صنعت نفت
Oilindustry.ir
CLICK HERE

انجمن خوردگی ایران

هشتمین کنگره ملی خوردگی

۷-۵ خردادماه ۱۳۸۲

دانشکده فنی دانشگاه تهران

کنگره ملی خوردگی

مخارج خوردگی و تحلیل اقتصادی عملکرد مدیریت آن بر مبنای ریسک و هزینه در اکتشاف و تولید نفت و گاز

محمد باقر لشکری[۱]

اداره کل نظارت بر صادرات مواد نفتی و بازرسی فنی-وزارت نفت

چکیده

هزینه‌های خوردگی را بسته به اثرات و شمول آنها می توان به طرق مختلفی تعریف نمود. در مطالعات اخیر، هزینه کل مستقیم خوردگی، برای هر بخش تخمین زده شده و مؤلفه‌های اصلی درگیر در این هزینه‌ها، شناسایی و ارزیابی می‌گردند. در این طرح، هزینه کل خوردگی بر اساس هزینه بخش‌های آن شامل: مکان‌یابی، طراحی، انتخاب مصالح، ساخت، نصب، عملیات، نگهداشت، بازرسی و پایش، توسعه فن‌آوری و نرخ استهلاک دارایی تعریف می‌شود. سه جنبه مهمی که به وفور در تحلیل‌های اقتصادی عملکرد مدیریت خوردگی بکار گرفته می‌شوند، عبارتند از:

۱- مدیریت خوردگی و عملکردهای آن

۲- هزینه چرخه حیاتLCC

۳- ارزیابی سود حاصل از هزینه.

واژه‌های کلیدی: مدیریت خوردگی، تولید نفت و گاز، هزینه اقتصادی.

۱- کارشناس شیمی

مقدمه

تحلیل‌های اقتصادی نشان می‌دهند، در جائیکه جریان داده‌های مربوط به بخش‌های خوردگی و شق‌های دیگر آنها، نیز طول عمر مفید سیستم در عملکرد مدیریت خوردگی نقش داشته‌اند، کاهش مؤثر هزینه جاری خوردگی ممکن گردیده است. هزینه‌های سالیانه خوردگی از دو بخش اصلی، بشرح ذیل تشکیل می‌یابند:

الف. هزینه‌های مستقیم و ب.هزینه‌های غیر مستقیم.

الف.هزینه‌های مستقیم: این بخش از هزینه‌ها بدو مولفهٔ عمده، تقسیم می‌شوند:

مؤلفه مربوط به هزینه‌های سرمایه گذاری جهت: مکان‌یابی، طراحی، انتخاب مصالح، ساخت و نصب به شرح:

۱- مکان‌یابی برای احداث تأسیسات با توجه به شرایط اقلیمی.

۲- طراحی با نگاه به حداقل هزینه چرخه حیات.

۳- انتخاب مصالح، مطابق با حداکثر عمر مفید سیستم.

۴- ملاحظه اضافه مجاز مصالح برای جبران خوردگی.

۵- ساخت تجهیزات با رعایت اصول طراحی و عمر مفید سیستم.

۶- نصب ساختمان و سوار کردن تجهیزات مطابق با طراحی و قواعد فنی ساختمان.

۷- راه‌اندازی و بهره‌برداری، بر اساس برنامه‌های فرایندی، از پیش تعیین شده.

۸- کنترل خوردگی و استفاده از بازدارنده‌های خوردگی داخلی و اعمال حفاظت خارجی.

مؤلفه‌های مربوط به هزینه‌های مدیریت خوردگی شامل:

۱- بازرسی و پایش خوردگی.

۲- نگهداشت مربوط به خوردگی.

۳- ترمیم‌های منسوب به خوردگی.

۴- تعویض قطعات خورده شده و بررسی آزمایشگاهی آنها.

۵- سیاحه کالاهای پشتیبانی در انبار.

۶- نوسازی بخش‌های از کار افتاده.

۷- از دست رفتن زمان تولید.

۸- اضمحلال مواد اولیه وآلودگی محصول و محیط زیست.

ب.هزینه‌های غیر مستقیم: هزینه‌های غیر مستقیم، مخارجی هستند که تنها توسط مالکان و اداره‌کنندگان سیستم، تحمیل می‌گردند. تعیین مقادیر هزینه‌های غیرمستقیم، در زمره ارزیابی‌های مشکل و پیچیده است. و تنها از راه‌های خاص، نظیر روش ارزیابی ریسک و هزینه، بر آورد می‌گردند. اغلب به دلیل اینکه، تنها هزینه‌های مستقیم توسط، اداره‌کنندگان/مالکان، پرداخت می‌شوند، از هزینه‌های غیر مستقیم که عمدتاً در ستون درآمدها، می‌توان آنها را لمس نمود، چشم‌پوشی می‌گردد. هزینه‌هایی نظیر: هزینه‌های مالیاتی، جریمه‌ها، دعاوی قضایی و پاکسازی محصولات ریخته شده، که توسط مالکان و اداره‌کنندگان سیستم، پرداخت می‌شوند، در زمره هزینه‌های مستقیم، قرار دارند. ولی برخی هزینه‌های غیرملموس، نظیر، هزینه تأخیرات فرآیندی و انفصال عرضه محصول، بدلیل ترمیم و تعمیر مجموعه بهره‌برداری، وجود دارند، که بازگرداندن آنها(زمان از دست رفته)، برای صاحبان و اداره‌کنندگان سیستم، بسیار مشکل می‌باشد. این هزینه‌ها، در زمره هزینه‌های غیر مستقیم بوده، که از دید اقتصادی، در جمع هزینه‌های از دست رفته تولید، قرار می‌گیرند. احتساب هزینه‌های غیر مستقیم، در تحلیل و تفسیر هزینه چرخه حیات، یکی از راه‌های با اهمیت، کنترل خوردگی است. چنانکه بوسیله آن می‌توان، هزینه خوردگی را برای تمام جامعه(شرکت) به حداقل رساند. درصورتی‌که، تنها هزینه‌های مستقیم به حساب آورده شوند، طرح پایین‌ترین هزینه برای مالک، لزوماً، ممکن است با پایین‌ترین هزینه جامعه(شرکت) یکسان نباشد.

