

نقش اکسیژن در تخریب و ایجاد خوردگی موضعی لوله های حفاری چاه های نفت و گاز

تحقیق در علوم و مهندسی نفت،
سال شانزدهم، شماره ۵۴
صفحه ۳۱-۱۷، ۱۳۸۵

سید شمس الدین عابدی و علیرضا عبدالملکی*
پژوهشکده حفاظت صنعتی و محیط زیست، پژوهشگاه صنعت نفت
abdolmalekiar@ripi.ir

چکیده

اکسیژن محلول در سیال حفاری به عنوان عامل اصلی و تسریع کننده در تخریب و ایجاد خوردگی موضعی لوله های حفاری عمل می کند. حضور و تشکیل یون های خورنده در ترکیب شیمیایی گل حفاری و نیز رسوب پوسته های معدنی و محصولات خوردگی بر روی سطح لوله، باعث تشدید خوردگی ناشی از اکسیژن می شوند. در مقاله حاضر، اثرات خوردگی و تخریبی ناشی از حضور اکسیژن در سیال حفاری، مکانیزم و مورفولوژی های خوردگی ناشی از اکسیژن بر روی یک نمونه لوله حفاری از نوع S-135 نیز مورد تجزیه و تحلیل قرار خواهد گرفت.

مقدمه

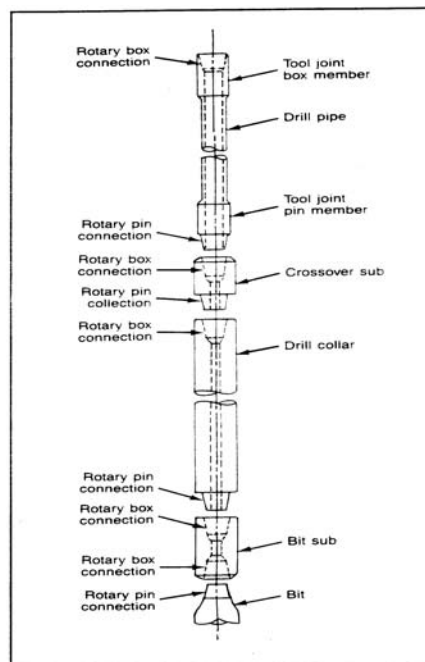
عملیات حفاری چاه های نفت و گاز از مراحل اولیه فرایند استخراج نفت و گاز از درون حوزه های زیرزمینی می باشد. این عملیات از حساسیت بالایی برخوردار بوده و می بایست به دقت صورت گیرد.

یک رشته حفاری از قسمت های مختلفی تشکیل شده است (شکل ۱). لوله حفاری^۱ یکی از قسمت های اصلی حفاریست. این لوله مته را چرخاننده و از طریق انتقال سیال حفاری به سر مته، آن را تمیز کرده و خاک و گل حفر شده را به بیرون از چاه انتقال می دهد. هرگونه انحراف کنترل نشده می تواند مسیر حفاری را تغییر داده و علاوه

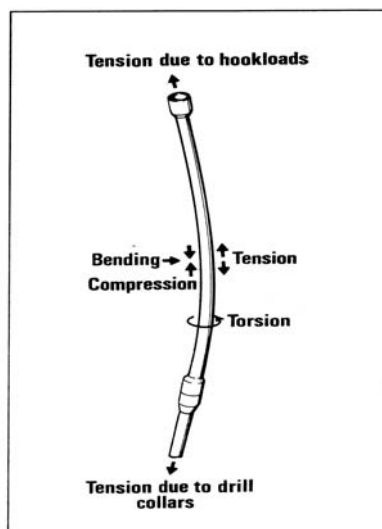
بر دور شدن از مسیر پیش بینی شده ورود به حوزه نفتی یا گازی مورد نظر، موجب وارد آمدن فشارهای مکانیکی و دینامیکی خارج از حد مجاز به رشته تجهیزات حفاری در دل زمین شود (شکل ۲). این فشارها در صورتی که خارج از حد استاندارد و مقادیر پیش بینی شده در طراحی باشند، به تنهایی قادرند

واژه های کلیدی

خوردگی موضعی،
لوله حفاری،
خستگی مکانیکی،
شکست،
مورفولوژی



شکل ۱- نمایش شماتیک از اجزاء یک رشته حفاری [۱]



شکل ۲- نمایش شماتیک از بارهای کششی، فشاری و خمشی که در کنار نیروی پیچشی و دورانی به

یک لوله حفاری در حین کار وارد می شوند [۱]

خصوص می بایست شرایط گل حفاری و چاه را از نقطه نظر خوردگی مورد ارزیابی قرار داده و همواره آن را کنترل کرد. عمده ترین محیط ها و عواملی که باعث بروز خوردگی توسط سیال حفاری می شوند عبارتند از اکسیژن، دی اکسید کربن،

به واسطه یکی از مکانیزم های خوردگی - خستگی یا خوردگی - تنشی (SCC) دچار ترک خوردگی و شکست می شوند [۹-۴].

خوردگی یکنواخت و خوردگی سایشی نیز از مسایل عمومی خوردگی است که امکان بروز آن وجود دارد. در این

می باشد. البته قیمت تمام شده لوله های حفاری تهیه شده از جنس آلومینیوم و تیتانیوم بعضاً بالاتر بوده و در هر گونه شرایط خوردنده چاه و سیال حفاری نیز قابل استفاده نمی باشند. در ادامه، تأثیر عامل اکسیژن در خوردگی و ایجاد حفرات بر روی سطح در تماس یک قطعه لوله حفاری نوع S-135 که تحت شرایط سرویس دهی و کار در یک چاه در حال حفر، زودتر از حد انتظار دچار خوردگی شده است مورد بررسی و تجزیه و تحلیل قرار خواهد گرفت. این لوله قبل از اینکه دچار ترک خوردگی و شکست شود، از سرویس خارج شده و لوله نو جایگزین آن شده است. چرا که در صورت شکست، هزینه های مستقیم و غیرمستقیم نامطلوب بر سیستم تحمیل خواهد کرد. مکانیزم تشکیل حفرات و مورفولوژی های مختلف حاصل از خوردگی ناشی از اکسیژن در حد امکان به تفصیل بیان خواهد شد.

