage of clean water in many regions. Currently, approximately 1.2 billion people are compelled to use contaminated water sources. The United Nations projects that by 2025, this figure could rise to 2.7 billion people lacking access to safe drinking water. Water can be categorized based on its salinity level into three primary types: seawater, with total dissolved solids (TDS) exceeding 35,000 mg/L; brackish water, with TDS ranging from 1,000 to 15,000 mg/L; and freshwater, with TDS below 500 mg/L, also known as low-salinity water. Due to its high salinity, brackish water is unsuitable for direct consumption. The World Health Organization (WHO) stipulates that water with a salinity below 500 mg/L is considered safe for drinking, indicating that brackish water requires desalination prior to consumption [1, 2]. Membrane separation technologies are at the forefront of desalination and water treatment. However, current membranes are inherently limited by a trade-off between permeability and selectivity. To circumvent these limitations, a new generation of advanced membranes based on nanomaterials has emerged [3].

Graphene oxide (GO), a classical two-dimensional material, has shown great promise in the fabrication of nanofiltration (NF) membranes, thanks to its unique water transport channels and salt rejection properties. Numerous functional groups are attached to the nanosheet surface of GO. These surface functional groups can modify the properties of the interlayer channel surfaces and adjust the channel size. An increased oxidation degree of the nanosheets can further enlarge the channel size [4, 5].

Porous substrates are frequently used to support GO membranes and extend their application across a broader range of operational conditions. However, the stability of GO in aqueous solutions on these substrates remains a key issue. Surface coating with polydopamine (PDA) has gained popularity due to its strong adhesion to various substrates. Moreover, PDA coating can enhance the hydrophilicity of the membrane because of its superhydrophilic nature. It is noteworthy that prolonged immersion in a dopamine solution results in a thicker coating layer on the membrane surface, which can lead to pore blockage and a subsequent decrease in membrane flux [6, 7].

In this study, polyethersulfone (PES) was utilized as a substrate and modified with polydopamine under optimized conditions and time. Subsequently, graphene oxide (GO) nanosheets were synthesized with significant d-spacing using a modified Hummer's method and applied via a pressure filtration technique. The resulting composite was assessed for its efficacy as a nanofiltration membrane in the treatment of brackish water.

2. Research Method

Preparation of GO nanosheets.GO nanosheets were prepared by the modified Hummer's method. Briefly, 3 g of graphite powders were added to 400 mL of the H_2SO_4:H_3PO_4 (volume ratio of 9:1) mixture, $KMnO_4$ was added slowly under vigorous agitation to keep the temperature of the suspension below 10 oC. The mixture was then stirred below 10 oC for 2 hrs. Next it was stirring at 50 oC for 12 hrs, the mixture was naturally cooled down to room tem-