تاریخ معاصر تولید نفت و گاز

نفت و گاز هر دو کالاهای عرضه شونده هستند. بنابراین میزان فعالیت، در زمینه تولید آنها، به صعود یا سقوط قیمت‌ها بستگی دارد. شکل۱ مقایسه قیمت میان نفت خام وست‌تگزاس اینترمدیت(WTI) و نفت خام سن‌جان‌والی(SJV) در فاصله سال‌های۱۹۹۱ تا ۲۰۰۰، بهمراه منحنی اختلاف، میان دو قیمت تعیین شده، برای نفت خام‌ها را نشان می‌دهد. نفت خام(WTI)، بعنوان شاخص پایه نفت خام سبک و شیرین، جهت تعیین مظنه قیمت در بخش کالا، توسط سرمایه‌گذاران شناخته می‌شود. نفت خام(SJV) سنگین بوده، بنحوی که هزینه فرآیند و پالایش آن، بسیار گران می‌باشد. قیمت نفت خام(SJV) همواره پایین‌تر از نفت خام(WTI) تعیین می‌گردد. جدول۱ تولید نفت خام کشورهای مختلف را، در دهه۱۹۷۰ نشان می‌دهد. داده‌ها نشان

می‌دهند، کاهش تولید نفت در آمریکا با افزایش تولید آن در دیگر کشورها بخصوص در سازمان کشورهای عضو پیمان صادرات نفت خام(OPEC) بجز عراق که بانی جنگ خلیج می‌باشد، همراه بوده است. شکل۲ نشان می‌دهد در سرتاسر جهان تولید نفت خام بطور پیوسته در حال افزایش بوده است. شکل‌های۳ و ۴ نشان‌دهنده، میل نزولی(یا کاهش) سالیانه تولید نفت خام به ترتیب در کمتر از ۴۸ ایالت آمریکا و آلاسکاست. هزینه‌های تولید که درصد زیادی از آن را هزینه‌های کنترل خوردگی تشکیل می‌دهند، بطور پیوسته، تولید بومی را محدود نموده، واردات را افزایش داده است. هزینه‌های تولید، رابطه مستقیم با بهای کالا ندارند. چنانکه وقتی قیمت‌های کالا(نفت خام) سقوط می‌کنند، راه حل غالب، رها کردن تولید و بستن چاه، که امری بسیار مشکل برای چاه‌های کم بازده است، می‌باشد. هنگامی که در سال ۱۹۹۸ قیمت هر بشکه نفت خام، به پائین‌تر از ۱۰ دلار سقوط نمود، بطور تخمینی، قریب۱۰۰ هزار چاه، در ایالت‌های مختلف آمریکا، رها شده، یا مسدود می‌گردند، که بدلیل هزینه بسیار بالای فعال کردن، برای بسیاری از این چاه‌ها، آنها بطور دائم بسته ماندند.

نواحی عمده نفوذ خوردگی

خوردگی در محیط‌های تولید میدان نفتی

محیط‌های تولید، میدان‌های نفتی، می‌توانند دامنه‌ای از خوردگی صفر تا نرخ‌های شدیداً بالای خوردگی را داشته باشند. نفت خام در دماهای تولید معمولی(کمتر از^{0}C ۱۲۰)، بدون گازهای حل شده، خورنده نمی‌باشد. اقتصاد کنترل خوردگی، در بسیاری از میادین نفتی، وابسته به جداسازی کافی نفت‌خام از دیگر مواد همراه و همزاد است.

تقریباً عمده مسائل خوردگی در جهان تحت نرخ‌های متغیر مواد همراه و همزاد اتفاق می‌افتند. گازهای CO_2 و H_2S در ترکیب با آب، غالب مسائل خوردگی را، در تولید نفت و گاز باعث می‌شوند. دیگر مسائل، ناشی از ریزحیات‌ها و تجمع مواد جامد می‌باشند. معمولاً ساخت کارهای (مکانیسم‌ها)، خوردگی CO_2 بخوبی معین گردیده‌اند، هر چند حقیقت داخلی یک خط لوله تحت کنش‌های CO_2 در ترکیب با H_2S، ترسیب مواد جامد و دیگر محیط‌ها، پیچیده و بغرنج می‌شود. H_2S می‌تواند بسیار خورنده باشد، اما در برخی موارد، به شکل یک رسوب سولفیدی محافظ، می‌تواند مانع از خوردگی شود. ریزاندامک‌ها(میکروارگانسیم‌ها) می‌توانند، به جداره لوله چسبیده و

باعث خسارات خوردگی شوند. جامداتی نظیر ماسه سازند، ضمن ایجاد خورندگی سایشی، با راکد شدن داخل لوله، می‌توانند، باعث مسائل خوردگی زیر رسوبی، گردند. در سازنده‌های نفتی، اکسیژن یافت نمی‌شود و اطمینان زیادی از عدم ورود اکسیژن، به محیط چاه وجود دارد. بنابراین در موارد زیادی اندک مقدار (ppm)، اکسیژن وارد شده به خطوط لوله، بطور وسیعی مسائل خوردگی را تشدید می‌نماید. مسائل خوردگی خارجی، در استخراج نفت و گاز، بطور معمول نظیر خوردگی پیدا شده در صنعت خط لوله است. اما چون خطوط لوله کوتاه‌تر و از نظر قطر کوچک‌تر می‌باشند، ضربه اقتصادی آنان بر روی هزینه کل تولید، محدود و ناچیز می‌باشد، خوردگی جوی ساختمان‌ها و ظروف، برای محیط‌های ساحلی و اداره کردن آنها، مجاور محیط‌های دریایی، یک مسئله جدی و مهم می‌باشد. بهبود کیفیت پوشش‌های محافظ، برای محیط‌های آبی فرا ساحلی، بطور قابل ملاحظه‌ای، تکرار رنگ‌آمیزی مخازن و سکوهای این نواحی را کاهش داده است.

بحث

هزینه‌های تولید میدان نفتی را می‌توان به دو بخش عمده تقسیم نمود:

۱- هزینه‌های درون چاهی، شامل مغزی عمودی و لوازم جانبی متفرقه.

۲- هزینه‌های تحت الارضی، شامل: تسهیلات سطحی، نظیر خطوط لوله افقی، ظروف تولید و مخازن ذخیره‌سازی نفت خام.