آزمایش ها و بررسی های انجام شده

مشاهدات ظاهری و اطلاعات دریافتی

نمونه مورد بررسی در این مقاله، یک قطعه لوله به طول تقریبی ۴۲ cm و ضخامت دیواره ۱ cm می باشد که یک لایه پوشش پلیمری به ضخامت تقریبی ۰/۵ mm بر روی سطح داخلی آن اعمال شده که پوشش مذکور بسیار سخت و چسبنده و در عین حال ترد و شکننده (انعطاف ناپذیر) به نظر می رسد (شکل ۳). همانگونه که در شکل ۳ ملاحظه می شود، سطح خارجی لوله حاوی آثار خوردگی یکنواختی است که به صورت موضعی در آن حفراتی ایجاد شده است. رنگ رسوبات خوردگی عمدتاً به رنگ قهوه ای روشن می باشد. در بعضی نواحی، رنگ رسوبات به صورت قهوه ای تیره بوده و در بعضی نواحی دیگر به رنگ سفید متمایل به شیری می باشد. رنگ کف حفرات نیز بعضاً قهوه ای روشن، قرمز آجری، زرد رنگ و یا متمایل به تیره می باشد. در بعضی نواحی با وسعت

سولفید هیدروژن، pH پائین (pH اسیدی) و حضور یون های خوردنده دیگر. شرایط فیزیکی که سبب خوردگی می شوند نیز شامل ترکیب شیمیایی آلیاژ لوله، خواص متالورژیکی و مکانیکی آن، نوع طراحی، تنش های دینامیکی وارده و دما می باشند. علاوه بر این میکروارگانیسم ها نیز باعث بروز خوردگی می شوند [۳، ۱۴-۹] در مقاله حاضر تنها اثر و نقش عامل خوردنده اکسیژن مورد ارزیابی و بررسی قرار خواهد گرفت.

جنس آلیاژ لوله های حفاری عمدتاً از فولادهای با استحکام بالا (تافنس) بوده که از تحمل فشار و مقاومت در برابر خستگی و SCC برخوردار می باشند [۱، ۱۶-۱۵]. لذا ساختار این نوع فولادها می بایست بیشتر به صورت دانه ریز باشد. بررسی ها نشان می دهد که فولادهای دانه ریز با ساختار مارتزیت کوئنچ و تمپر شده از خواص استحکام خستگی و تحمل فشار بالایی برخوردار می باشند. بعضاً ممکن است از فولادهای با ساختار نرمالیزه و تمپر شده نیز استفاده شود. فولادهای مصرفی در ساخت لوله حفاری عمدتاً از نوع C-Mn یا C-Cr-Mo نظیر فولادهای سری ۴۱۰۰ و ۴۳۰۰ AISI می باشند. طبق استاندارد API Spec. 5D برای ریزدانه سازی فولادهای مصرفی در ساخت لوله های حفاری، می توان از عناصر Al، Nb، V یا Ti استفاده کرد [۱۷]. همچنین این استاندارد، فولادهای حفاری را به دسته ۴، E، X-95، G-105 و S-135 دسته بندی می نماید. نکته مهم در ترکیب شیمیایی هر چهار دسته مذکور این است که، می بایست مقادیر حداقل فسفر و گوگرد در آنها حتماً از ۰/۰۳٪ کمتر باشد.

امروزه علاوه بر فولاد از آلیاژهای تیتانیوم و آلومینیوم نیز به صورت موردی در ساخت لوله های حفاری استفاده می شود [۱ و ۲۰-۱۸]. از مزیت این آلیاژها بالاتر بودن مقاومت به خوردگی یکنواخت، وزن پائین و انعطاف پذیرتر بودن آنها در مقایسه با لوله های حفاری از جنس فولاد



شکل ۳- نمای ظاهری از خوردگی حادث شده بر روی سطح خارجی نمونه لوله حفاری مورد بررسی

(NaOH) و میزان H_2S در محیط گاز نیز ۵۰۰۰ ppm گزارش شده است.

آنالیز محصولات خوردگی سطح خارجی لوله به روش

XRF و XRD

به منظور شناسایی و آنالیز محصولات خوردگی، مقداری از سطح خارجی لوله جدا شده و تحت آزمایش های آنالیز عنصری XRF و آنالیز ساختاری XRD قرار گرفتند. نتایج حاصله در جدول ۱ ارایه شده است.

جدول ۱- نتایج آنالیز عنصری XRF و آنالیز ساختاری XRD از

محصولات خوردگی حادث شده برای سطح خارجی لوله

| نوع روش آنالیز | نتایج آنالیز عنصری و ساختاری شناسایی شده بر حسب شدت حضور |
|----------------|---|
| XRF | Fe-Ca-Ba-Cr-S-Cl-Mn-Zn-Pb-Mo |
| XRD | Fe_3O_4 -BaSiO ₃ -BaSO ₃ -BaSO ₄ |

آزمایش میکروپ شناسی

از آنجا که باکتری ها، به خصوص نوع SRB آن از عوامل خوردگی فلزات و آلیاژهای در تماس با اکثر محیط های آبی و خاکی بوده و بعضاً در خاک حفاری چاه های نفت نیز یافت می شوند و پیرو شناسایی عنصر گوگرد در آنالیز عنصری XRF محصولات خوردگی سطح خارجی لوله، برای تعیین و مشخص شدن اینکه آیا باکتری های SRB نیز در خوردگی سطح خارجی لوله شرکت داشته اند یا خیر، اقدام به انجام آزمایش میکروپ شناسی مطابق با شرایط ذکر شده در

کم (نواحی محدود)، سطح فلز صاف بوده و رنگ آن متمایل به تیره می باشد. عمق (یا ضخامت) بعضی از پستی و بلندی های محصولات خوردگی روی سطح به حدود ۱-۲ mm نیز می رسد. پوسته های اکسیدی و محصولات خوردگی بعضاً توسط کاردک فلزی قابل جدا شدن از سطح لوله می باشند. اثر سایش و جهت دار بودن حفرات روی سطح ملاحظه نمی شود. حفرات به عمق های مختلف از ریز تا درشت در کنار هم قرار داشته و توزیع آنها به صورت اتفاقی است.

شرایط کاری چاه حفاری و آنالیز ترکیب شیمیایی گل

حفاری مورد استفاده به شرح زیر است:

۱- عمقی از چاه، که خوردگی در آن رخ داده ۴۱۰۱ m می باشد.

۲- سرعت سیال حفاری ۵۷ m/min گزارش شده است.

۳- مشخصات و آنالیز ترکیب شیمیایی گل حفاری مورد استفاده به شرح زیر می باشد:

الف) مشخصات فیزیکی

- دانسیته 1804 kg/m^3

- ویسکوزیته 0.073 Ns/m^2

- $\text{pH} = 10 - 10.6$

- دما $85 - 140^\circ \text{C}$

- فشار سیال حفاری ۱۷۲-۱۳۸ bar

ب) مشخصات شیمیایی

ترکیبات گل حفاری شامل ترکیبات نمک NaCl، کلسیم، بنتونایت، باریت ($BaSO_4$) کربنات کلسیم ($CaCO_3$)، سود

بررسی های انجام شده به روش متالوگرافی نوری

متالوگرافی ریز ساختار

نمونه های متالوگرافی تهیه شده از مقطع طولی و عرضی لوله نشان می دهد که ریز ساختار آن در هر دو جهت به صورت مارتنزیت کوئنچ و تمپر شده^۱ ریزدانه می باشد (شکل ۴).