طبقه‌بندی دیگری، شامل: هزینه‌های درون چاهی و مولفه‌های سطحی، جهت هزینه‌های تولید فراساحلی وجود دارد. به این هزینه‌ها، باید هزینه‌های مربوط به تسهیلات زیرآبی و سکوهای دریایی اضافه گردد.

هزینه‌های عملیاتی

مغزی درون چاهی

اقتصاد خوردگی برای چاه‌های نفتی در میادین عمده ساحلی آمریکا براساس کاهش هزینه‌های تولید تا حد بسیار پائین و هزینه‌های از کار افتادگی و یا جایگزینی، که بدقت تعیین شده‌اند، مشخص شده است. این برخلاف عملکردهای فراساحلی و مناطق دور دست آبی است که در آنها هزینه‌های کاهش تولید و یا هزینه‌های بسیار بالای جایگزینی، باعث تقدم بسیار زیاد اقدامات،

ممانعت از خوردگی شده‌اند. ارقامی برای یک عملکرد ساحلی نمونه، در آمریکا، مطابق با داده‌های(API) بشرح ذیل، محاسبه و تعیین گردیده است:

۱- میانگین نرخ از کار افتادگی هر چاه در سال، معادل (۰/۶٪) نرخ از کار افتادگی‌های آن می‌باشد.

۲- قریب به ۳۰٪، تمام از کار افتادگی‌های مربوط به خوردگی می‌باشد.

۳- میانگین هزینه، از کارافتادگی یک چاه در سال ۳۰۰۰ دلار می‌باشد.

با استفاده از این ارقام(ردیف‌های اول و دوم)، نرخ از کار افتادگی سالیانه هر چاه در ارتباط با خوردگی ۱۸٪ تعیین می‌گردد. با بکارگیری رقم ردیف سوم، هزینه از کارافتادگی سالیانه هر چاه، ۵۴۰ دلار برآورد می‌شود.

بخش آمار(API) گزارش نموده که در آمریکا بطور مستمر ۵۵۳۰۰۰ چاه نفتی و ۳۰۴۰۰۰ چاه گازی در حال فعالیت هستند. هزینه خوردگی، برای بخش درون چاهی صنعت نفت و گاز، بشرح ذیل محاسبه می‌گردد:

هزینه از کار افتادگی سالیانه هرچاه در ارتباط با خوردگی برابر است با ۵۴۰ دلار:

دلار۵۴۰=(دلار ۳۰۰۰هزینه از کارافتادگی سالیانه هر چاه در ارتباط با خوردگی)×(۱۸٪ نرخ از کار افتادگی سالیانه هر چاه ناشی از خوردگی)

هزینه سالیانه خوردگی درون چاهی برابر است با ۴۶۳ میلیون دلار:

میلیون دلار۴۶۳=(دلار۵۴۰) هزینه از کارافتادگی هر چاه در ارتباط با خوردگی × (۳۰۴۰۰۰+ ۵۵۳۰۰۰) مجموع چاه‌های فعال نفت و گاز.

فرآیند وتولید سطحی

یک میدان نفتی عمده در آمریکا، که به طور روزانه ۲۷۰۰۰۰ بشکه (معادل۴٪کل تولید روزانه ملی) تولید می‌نماید، با نگاه به هزینه‌های جاری هزینه‌های خوردگی سالیانه را در جنبه‌های مختلف تولید، برای سال ۱۹۹۹ بشرح جدول۲ برآورد نموده است. در وضعیت مشابه شرکتی که یک میدان با تولید روزانه ۲۴۶۰۰۰ بشکه را اداره می‌کند، هزینه‌ها را بشرح جدول۳ گزارش نموده است. شکل۵ میانگین توزیع این هزینه‌ها را نشان می‌دهد. برحسب نوع فعالیت برای کنترل خوردگی که بطور وسیعی به محیط تولید وابسته است، عرصه و فلسفه شرکت تغییر می‌کند. بنابراین برخی از میادین نفتی، مقادیر بسیار کمی از مواد شیمیایی را مصرف می‌کنند. هر

چند در مقابل، جای خالی آن را استفاده از آلیاژها، لایه‌های پلاستیکی(عایق کاری) و غیره پر می‌نماید. بدلیل وابستگی بسیار زیاد خوردگی داخلی در یک محیط میدان نفتی خاص به مقدار آب تولیدی تحت پیری میدان و افزایش سطح مقطع آب، کنترل خوردگی در آن بسیار پر هزینه می‌گردد. افزایش آب، اغلب با افزایش سطح باکتری و میزان H_2S همراه بوده و در حالتی که گاز امتزاجی تزریق گردد، سطح CO_2 هم افزایش می‌یابد. ریز ارقام زیر هزینه‌های خوردگی را بر حسب بشکه سیال تولیدی نشان می‌دهد.

دلار ۰/۲۰ = میانگین هزینه خوردگی بازاء هر بشکه نفت تولیدی

دلار ۰/۰۹ تا ۰/۰۷ = میانگین هزینه خوردگی بازاء هر بشکه آب تولیدی

مقدار کل نفت خام و میعانات گاز طبیعی(NGL_S) تولید شده بومی آمریکا تقریباً معادل(۷/۹) میلیون بشکه در روز می‌باشد(مرجع مجله نفت و گاز مورخAug.2.1999). با استفاده از ارقام هزینه فوق، برای هر بشکه و این رقم، تولید روزانه، رقم ۱/۵۸ میلیون دلار هزینه روزانه خوردگی برای بخش بالادستی صنعت نفت و گاز، یا معادل ۵۵۷ میلیون دلار هزینه سالیانه خوردگی، بدست می‌آید. این رقم تنها در برگیرنده هزینه خوردگی خطوط لوله و تأسیسات میدانی است و هزینه خوردگی خطوط لوله سراسری انتقال را شامل نمی‌شود.

هزینه‌های کلان

نواحی ساحلی

در یک گزارش برآورد شده از خوردگی داخلی در صنعت نفت و گاز آمریکا از ۴ میلیارد دلار مخارج عمده سالیانه، رقم ۳۲۰ میلیون دلار(معادل ۸٪) آن مستقیماً مربوط به کنترل خوردگی می‌باشد. در اغلب میادین مهم، این مخارج را صرف استفاده، از مصالح مقاوم در مقابل خوردگی، برای مغزی و تسهیلات درون چاهی می‌نمایند. مخارج عمده دیگر شامل گالوانیزه کردن، استفاده از پوشش‌ها OEM و شیرهای آلیاژی، اتصالات وتجهیزات داخلی، برای تسهیلات سطحی است.

نواحی فرا ساحلی

اساس اقتصاد تولید نفت و گاز در نواحی ساحلی و آبی فراساحلی با یکدیگر فرق می‌کند. اولین تفاوت:

جمع هزینه‌هاست، هزینه‌های ساختمان، نصب، بهره‌برداری، نگهداشت و بازرسی، تأسیسات فراساحلی بمراتب بیشتر و تا حدود۱۰ برابر هزینه‌های اقدامات مشابه برای نواحی ساحلی برآورد می‌شود. هزینه مصالح بطور طبیعی در صد کمتری از هزینه کل عملیات کاهش خوردگی را دربر می‌گیرد. دومین اختلاف :

بدلیل اینکه هزینه‌های حفاری و تکمیل چاه در نواحی فراساحلی آبی، بمراتب بیشتر از نواحی ساحلی است. تنها چاه‌های فراساحلی با هدف عمر مفید طولانی و بالاترین توان تولید، حفاری و تکمیل می‌گردند. بمنظور عملکرد اقتصادی این نواحی، عمر مفید تجهیزات میدانی باید، طولانی‌تر در نظر گرفته شوند. بنابراین تجهیزات وخطوط لوله را بگونه‌ای طراحی می‌نمایند که از تعویض زود هنگام آنها اجتناب گردد. آخرین اختلاف:

تولید فراساحلی نیازمند فن‌آوری گرانقیمت تکمیل زیر آبی یا ساختمان و نصب یک سکوی دریایی برای استقرار تجهیزات و تأسیسات تولید است. نه تنها تجهیزات فرایندی نیازمند کاهش خوردگی هستند، بلکه تأسیسات استقرار(تأسیسات زیـربنایی) آنها هم نیازمند حفاظت و نگهداشت هستند. برآورد شده ۶۰٪ کل هزینه‌های نگهداشت در تأسیسات فراساحلی مربوط به خوردگی می‌باشد. نسبت مخارج عمده فراساحلی(CAPEX) به مخارج عمده ساحلی، رقم قابل ملاحظه‌ای می‌گردد. مطالعه جزئیات بدست آمده از هزینه خوردگی، برای دو میدان تولیدی ساحلی و فراساحلی خاص نشان می‌دهد که هزینه خوردگی برای تسهیلات فراساحلی ۰/۴۰ دلار به ازاء هر بشکه نفت تولیدی، در مقابل ۰/۲۰ دلار هزینه مشابه برای تسهیلات ساحلی است. میادین فراساحلی مطالعه شده از آلیاژهای مقاوم خوردگی(CRA_S) برای مغزی‌های درون چاهی و خطوط لوله استفاده نموده بودند. در این میادین۶/۶ درصد افزایش برای کل هزینه‌های ساختمانی منظور می‌گردد، در نتیجه هزینه‌های عملیاتی(OPEX) در حد بازرسی و نگهداشت رنگ، بمیزان حداقل و معادل ۳۵ هزار دلار در سال یا ۰/۰۰۱۵ دلار بازاء هر بشکه نفت تولیدی می‌شود. در میدان دیگری که(CRA_S) استفاده نموده ولی درصد بیشتری از فولاد زنگ‌نزن آن توسط پوشش و حفاظت کاتدیک(CP) حفاظت می‌شود، هزینه عملیاتی(OPEX) معادل ۰/۰۵ دلار بازاء هر بشکه می‌باشد. بطور کلی نتیجه گرفته می‌شود(CAPEX) مخارج عمده، مستقیماً به خوردگی مربوط می‌شود، درحالی‌که(OPEX) مخارج عملیاتی، بطور نسبی به عمر مفید میدان مربوط می‌شود، تولید فراساحلی در امریکا تنها در حدود ٪۲ کل تولید بومی آن است.

این رقمی است که انتظار می‌رود طی ۱۵ سال آینده بطور تصاعدی رشد نماید. در نواحی فراساحلی آمریکا حفاری چاه بطور مستمر انجام می‌گیرد و در حدود ۱۵ ٪چاه‌های تولیدی تازه حفاری شده در این ناحیه قرار دارند. بهمان میزان زوال تولید در ساحل(خشکی)، چاه‌های فراساحلی، بویژه چاه‌های نواحی عمیق آبی، آماده پیش تازی تولید بومی می‌گردند.

خلاصه بحث

مقدار کل هزینه خوردگی در صنایع نفت وگاز آمریکا بشرح زیر برآورد می‌گردد:

(۱) ۵۸۹میلیون دلار=۲ ٪هزینه اضافی جهت مخارج + ۵۷۷ میلیون دلار جهـــت تسهیلات
عملیاتی (OPEX)فراساحلی تحت الارضی

(۲) ۳۲۰میلیون دلار= ۴ میلیارد دلار جمع کل مخارج × ۸٪ مخارج عمده(CAPEX) جهت
هزینه‌های خوردگی

(۳) ۴۶۳میلیون دلار= ۵۴۰ دلار مخارج عملیاتی درون چاهی× (۳۰۴۰۰۰+۵۵۳۰۰۰) جمع
برای هر چاه چاه‌های نفت وگاز دایر

بدین ترتیب، جمع کل هزینه‌های خوردگی، برای صنایع نفت وگاز آمریکا ۱/۳۷۲ میلیارد دلار می‌گردد:

میلیون دلار ۱۳۷۲= ۴۶۳میلیون دلار +۳۲۰ میلیون دلار +۵۸۹ میلیون دلار
(۱) (۲) (۳)

یک مثال و موردی از مطالعه یک طرح با بررسی هزینه‌های مربوطه

نصب یک سیستم جمع آوری زیر دریا ،جهت میدان تولید گاز طبیعی فراساحلی

برای یک شرکت عمده نفتی جهت تسهیلات جدید تولید گاز شامل چند خط"۸ جمع آوری زیر دریا(خطوط کم قطر جریانی) که به یک خط اصلی("۲۰)، انتقال گاز زیر دریایی بطول ۱۹ Km تخلیه می‌گردند، طرحی برای خطوط لوله با طول عمر مفید(۲۰) سال پیشنهاد می‌گردد. در این طرح، خط لوله برای۲۰ سال گاز مرطوب را از تأسیسات آبی میدان فراساحلی به تسهیلات نم‌زدایی ساحلی، حمل می‌نماید. نرخ خوردگی داخلی خط لوله بر اساس استفاده از مدل‌های پیشگویی خوردگی در دامنه ۳۰۰تا ۴۰۰ میلز در سال برآورده شده است که یک نرخ بسیار بالای غیر قابل قبول برای خطوط لوله فولاد کربنی(c.s) استاندارد است. به دلیل اینکه

سیستم خورده می‌شود، چند طرح بشرح ذیل، برای کاهش خوردگی پیشنهاد و بررسی می‌گردند.