متالوگرافی مقاطع خورده شده

برای بررسی مورفولوژی خوردگی و حفرات ایجاد شده در سطوح لوله، تعدادی نمونه از مقطع طولی و عرضی آن تهیه و به کمک میکروسکوپ نوری و میکروسکوپ استریو مورد بررسی های متالوگرافی قرار گرفتند.

الف. بررسی های صورت گرفته به کمک میکروسکوپ استریو

این بررسی ها نشان می دهند که کل زمینه سطح عموماً دچار خوردگی یکنواخت شده که در بعضی از مناطق آن خوردگی موضعی شدید در قالب حفرات سطحی و عمیق ملاحظه می شود. تصویری از فصل مشترک خوردگی یکنواخت و خوردگی موضعی حاوی تعداد زیادی حفره در شکل ۵ ارایه شده است. تصاویر استریو از مورفولوژی خوردگی موضعی که به صورت حفره زنی روی سطح ملاحظه می شود در بزرگنمایی بالاتر در شکل ۶ ارایه شده است.

ب. بررسی های متالوگرافی به کمک میکروسکوپ نوری

بررسی های صورت گرفته به کمک میکروسکوپ متالوگرافی نوری بر روی نمونه های تهیه شده از مقاطع طولی و عرضی لوله نشان می دهد که زبری یا به عبارتی بهتر، توپوگرافی سطح به شدت تغییر کرده که مبین بروز خوردگی شدید بر روی سطوح لوله می باشد. عمق بعضی از حفرات ایجاد شده بر روی سطح، بعضاً تا ۲ mm نیز می رسد. تصویری از مورفولوژی مقطع یک حفره پهن و عمیق^۲ بر روی سطح خارجی لوله در شکل ۷ ارایه شده است.

استاندارد API RP 38 شد. این آزمایش به مدت یک ماه به طول انجامید و نتیجه آن منفی بود و مشخص شد که باکتری های SRB در خوردگی سطح خارجی لوله شرکت نداشته اند، به علاوه در آنالیز ساختاری XRD نیز ترکیب FeS که از محصولات واکنش خوردگی میکروبی SRB می باشد، در محصولات خوردگی شناسایی نشد.

آنالیز ترکیب شیمیایی فلز پایه

به منظور شناسایی عناصر آلیاژی نمونه لوله ارسالی و تطابق آن با استاندارد، آنالیز اسپکترومتری نشری به کمک دستگاه کوانتومتر پرتابل مارک PMI Master بر روی چهار نقطه از لوله صورت گرفت که نتایج آن در مقایسه با استاندارد API SPEC 5D Grade S-135 در جدول ۲ ارایه شده است. لازم به توضیح است که استاندارد مذکور تنها سطح و میزان عناصر آلیاژی گوگرد و فسفر را در آلیاژ لوله های حفاری مشخص نموده است و برای سایر عناصر آلیاژی مقادیری را ارایه نکرده است. به دلیل حساس بودن میزان عناصر گوگرد و فسفر در آلیاژ لوله برای آنالیز مقادیر آن در نمونه لوله مورد بررسی، از گان مخصوص اندازه گیری فسفر و گوگرد دستگاه کوانتومتری استفاده شد، ترکیب شیمیایی نمونه، در گستره استاندارد بود.

جدول ۲- آنالیز کوانتومتری ترکیب شیمیایی نمونه لوله ارسالی در

مقایسه با استاندارد API SPEC 5D Grade S-135

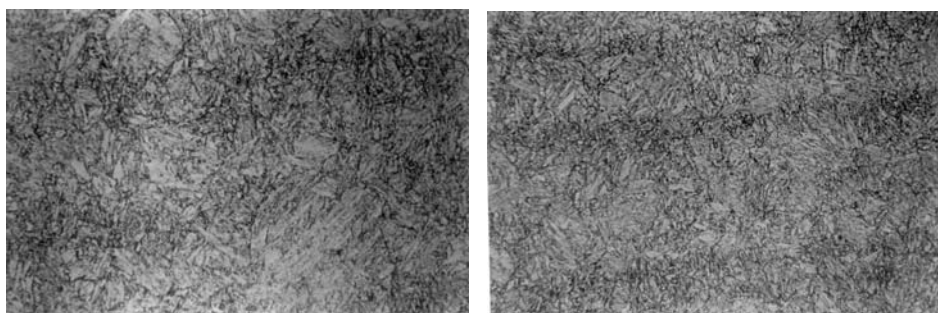
| ترکیب شیمیایی نمونه | | |
|---------------------|------------|-------------------|
| %P | %S | |
| ۰/۰۰۹ | ۰/۰۰۵ | نمونه مورد آزمایش |
| ۰/۰۳ (max) | ۰/۰۳ (max) | استاندارد |

توجه: آنالیز سایر عناصر موجود در نمونه مورد آزمایش شامل:

$\%C=0.304$ ، $\%Mn=0.577$ ، $\%Cr=0.775$ ، $\%Mo=0.489$ ، $\%Ni=0.02$ ، $\%V=0.13$ ، $\%Cu=0.22$ ، $\%Si=0.23$ ، $\%Al=0.26$ ، $\%Ti=0.04$ ، $\%W=0.01$ ، $\%Pb=0.01$ و $\%Zr=0.003$ می باشد که برای مقایسه آن در استاندارد مقادیری ذکر نشده است.

1. Q & T Martensite

2. Wide-Shallow Pit



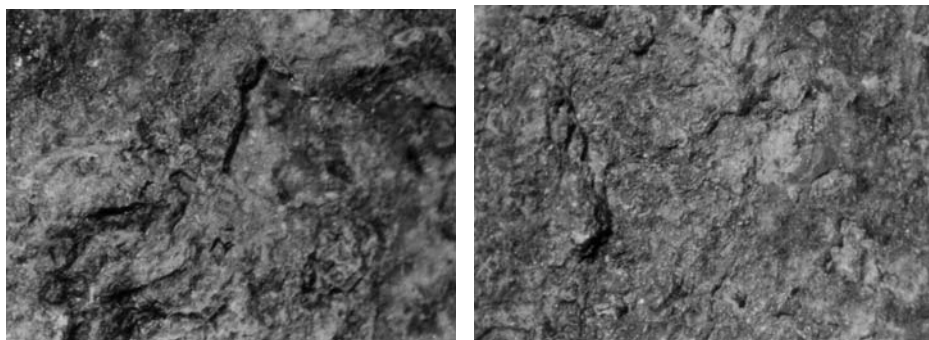
(ب)

(الف)