۱-استفاده توامان از فولاد کربنی و مواد شیمیایی بازدارنده خوردگی.

۲-استفاده توامان از فولاد کربنی(c.s) با پوشش محافظ داخلی همراه مواد شیمیایی بازدارنده خوردگی.

۳- استفاده از فولاد ضد زنگ دوپلکس با ۲۲٪ کرم.

۴- استفاده از آلیاژ مقاوم خوردگی (CRA_S25).

ارزیابی اقتصادی هر یک از این طرح‌ها مبتنی بر ارزیابی‌های ریسک، و برآوردهای هزینه چرخه حیات(l.c.c)، می‌باشد.

ایده‌های مطرح شده برای خطوط لوله جریانی

در حالت استفاده از فولاد کربنی عریان با یک بازدارنده خوردگی مکمل هزینه برآورده شده نصب یک خط لوله، ۷۶۳۰۰۰ دلار می‌باشد. براساس نرخ خوردگی پیش‌بینی شده سیستم، نیمی از خطوط لوله جریانی در طول عمر مفید میدان نیازمند تعویض می‌گردند، از اینرو جهت تعویض این خطوط، هزینه‌ای معادل۵۴۹۰۰۰ دلار با احتساب تورم سالیانه لازم می‌باشد، و نهایتاً هزینه کل این روش ۱/۳۱۲ میلیون دلار می‌گردد. علاوه بر این، ریسک نارسایی کنترل خوردگی بواسطه عملکرد بد سیستم تزریق بسیار زیاد در نظر گرفته شده و حفاظت از خوردگی خارجی بواسطه اعمال پوشش محافظ و C.P معادل۴۹۰۰۰۰دلار می‌گردد. برای حالت استفاده از فولاد کربنی با پوشش محافظ داخلی بهمراه یک بازدارنده خوردگی مکمل، هزینه نصب خط لوله ۱/۰۳۳ میلیون دلار می‌شود. بخشی از این هزینه، جهت نصب پوشش در داخل لوله می‌باشد. غلاف‌های قابل جوشی که لب به لب، دو بخش انتهایی لوله را در بر گرفته ۱۰۰٪ پوشش داخلی به لوله می‌دهند. تزریق بازدارنده خوردگی مکمل جهت نقاط فاقد پوشش یا منافذ موجود در سطح پوشش داخلی(هالیدی) خط لوله ضروری می‌باشد. همچنین خسارت‌های نصب یا خسارت‌های حین کار به سبب منافذ ممکن سطح پوشش رخ می‌دهند. در اینجا هم رقم ۴۹۰ هزار دلار جهت پوشش سطح خارجی و اعمال C.P هزینه می‌گردد. در حالتی که از فولاد زنگ‌نزن دوپلکس استفاده شود. هزینه نصب۱/۷۷ میلیون دلار برآورد شده، و نظر به اینکه این آلیاژ مجاز برای سرعت‌های تولید بالاتر می‌باشد، حساب شده که خطوط لوله

صنعت نفت
Oilindustry.ir
CLICK HERE

جریانی کم قطرتر("۶) را می‌توان بکار برد. در اینصورت ۲۵٪ در هزینه‌های نصب، صرفه‌جویی گشته، و نرخ آن ۱/۳۳ میلیون دلار می‌گردد. سرعت‌های بالاتر منجر به کمتر شدن جامدات باقیمانده ناشی از پوسته‌گذاری و محصولات خوردگی می‌شود. بعلاوه محدود شدن مساحت سطح بیرونی لوله کم قطرتر، باعث کاهش هزینه حفاظت خارجی جهت اعمال پوشش و C.P آن تا حد ۳۷۰ هزار دلار می‌گردد. نهایتاً پیشنهاد استفاده از آلیاژ مقاوم خوردگی(CRA_S 625) می‌باشد. این طرح تنها ایده‌ای بود که نیازی به حفاظت خارجی، اعمال پوشش و C.P نداشت. هزینه اجرای این طرح که توجه جدی به آن نشد، برای یک خط("۸)، در حد ۸/۸۵ میلیون دلار و برای یک خط("۶)، ۶/۶۵ میلیون دلار می‌باشد.

بررسی پیشنهادها برای خط اصلی انتقال("۲۰)

کلیه پیشنهادهای فوق تا حد امکان برای خط ("۲۰) اصلی به شرح ذیل بررسی گردیدند:

۱- پیشنهاد استفاده از فولاد کربنی عریان بهمراه بازدارنده خوردگی بدلایل کاملاً فنی جهت تعمیر و نگهداشت خطوط و تسهیلات آبخور و ضرورت برداشتن رسوبات سخت تشکیل شده بر روی آنها پس از تکمیل نصب در زیر آب دریا مورد پذیرش واقع نگردید. کارایی این سیستم بدلیل تشکیل جامدات سخت در داخل خط لوله بسیار کاهش می‌یابد. تسهیلات تازه ساخت نیز نیاز به راندن توپک بازرسی در درون خط، فراهم آوردن راهی برای پایش مقدار سودمندی بازدارنده خوردگی و تنظیم مستمر میزان تزریق این مواد دارند.