شکل ۴- ریزساختار نمونه لوله حفاری ارسالی در بزرگنمایی الف- X۵۰۰ و ب- X۸۰۰ (محلول اچ Picral)



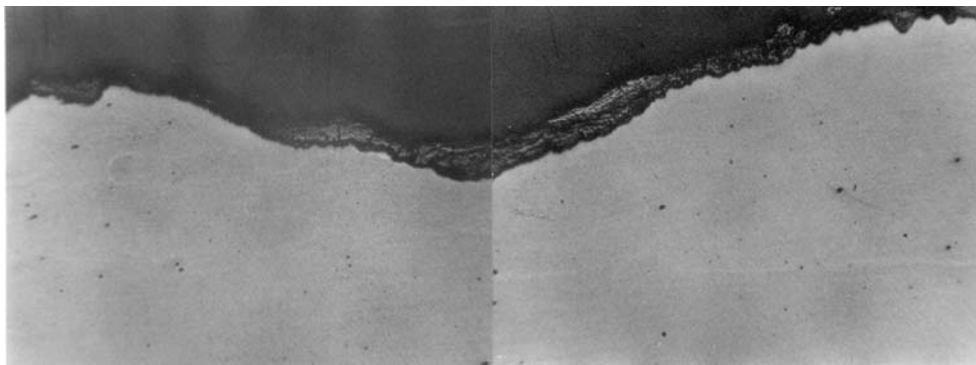
شکل ۵- تصویر استریو از فصل مشترک ناحیه خوردگی یکنواخت با خوردگی موضعی حاوی تعداد زیادی حفره (بزرگنمایی X۱۵/۵)



(ب)

(الف)

شکل ۶- تصاویر استریو از مورفولوژی حفرات ایجاد شده روی سطح خارجی لوله در بزرگنمایی الف- X۲۶ و ب- X۳۱



شکل ۷- مورفولوژی مقطع عرضی یک حفره پهن و عمیق (Wide-Shallow Pit) بر روی سطح خارجی لوله در بزرگنمایی X۴۰

حاصل می شوند، نمایان می باشند (شکل ۱۰). این نقیصه ریز ساختاری ممکن است در حین فرایند تولید لوله به وجود آمده باشد یا در حین سرویس دهی لوله در حین حفاری، آنجا که در تماس با سنگ ریزه های ناشی از حفاری چاه قرار می گیرد، به وجود آمده باشد. ساختارهای مذکور از نظر خوردگی مقاومت پایینی دارند و خوردگی حفره ای به راحتی در آن مناطق رخ می دهد.

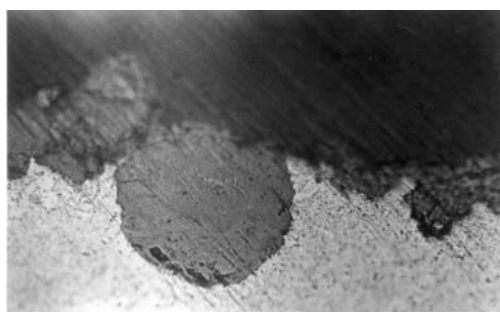
به طوری که از تصاویر ۱۰. ب و ج ملاحظه می شود، در این نواحی از سطح نیز حفرات با هر دو مکانیزم بهم پیوستن و Undercutting به سمت داخل نمونه پیشروی می کنند.

بررسی و آنالیز سطوح خوردگی به وسیله میکروسکوپ الکترونی روبشی (SEM)

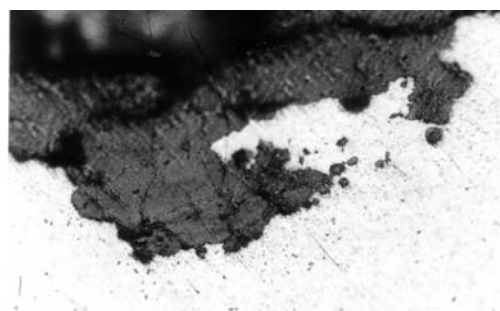
تصاویر SEM از محصولات خوردگی تشکیل شده بر روی سطح خارجی لوله به همراه نتایج آنالیز صورت گرفته به

همان گونه که ملاحظه می شود سطح دیواره حفره اصلی، خود نیز دارای پستی و بلندی می باشد که حاکی از اجتماع و بهم پیوستگی حفرات کوچکتر بر روی دیواره می باشد. در واقع بررسی ها و تصاویر نشان می دهند که حفرات بزرگتر، از بهم پیوستن حفرات کوچکتر در حین رشد شکل گرفته و به وجود آمده اند. سپس به صورت موضعی نیز دیواره حفره اصلی به خصوص نوک آن، یک حفره کوچکتر جوانه زده و رشد می نماید و به همین شکل حفره به طرف داخل نمونه پیشروی می کند (شکل ۸). در بعضی مناطق نیز حفرات از طریق مکانیزم Undercutting گسترش یافته و به درون ضخامت لوله به پیش می روند (شکل ۹).

بررسی مورفولوژی خوردگی بر روی لبه سطح خارجی لوله نشان می دهد که در بعضی از نواحی مورفولوژی لایه سطحی با توده، نمونه متفاوت بوده و عمدتاً به صورت ساختارهای سوزنی درشت که ظاهراً ناشی از ذوب و کوئنچ شدن سطحی



شکل ۸- مورفولوژی بهم پیوستن حفرات و تشکیل حفرات بزرگتر و پیشروی آن به داخل نمونه (بزرگنمایی ۵۰۰X)



شکل ۹- تصویر حفره زنی و پیشروی یک حفره از طریق مکانیزم Undercutting بر روی سطح خارجی لوله (بزرگنمایی ۵۰X)

خوردگی (شکل ۱۱-ب) که می‌تواند دسترسی یون های مخربی چون اکسیژن و کلر را به سطح لخت فلز بیشتر کند، توجه شود.

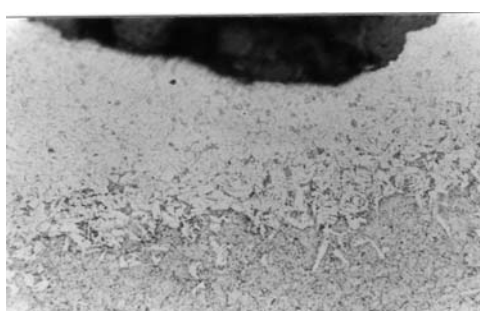
بررسی و آنالیز عنصری حفرات تشکیل شده بر روی سطح مقطع لوله در نواحی تخریب شده در شکل ۱۲ نشان داده شده است. همانطور که ملاحظه می‌شود یون مخرب کلراید در این منطقه حضور فعال و قابل توجهی دارد. میزان بالای اکسیژن نیز نشان دهنده وجود محصول خوردگی زنگ آهن و ترسیب محصولات واکنشی گل حفاری با فلز در این ناحیه می‌باشد. علاوه بر این جوانه زنی یک میکروتروک از کف حفره (pit) نشان داده شده در شکل مذکور ملاحظه می‌شود. اشاعه و گسترش یک چنین میکرو ترک هایی می‌تواند مقدمات ترک خوردگی و شکست لوله حفاری را سبب شود.