۲- هزینه نصب برآورد شده برای فولاد کربنی با پوشش داخلی بهمراه بازدارنده خوردگی مکمل، ۱۱/۱۶ میلیون دلار می‌باشد، این روش نیازمند غلاف‌هایی است که در سرتاسر خط لوله بخصوص در نقاط جوشکاری بطور یکپارچه اتصال یافته، سطح داخلی را بخوبی پوشش دهند، در مقابل از بازدارنده خوردگی برای پوشاندن نقاطی از پوشش که بخوبی عمل نکرده و ناپیوسته (هالیدی) هستند، استفاده می‌شود. نرخ خوردگی برای سطوح تحت منافذ پوشش براساس مدل‌های آماری و تجربی ۲ میلز در سال برآورد شده است. ۳/۲ میلیمتر یا (" ۱/۸) بعنوان فوق‌العاده ضخامت مجاز خوردگی جهت اطمینان از مقابله با مسائل مربوط به نارسائی مواد بازدارنده، بعلاوه مسائل راه اندازی، در نظر گرفته می‌شود.

۳- هزینه نصب خط لوله از جنس فولاد زنگ‌نزن دوپلکس ۱۷/۱۶ میلیون دلار برآورد شده، هزینه قطرهای بزرگتر لوله‌های دوپلکس بمراتب بسیار گران‌تر از هزینه لوله‌ها با قطر(۶تا ۸)

اینچ است که قیمت آنها بررسی گردیده است. برای تمامی این حالات، اعمال پوشش محافظ خارجی و C.P، برای مقابله با خوردگی خارجی، الزامی است. هزینه این اقدام ۷/۸۴ میلیون دلار، یا یک هزینه ۴۶تا۷۰٪ اضافی، نسبت به هزینه نصب هر یک از این خطوط لوله می‌باشد.

۴- هزینه بکارگیری CRAs 625 که بدلیل گرانی بیش از اندازه هزینه‌های آغازین اجراء پروژه بطور جدی برای این اقدام مورد ملاحظه واقع نگردید، ۷۷ میلیون دلار برآورد شده است.

جداول۴و۵ نرخ‌های ارزیابی ریسک و هزینه‌های چرخه حیات را برای هر یک از پیشنهادهای مطرح شده، جهت بررسی‌های اقتصادی و انتخاب مناسب مصالح در این پروژه، عرضه می‌دارند.

فاکتورها یا عوامل مؤثر ریسک

شانس موفقیت برای هر یک از این فنون براساس تاریخچه دانسته‌های میدانی ثبت شده بعلاوه ارزیابی میزان خوردگی سیستم و سطح مهارت مورد نیاز برای اجرای موفقیت‌آمیز آنها در جدول۴ ارائه گردیده است. براساس فاکتورهای ریسک علیرغم برتری نسبی فولاد زنگ‌نزن دوپلکس، تصمیم به انتخاب فولاد کربنی پوشش‌دار که جاذبه اقتصادی بیشتری دارد، گرفته می‌شود. در جدول۵ که جدول معیار هزینه نصب برای هر یک از فنون پیشنهادی می‌باشد، نرخ‌های نصب خطوط لوله:"۸ جریانی و "۲۰ اصلی بهمراه نرخ‌های حفاظت از خوردگی داخلی، بصورت یکجا و حفاظت از خوردگی خارجی بطور مجزا مشاهده می‌شوند. مورد بدون خوردگی در اولین ستون جدول۵ نشان دهنده هزینه فیزیکی نصب یک خط لوله فولادی است، چنانکه هزینه‌های اضافی را بواسطه مقادیر کنترل خوردگی بوضوح می‌توان دید. هزینه‌های اعمال حفاظت کاتدیک(C.P) و پوشش خارجی به هزینه‌های خط لوله، اضافه می‌شود. از اینرو ملاحظات مربوط به خوردگی خارجی، متفاوت و کاملاً جدا از ملاحظات مربوط به خوردگی داخلی است. هزینه کل نصب خطوط لوله "۸ جریانی و "۲۰ اصلی انتخابی در میدان گازی بر اساس نرخ مصالح جدول۵ که در زیر آنها خط کشیده شده است، به شرح ذیل می‌باشد.

۲۰/۷میلیون دلار ،هزینه کل طرح خطوط لوله در میدان گازی بشرح

(۱/۳۳ میلیون دلار برای خط جریانی "۶ از جنس دوپلکس)+ (۳۷۰ هزار دلار برای اعمال C.P و اجرای پوشش خارجی خط لوله جریانی "۶ دو پلکس) + (۱۱/۱۶ میلیون دلار برای خط اصلی جمع‌آوری از جنس فولاد کربنی پوشش‌دار داخلی و بازدارنده شیمیایی مکمل) + (۷/۸۴ میلیون دلار برای اعمال C.P و پوشش خارجی خط اصلی جمع آوری)□ برآورد شده است.

در حالت بدون خوردگی: (۱۰/۲۳ میلیون دلار هزینه کل برای خطوط لوله میدانی بشرح) : (۹۷۰ هزار دلار برای خط لوله جریانی از جنس فولاد کربنی عریان) +(۹/۲۶ میلیون دلار برای خط اصلی جمع‌آوری از جنس فولاد کربنی عریان) برآورد می‌گردد. بنابراین خوردگی عامل دو برابر شدن هزینه نصب خط لوله میدانی می‌شود.

نتیجه‌گیری

نفت و گاز هر دو کالاهای عرضه شونده هستند. بنابراین میزان فعالیت در زمینه تولید آنها به صعود یا سقوط قیمتها بستگی دارد. از طرفی هزینه‌های تولید رابطه مستقیمی با بهای کالا ندارند. این هزینه‌ها به دو دسته: هزینه‌های درون چاهی و هزینه‌های تحت‌الارضی تقسیم می‌گردند. اقتصاد خوردگی برای میادین ساحلی بر اساس کاهش هزینه‌های تولید و تثبیت هزینه‌های از کار افتادگی و یا جایگزینی که بدقت تعیین شده‌اند، مشخص می‌شود. ولی در مناطق دریایی هزینه‌های ممانعت از خوردگی شامل: فن‌آوری، طراحی، مصالح، ساخت، ساختمان و نصب هم به آنها اضافه می‌گردد. برحسب نوع اقدام برای کنترل خوردگی که بطور وسیعی به محیط تولید وابسته است، عرصه عمل و فلسفه شرکت تغییر می‌کند. CAPEX یا هزینه‌های عمده و کلان به کلیه هزینه‌های سرمایه‌گذاری شده برای اجرای یک پروژه از زمان طرح تا شروع بهره‌برداری گفته می‌شود که مستقیماً به خوردگی مربوط است وCOPEX یا هزینه‌های عملیاتی به کلیه هزینه‌های جاری از زمان بهره‌برداری گفته شده که بطور نسبی به عمر مفید سیستم وابسته است. تحلیل‌های اقتصادی نشان می‌دهند در جائیکه جریان داده‌های مربوط به خوردگی و برآورد طول عمر مفید سیستم در عملکرد مدیریت خوردگی نقش داشته‌اند، کاهش هزینه‌های جاری خوردگی ممکن گردیده است. از اینرو هزینه‌های خوردگی بدو بخش مستقیم و غیر مستقیم دسته‌بندی می‌گردند. سه جنبه مهمی که به وفور در تحلیل‌های اقتصادی عملکرد مدیریت خوردگی بکار گرفته می‌شوند، عبارتند از: ۱- مدیریت خوردگی و عملکردهای آن. ۲- هزینه‌های چرخه حیات(l.c.c) . ۳- ارزیابی سود حاصل از هزینه.