کمک آنالیزور EDAX میکروسکوپ مذکور، در شکل ۱۱ ارایه شده است.

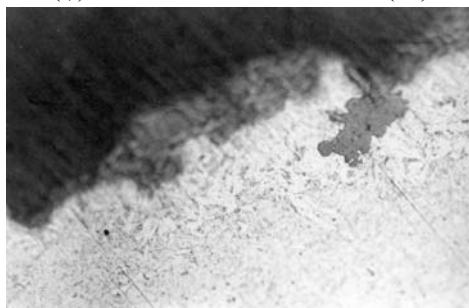
همانطور که از آنالیز ارایه شده در شکل ۱۱.ج (مربوط به تصویر ۱۱. الف) ملاحظه می‌شود عمده عناصر موجود در محصولات خوردگی شامل O، C، و تا حدودی Si، S، Ca، Mg، Al، Cl و مابقی آن Fe می‌باشد. حضور عنصر مخرب کلراید که عامل جوانه زنی حفره می‌باشد نیز در ترکیب این محصولات قابل توجه می‌باشد. تصویر دیگری از محصولات خوردگی رسوب شده بر روی سطح خارجی لوله به همراه آنالیز آن در شکل ۱۱. ب و د ارایه شده است. در اینجا نیز عمده عناصر موجود شامل O، C، و تا حدودی Mg، Ca، S، Cl، Na و مابقی آن Fe می‌باشد. به افزایش میزان یون کلراید در این منطقه و تشکیل ترک های سطحی بر روی محصولات



(ب)

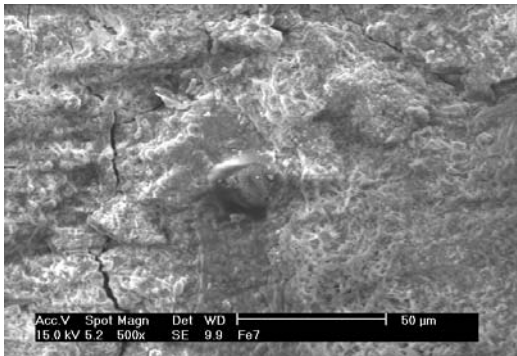


(الف)

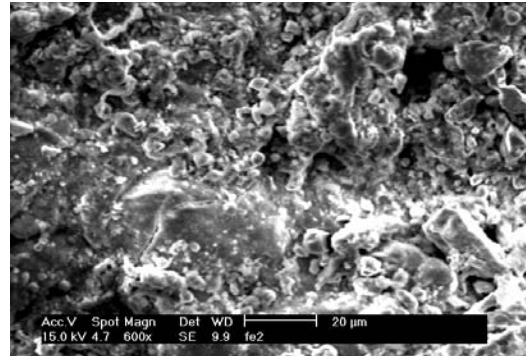


(ج)

شکل ۱۰- الف - ریزساختار سوزنی شکل لایه سطحی لوله در سطح خارجی که در بعضی از نواحی آن ملاحظه می‌شود و تصویر مورفولوژی تشکیل و پیشروی حفرات به داخل ساختار از طریق ب- مکانیزم بهم پیوستن حفرات مجاور در حین رشد و ج- مکانیزم Undercutting (بزرگنمایی ۱۰۰X)

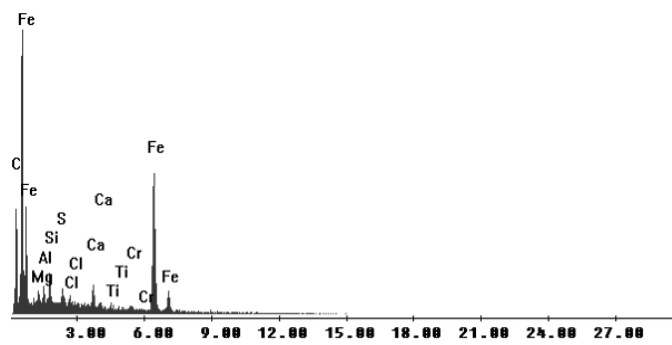


(ب)



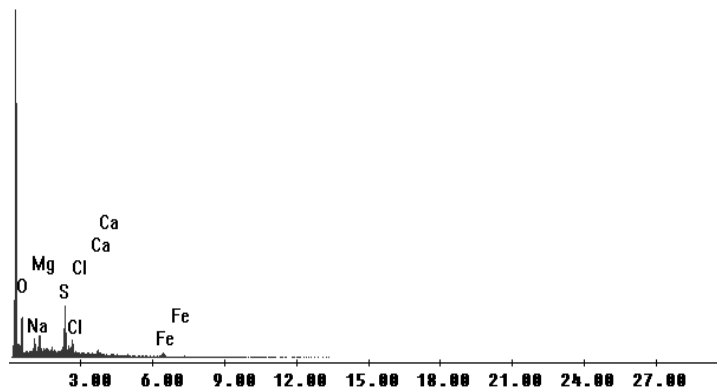
(الف)

0



(ج)

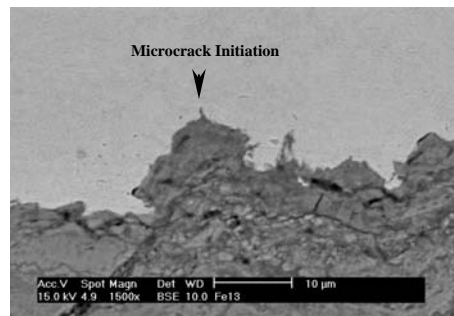
C



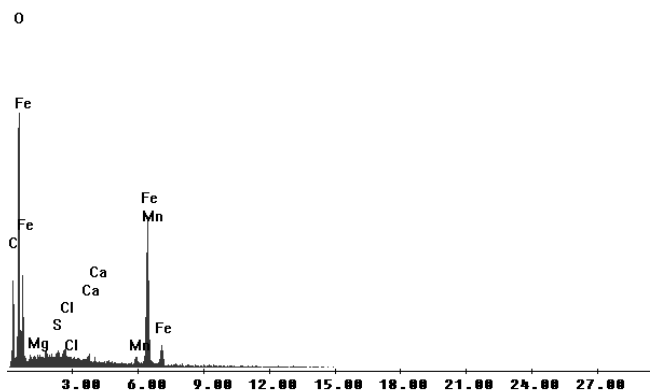
(د)

شکل ۱۱- الف و ب- تصویر SEM از محصولات خوردگی تشکیل شده بر روی مناطق مختلف سطح خارجی لوله.

ج و د- آنالیز عنصری این محصولات به روش EDAX



(الف)



(ب)

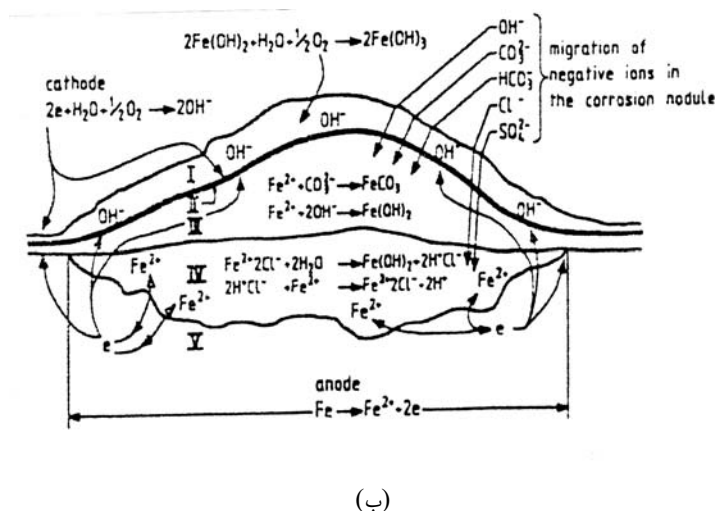
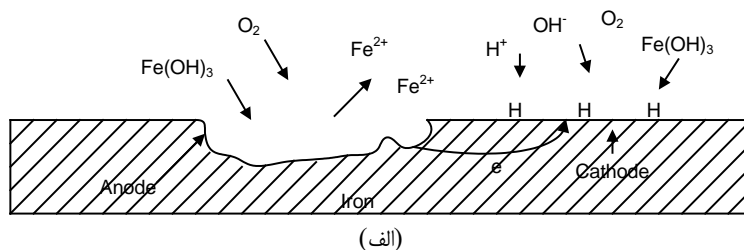
شکل ۱۲- الف- مورفولوژی جوانه زنی و اشاعه حفره به داخل گوشت نمونه در سطح مقطع لوله در نواحی که دچار خوردگی و تخریب شده است و ب- آنالیز عنصری محصولات خوردگی واقع در آن به روش EDAX

بحث و بررسی

ساختار یک پیل غلظتی اکسیژن^۳ تشکیل شده و از طریق این مکانیزم، حفره رشد می کند (شکل ۱۰-ب). زمانی که یون های خورنده دیگری نیز مانند یون کلراید (Cl⁻) در داخل محیط خورنده حضور داشته باشند، آنها نیز در مکانیزم جوانه زنی و رشد حفره کمک شایانی دارند. تحت این شرایط، یون کلراید خود را به نوک در حال پیشروی حفره رسانده و با یون های فلزی که از سطح فلز جدا شده اند، اندرکنش می دهد. در اثر این اندرکنش و تولید محصولات خوردگی و ایجاد شرایط اسیدی (شکل ۱۳-ب)، pH نوک حفره به سمت مقادیر اسیدی، سوق پیدا می کند. لذا هر چند که pH حجم محیط ممکن است در محدوده pH های قلبایی باشد، ولی pH نوک حفره در محدوده pH های اسیدی قرار

همانطور که از تصاویر ارایه شده از مقاطع خورده شده سطح خارجی لوله حفاری ملاحظه می شود، مورفولوژی خوردگی ایجاد شده به صورت حفره زنی می باشد. خوردگی حفره ای شامل سه مرحله نهفتگی^۱، جوانه زنی^۲ و رشد می باشد. در مرحله جوانه زنی یون های خورنده ای چون اکسیژن (O₂)، کلراید (Cl⁻)، یون سولفات (SO₄⁻)، یون کربنات (CO₃⁻) و ... از عوامل فعال در جوانه زنی یک حفره بر روی سطح فلز در تماس با محیط خورنده می باشد (شکل ۱۳).

همانطور که از شکل ۱۳. الف ملاحظه می کنیم، در حضور اکسیژن و حمله آن به سطح فلز، حفره جوانه زده و ایجاد می شود. با تشکیل محصولات خوردگی بر روی سطح و عملکرد آن در غالب کاهش سرعت نفوذ اکسیژن به داخل،



شکل ۱۳- الف- مکانیزم جوانه زنی و تشکیل حفره توسط اکسیژن و ب- تشکیل محصولات

خوردگی و پیشرفت حفره به داخل ساختار [۲۲]

خورنده ای چون یون کلراید (Cl) و ... یافت شده اند (جدول ۱ و شکل های ۱۱-ج و د).

گل های حفاری مناسب با توجه به نیاز منطقه مورد حفاری و خواص لایه های زمین آن منطقه تهیه می شوند تا نه تنها به عنوان روان کننده مته در حال کار و انتقال مواد کنده کاری شده از کف چاه به بالا عمل کنند، بلکه بتوانند با چگالی مناسب و ایجاد فشار، دیواره چاه را در حین حفاری نگه داشته و از ریزش آن جلوگیری کنند [۸، ۱۲ و ۱۳]. ترکیب شیمیایی گل حفاری و حضور عوامل خورنده ای نظیر O_2 ، H_2S ، CO_2 و ... در آن، می تواند باعث خورده شدن آلیاژ لوله حفاری شود [۳-۱ و ۱۴-۷]. کوپن های خوردگی لوله حفاری را می توان برای اندازه گیری نرخ خوردگی، شکل و علت خوردگی به کار برد. نرخ خوردگی بین $2/4$ تا $9/8 \text{ kg/m}^2$ در سال بدون ایجاد حفره یک گستره قابل قبول برای خوردگی یکنواخت لوله حفاری می باشد. معیار نرخ پایین تر (کمتر از $2/4 \text{ kg/m}^2$)

خواهد داشت. حضور یون های خورنده یاد شده در محیط در کنار پیل غلظتی اکسیژن، به پیشرفت اتوکاتالیتیک حفره به داخل ساختار کمک می نمایند. در آنالیز ساختاری به عمل آمده توسط روش XRD بر روی محصولات خوردگی سطح خارجی لوله حفاری، محصول خوردگی Fe_3O_4 ناشی از پیل غلظتی اکسیژن ملاحظه می شود (جدول ۱). البته لازم به ذکر است که ترکیبات خورنده دیگری نیز نظیر $FeCl_3$ و ... در داخل محصولات وجود دارند اما به دلیل کم بودن میزان آنها در داخل محصولات مورد آزمایش، قابل تشخیص نمی باشند و یا اینکه ساختار آنها آمورف بوده و به راحتی قابل شناسایی نمی باشند XRD نمی باشند (که این امر از ضعف ها و محدودیت های روش XRD به شمار می روند)، در درون ترکیب محصولات خوردگی سطح وجود دارند. چرا که در آنالیزهای انجام شده توسط روش XRF و نیز آنالیزهای گرفته شده توسط آنالیزور EDAX دستگاه SEM حضور عوامل