پیشنهادها

با نگاه اقتصادی به خوردگی و تحلیل روابط ریسک و هزینه در عملکرد مدیریت آن توصیه می‌شود، راهبردهای زیر مورد توجه واقع گردند:

۱- افزایش آگاهی نسبت به هزینه‌های خوردگی و صرفه‌جویی‌های بالقوه.

۲- تغییر این استنباط که درباره خوردگی هیچ چیز نمی‌توان انجام داد.

۳- ارتقا طرح عملکردها برای مدیریت بهتر خوردگی.

۴- تغییر عملکردهای فنی جهت واقعی کردن صرفه‌جوئی‌های هزینه خوردگی.

۵- تغییر خط مشی‌ها و عملکردهای مدیریتی بمنظور واقعی کردن صرفه‌جوئی در خوردگی.

۶- ارتقا عمر پیش‌بینی شده و روش‌های ارزیابی کیفی.

۷- ارتقا فن‌آوری از طریق تحقیق توسعه و اجرا.

۸-بهبود دانش و مهارت برای کنترل خوردگی.

تشکر و قدردانی

در خاتمه لازم است از آقایان مهندس پاک‌نژاد(مدیر کل محترم)، مهندس یارمحمدی(معاون محترم مدیر کل) و مهندس یزدان کیا(رئیس محترم نظارت بر بازرسی فنی) از امور نظارت بر صادرات مواد نفتی و بازرسی فنی که امکانات لازم جهت تهیه و ارایه این مقاله را فراهم نمودند تشکر و قدردانی به عمل آید.

مراجع

1-"The Impact Of Declining Major North Sea Oil Fields Upon Future North Sea production"

2-Corrosion Control in Petroleum, NACE, 1979.

3-"API Energy Facts and FAQs,"http://www.api.org/faqs/,Novamber 2000.

4-J. Curfew,ARCO Permian,Personal Communication,August 1999.

5-Major U.S. Oil Company,Personal Communication,Septamber 1999.

6- Major U.S. Oil Company,Personal Communication,October 1999.

7-International Corrosion Cost Impact Study-Unitad States Natural Gas Exploration Industry, Gas Research Institue, 1996.

8-"The Cost Corrosion in the Oil and Gas Industry," Journal of Protective and lining, Vol.16,1999,P.5.
9-Major U.S. Oil Company, Personal Communication,October 1999.
10-Gregry R.Ruchau,PH.D. CC Technologies Labratories, Inc., Dublin, Ohio. Mohammed A. Al-Anezi, Saudi Arabian Oil Company (Saudi ARAMCO), Dhahran, Saudi Arabia. "Oil and Gas Exploation and Production,".

Table 1. Worldwide oil production from 1970–1996.[3]

CRUDE OIL PRODUCTION									
	thousand barrels per day								
	1970	1980	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Non-OPEC "Western"									
United States	9,648	8,597	7,355	7,417	7,171	6,847	6,662	6,560	6,471
Canada	1,305	1,424	1,518	1,548	1,604	1,677	1,742	1,806	1,820
Mexico	420	1,936	2,648	2,774	2,668	2,673	2,685	2,722	2,854
Norway	0	528	1,620	1,876	2,144	2,264	2,580	2,782	3,086
United Kingdom	2	1,619	1,850	1,823	1,864	1,922	2,469	2,565	2,633
OPEC									
Algeria	976	1,020	794	803	772	747	750	764	816
Indonesia	855	1,576	1,289	1,411	1,346	1,327	1,319	1,498	1,516
Iran	3,831	1,662	3,252	3,358	3,455	3,671	3,585	3,612	3,675
Iraq	1,563	2,514	2,080	283	425	448	550	600	600
Kuwait	2,983	1,661	1,235	200	1,050	1,870	2,000	2,007	2,060
Libya	3,321	1,830	1,374	1,509	1,493	1,361	1,380	1,390	1,403
Nigeria	1,090	2,058	1,811	1,867	1,902	1,905	1,883	1,890	2,014
Saudi Arabia	3,789	9,903	6,414	8,223	8,308	8,087	8,000	8,074	8,083
United Arab Emirates	691	1,702	2,117	2,416	2,322	2,195	2,223	2,205	2,217
Venezuela	3,708	2,165	2,085	2,350	2,314	2,335	2,463	2,609	2,955
Other Non-OPEC									
China	602	2,113	2,769	2,785	2,835	2,908	2,961	3,007	3,127
Kazakhstan	NA*	NA	515	530	515	460	405	415	460
Russia	NA	NA	10,325	9,220	7,915	6,875	6,315	6,135	6,010

*NA – Not available

جدول ۲

عناوین مخارج	هزینه به هزار دلار
هزینه‌های بازرسی	
ثابت و سربار	۴۹۲
بازرسی پرتو نگاری مقطعی وتماس با اشعه	۱۴۰۹
بازرسی فراصوتی	۳۶۱
دیگر هزینه‌های بازرسی	۱۰۵۴
جمع هزینه‌های بازرسی	۳۳۱۶
هزینه‌های پایش	
کوپن گذاری	۹۲۴
پایش باکتری	۱۳
ارزیابیهای آزمایشگاهی	۴۰
جمع هزینه‌های پایش	۹۷۷
ترمیم‌ها	۶۰۰
ستاد مهندسی	۱۴۱۶
بازدارنده خوردگی(منحصراً مواد شیمیایی)	۱۳۵۳۳
جمع کل هزینه‌ها	۱۹۸۴۰