شده در گل، میزان اکسیژن موجود در آن تا حد ممکن پایین آید [۱، ۳، ۸، ۹ و ۱۴-۱۱]. از اکسیژن زداهای^۶ نظیر سولفیت سدیم یا بی سولفیت آمونیوم می توان برای حذف اکسیژن از سیال حفاری استفاده کرد [۸، ۹ و ۱۲] انتخاب نوع آن بسته به شرایط چاه و خواص گل حفاری بوده و بر اساس تجربه کاری اپراتور یا متخصص مجرب آن، تعیین می شود. نکته ای که در استفاده از این گونه مواد بایستی رعایت شود این است که تزریق آن به کمک یک پمپ به طور مستقیم، به داخل خط مکش^۷ پمپ های پیستونی^۸ باید بعد از آخرین چرخش و قبل از پمپاژ آن به داخل سیستم حفاری صورت گیرد [۲۱].

تصاویر تهیه شده از مقطع خوردگی ایجاد شده بر روی سطوح خارجی لوله حفاری، نشان می دهد که مورفولوژی حفرات ایجاد شده به صورت یکی از سه مورفولوژی (b)، (c) یا (e) ارایه شده در شکل ۱۴ می باشد.

لازم به ذکر است که اثرات مخرب حفرات تشکیل شده بر روی سطوح لوله حفاری، ایجاد محل های تمرکز تنش در دیواره لوله و فراهم آوردن شرایط مناسب برای بروز ترک خوردگی و شکست های ناشی از خوردگی - خستگی، خوردگی تنشی و ... می باشد. اکسیژن محلول در گل حفاری عامل اصلی و اولیه خوردگی حفره ای سطوح لوله بوده و سایر یون های خورنده، در کنار آن به پیشرفت خوردگی کمک می کنند. تغییرات نامطلوب ساختار متالورژیکی فلز در لایه های سطحی لوله که یا در حین پروسه تولید لوله ایجاد شده اند یا در اثر سایش ناشی از برخورد سنگ ریزه های موجود در گل حفاری (که در اثر کنده کاری مته در اعماق لایه های زمین به وجود می آیند) ایجاد شده اند یا به هر علت دیگر، می توانند شرایط خوردگی عمومی و موضعی در سطح لوله را تشدید کنند. در انتها لازم به ذکر است که اثرات تخریبی و

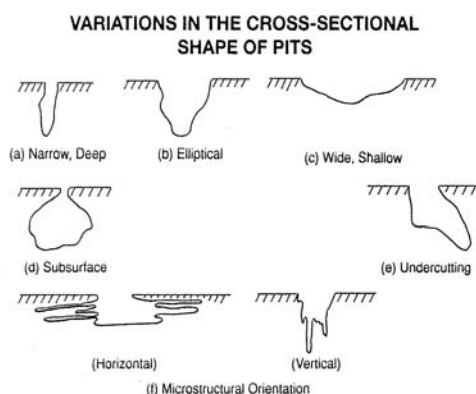
در سال) را می بایست برای چاه های منحرف شده، حفاری های عمیق و شرایط تنشی بالا در نظر گرفت [۱۳ و ۱۲]. در کنار آنالیز متناوب ترکیب شیمیایی گل حفاری و اندازه گیری میزان یون ها و گازهای خورنده موجود در آن، از مانیتورینگ های ویژه که از پروب های پلاریزاسیون خطی، گالوانیکی یا نوع های جدیدتر آن استفاده می کنند، که می توان برای کنترل، پایش و مانیتور کردن فرایند خورده شدن لوله حفاری استفاده کرد.

پوسته های معدنی و محصولات خوردگی رسوب یافته بر روی سطح لوله حفاری باعث بروز حفره دار شدن ناشی از خوردگی زیرسویی می شوند. برای جلوگیری از تشکیل رسوبات مذکور می توان از مواد ممانعت کننده رسوب^۱ نظیر فسفونات های آلی^۲، استرهای فسفات^۳ های با پایه ساختاری آکریلیکی، آکریلامیدی یا اسید مالئیک^۴ استفاده کرد [۱۱-۱۳]. انتخاب نوع آن بسته به شرایط چاه، خواص و ترکیب گل حفاری بوده و بر اساس تجربه اپراتور یا متخصص مربوطه تعیین و مشخص می شود.

اکسیژن، موجب بروز خوردگی حفره ای یا شیاری در زیر رسوبات و محصولات خوردگی شده و یکی از شتاب دهنده های خطرناک خوردگی در محیط های حفاری به شمار می رود. اکسیژن از طریق منابع خارجی نظیر اتمسفر و تجهیزات هم زنی حفاری وارد سیستم می شود. یکی از مؤثرترین راه های کاهش میزان اکسیژن حل شده در گل حفاری، کنترل عملکرد سیستم چرخشی^۵ می باشد. مسئله کف کردن، ناشی از بالا بودن میزان اکسیژن در سمت فشار بالای پمپ می باشد. برای غلبه بر مسایل فوق الذکر می بایست سیال گل حفاری را کف زدایی کرد یا خواص آن را به گونه ای تنظیم کرد که از طریق آزاد شدن سریع و راحت گاز حبس

6. Oxygen Scavengers
7. Suction Line
8. Displacement Pumps

1. Scale Inhibitors
2. Organic Phosphonate
3. Phosphate Esters
4. Acrylic Acryl Amide or Maleic acid Base Structure
5. Circulation System



شکل ۱۴- شماتیکی از انواع مورفولوژی حفرات در خوردگی حفره ای [۲۳]

پیشنهادات

در مواردی که اکسیژن محلول در سیال حفاری و تشکیل پوسته های معدنی و محصولات خوردگی رسوب یافته بر روی سطوح لوله های حفاری به عنوان عوامل خورنده تشخیص داده شوند، رعایت موارد ذیل پیشنهاد می شود:

- ۱- از کف کردن سیال حفاری جلوگیری و میزان اکسیژن محلول در گل حفاری تا حد ممکن و تا سطح استاندارد، بایستی کاهش یابد، برای این منظور می توان از مواد اکسیژن زدا نظیر سولفیت سدیم یا بی سولفیت آمونیوم استفاده کرد. دقت شود که تزریق این مواد به طور مستقیم و به داخل خط مکش پمپ های پیستونی، بعد از آخرین چرخش گل حفاری و قبل از پمپاژ آن به داخل سیستم حفاری صورت گیرد.
- ۲- از مواد رسوب زدا نظیر فسفونات های آلی، استرهای فسفاتی، فسفات های پایه ساختاری آکریلیکی، آکریلامیدی یا اسید مالئیک، برای حذف پوسته های معدنی ناشی از اندرکنش مواد شیمیایی درون گل حفاری مصرف شده و محصولات خوردگی راسب شده استفاده کرد.
- میزان استفاده از مواد فوق، تابع شرایط چاه، خواص و ترکیب شیمیایی گل بوده و بر اساس تجربه عملی متخصص مربوطه و با در نظر گرفتن شرایط یاد شده، تعیین می شوند.

خوردگی ایجاد شده بر روی نمونه لوله سطحی بوده و بر اساس نتایج آزمایش ها، خواص مکانیکی تأثیری بر روی خواص متالورژیکی و مکانیکی حجم دیواره لوله نداشته است.

نتیجه گیری

- ۱- اکسیژن محلول در سیال حفاری یکی از شتاب دهنده های خطرناک خوردگی موضعی بر روی لوله های حفاری به شمار می رود. لذا می بایست میزان آن در سیال حفاری، به همراه سایر عناصر خورنده نظیر یون کلراید و ... با روش های مناسب و تا حد ممکن کاهش یابند.
- ۲- مکانیزم خورده شدن سطوح نمونه لوله حفاری مورد بررسی، از نوع خوردگی حفره ای ناشی از حضور اکسیژن و خوردگی زیررسوبی^۱ ناشی از رسوب محصولات خوردگی و تشکیل پوسته های معدنی^۲ بر روی سطح لوله می باشد. زمینه خوردگی یکنواخت نیز در کل سطح لوله مشهود است.
- ۳- حضور یون های خورنده در ترکیب شیمیایی گل حفاری نظیر یون کلراید Cl^- و ... نیز از دیگر عوامل تشدید کننده خوردگی مذکور می باشند.
- ۴- مکانیزم رشد حفرات ناشی از خوردگی بر روی سطوح نمونه لوله حفاری مورد بررسی، به دو صورت، بهم پیوستن حفرات در حال رشد به یکدیگر و Undercutting می باشد.

1. Under Deposit Corrosion
2. Mineral Scale

منابع

- [1] D. Craig Bruce, *Practical Oilfield Metallurgy and Corrosion*, 2nd end., Pen well Publishing Co., 1993.
- [2] H.G. Byars, *Corrosion Control in Petroleum Production*, 2nd end., NACE, 1999.
- [3] M.A. A-Marhoun and S.S. Rahman, *Treatment of Drilling Fluid to Combat Drill Pipe Corrosion*, Corrosion, NACE, pp. 778-782, 1990.
- [4] B.A. Dale, *An Experimental Investigation of Fatigue-Crack Growth in Drill string Tubulars*, SPE Drilling Engineering, pp. 356-362, 1988.
- [5] O. Vaisberg, O. Vincke, G. Perrin, J.P. Sarda and J.B. Fay, *Fatigue of Drill String: State of the Art*, Oil and Gas Science and Technology, Vol. 57, No.1, pp.7-37, 2002.
- [6] R. Helbing and G.H. Vogt, *Reversed Bending Fatigue Strength of Drill Strings Subject to the Attack of Drilling Fluids*, Oil Gas – European Magazine, Vol. 13, No. 2, pp.16-20, 1987.
- [7] M. Watkins and G.A. Vaughn, *Effects of H₂S Partial Pressure on the Sulfide Stress Cracking Resistance of Steel*, Materials Performance, NACE, pp. 44-48, Jan. 1986.
- [۸] م. فرزاد، بررسی عملکرد شکست چند قطعه مهندسی مورد استفاده در صنعت نفت، فصلنامه تحقیق، ضمیمه کاربردی، شماره ۲۸/۱۳، ص ۲۸-۱۲، بهار ۱۳۷۷.
- [۹] ح. م. دزفولی، بررسی علت تخریب لوله ها در حفاری چاه های نفت و گاز، اولین کنگره خوردگی در صنایع نفت، ص ۳۸۹-۳۶۵، خرداد ۱۳۷۹.
- [10] Z. Jiashen and Z. Jingmao, *Control of Corrosion by Inhibitors in Drilling Muds Containing High Concentration of H₂S*, Corrosion, NACE, Vol. 49, No. 2, pp. 170-174, 1993.
- [11] L. Garverick, *Corrosion in the Petrochemical Industry*, ASM, 1994.
- [12] L.W. Jones, *Corrosion and Water Technology for Petroleum Producers*, OGCI Publication (Oil & Gas Consultants International Inc.), Tulsa, 1988.
- [13] ASM Handbook, Vol. 13, Corrosion, ASM, 1987.
- [۱۴] ج. دهقانیان، خوردگی در گل های حفاری، اولین کنگره ملی خوردگی، ۱۰-۸ آبان، دانشگاه تهران، ص ۱۲۳-۱۰۸، ۱۳۶۷.
- [15] W.H. Schock and R. Santucci, *One Pice Forged, Heavy Wall Drill Pipe: Built Stronger for Tougher Drilling*, Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE, p. 12, 1986.
- [16] D.L. Sponseller, R. Garber and T.B. Cox, *Design of H₂S Resistance Steels for the Tubular Products Used in Oil and Gas Wells*, Symposium on the Effects of Hydrogen Sulfide on Steel, 22nd Annual Conference of Metallurgists, Canadian Institute of Mining and Metallurgy, 1983.

- [17] API Spec. 5D, *Specification for Drill pipe*, American Petroleum Institute, 2001.
- [18] R.W. Schutz, C.F. Baxter and P.L. Boster, *Applying Titanium Alloys in Drilling and Offshore Production Systems*, JOM, Vol. 53, No.4, pp.33-35, April 2001.
- [19] M. Genrikh Fine, S. Viadimir Basovich, D. Alexander Pisarnitsky, V. Boris Jemetz, D. Lubov Mazurova and Ya. Michael Gelfgat, *Proceeding of the International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering OMAE*, Vol. VI, pp. 299-306, 1995.
- [20] W. Stephen Clarapdl, R.D. Grimes, F.H. Nichols and D.S. Moore, *Corrosion and Stress Corrosion Cracking of Aluminium Alloy Drill Pipe in a Water – Based, Low Solids, Non-dispersed Drilling Mud*, SPE Drilling Engineering, Vol. 5, No. 2, pp.135-140, 1990.
- [21] S. Devereux, *Practical Well Planning and Drilling Manual*, Penn Well, 1998.
- [22] D.D. Evert, *Corrosion Atlas*, 3rd Expanded Revised Edition, Elsevier, 1997.
- [23] R. Baboian, *NACE Corrosion Engineering Reference Book*, 3rd Edition, NACE, 2002.