جدول ۳

عناوین هزینه‌های خوردگی	هزینه به هزار دلار
بازرسی ، پایش وهزینه‌های ستاد مهندسی	۹۶۲۵
ترمیم‌ها	۱۳۵۰
بازدارنده خوردگی(منحصرا" موادشیمیایی)	۷۲۰۰
جمع هزینه	۱۸۱۷۵

جدول ۴

فاکتور شانس برای موفقیت	طرح پیشنهاد
٪۶۵	ماده بازدارنده خوردگی + فولاد کربنی عریان
٪۹۰	ماده بازدارنده خوردگی مکمل + فولاد کربنی پوشش شده
٪۹۵	فولاد ضد زنگ دوپلکس۲۲٪ کرم
٪۹۸	آلیاژ مقاوم CRA_S 625

جدول ۵

شرح خط لوله		c.s عریان مورد بدون خوردگی	فولادکربنی با بازدارنده خوردگی	c.sپوشش دارباباز‌دارنده خوردگی مکمل و فوق‌العاده ضخامت مجاز خوردگی	فولاد آلیاژی ضد زنگ‌ـ دوپلکس ۲۲٪ کرم دار	آلیاژ مقاوم خوردگی CRA_S 625
خطوط جریانی	لوله+حفاظت داخلی ازخوردگی	۹۷۰۰۰۰ دلار	۱۳۱۲۰۰۰ دلار	۱۰۳۰۰۰۰ دلار	۸" =۱۷۷۰۰۰۰دلار ۶"=۱۳۳۰۰۰۰دلار	"۸ ۸۸۵۰۰۰۰دلار= ۶ "=۶۶۵۰۰۰۰دلار ۶
	CP و پوشش خارجی	۰/۰	۴۹۰۰۰۰ دلار	۴۹۰۰۰۰ دلار	۸"=۴۹۰۰۰۰دلار ۶"=۳۷۰۰۰۰دلار	۰/۰
خطوط لوله اصلی	لوله + حفاظت ازخوردگی داخلی	۹۲۶۰۰۰۰ دلار	در دستـرس نمی‌باشد	۱۱۱۶۰۰۰۰دلار	۱۷۱۶۰۰۰۰دلار	۷۷۰۰۰۰۰۰دلار
	c.p وپوشش خارجی	۰/۰	۷۸۴۰۰۰۰ دلار	۷۸۴۰۰۰۰ دلار	۷۸۴۰۰۰۰دلار	۰/۰

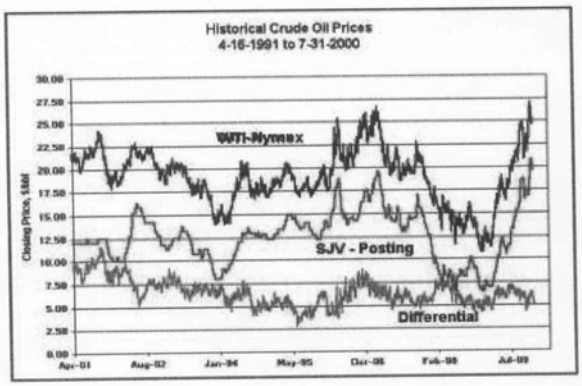


Figure 1. Oil prices in the 1990s.[2]

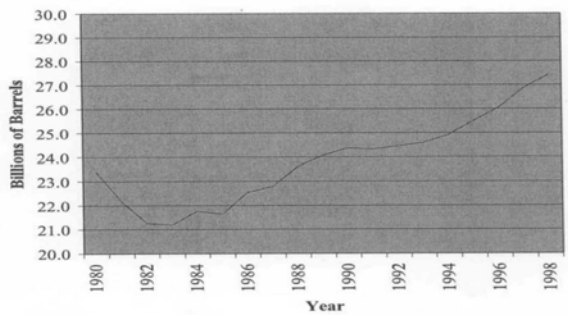


Figure 2. Annual world crude oil production.[3]

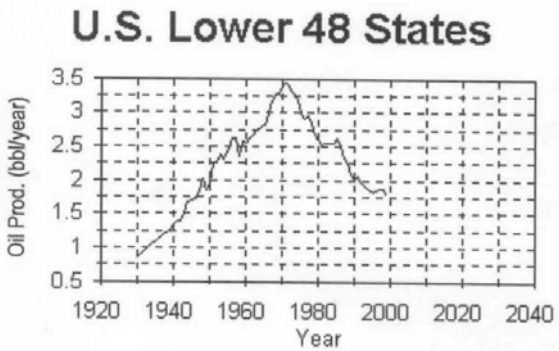


Figure 3. Crude oil production in the lower 48 states.[4]

صنعت نفت
Oilindustry.ir
CLICK HERE

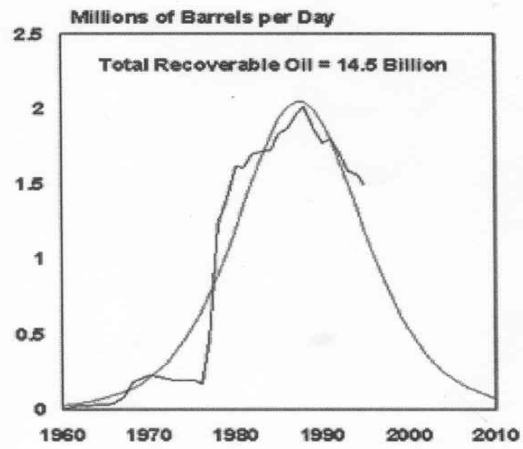
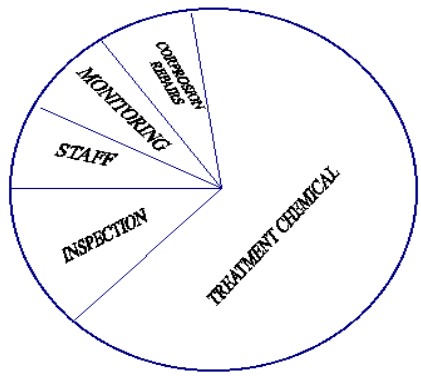


Figure 4. Annual crude oil production in Alaska.[4]



شکل(۵)هزینه خوردگی در میادین تولید نفت خام بر اساس فعالیت‌ها