

APLICACIONES DE TUBING DE ACERO CON 13% DE CR EN EL YACIMIENTO LOMA DE LA LATA: EXPERIENCIAS LUEGO DE MAS DE 15 AÑOS DE USO.

Autores:

Marcelo Sánchez y Marcelo Barreto – RepsolYPF

Fabián Benedetto y Sandro Nicolino - TenarisSiderca

1.- Sinopsis:

La bibliografía existente reporta los primeros usos de acero tipo AISI 410 (12 a 14% Cr) a partir del año 1978-79 en pozos corrosivos del Golfo de México, Gabón y Holanda. En todos los casos se trata de Tubing en aceros templados y revenidos en donde el objetivo inicial fue aumentar la vida útil de la tubería en pozos con altos caudales de producción.

Con referencia a nuestro país, el Grado de acero API L80 13Cr se comenzó a utilizar en la década del '80 en el Yacimiento Loma de la Lata (Cuenca Neuquina). Allí, surgió la necesidad de instalar materiales mas resistentes a la corrosión por CO₂, fundamentalmente en aquellos pozos cuya presión parcial de este gas corrosivo superaba los 30 psi, y donde los grados de acero API J55, API N80 y API L80 (Tipo 1) sufrían severos ataques localizados de corrosión localizada aún utilizando métodos de protección de la corrosión tales como inyección de inhibidores o recubrimientos.

Al día de hoy, con un registro histórico de más de 100 pozos en Loma de la Lata cuya instalación posee Tubing con acero 13 Cr, se vuelca en este trabajo todo lo aprendido con referencia a los temas de particular importancia en el manejo y la selección de este tipo de material. Entre estos temas se mencionarán los límites de Uso del Grado API L80 13Cr., la resistencia a los trabajos de Acidificación, la resistencia al Crevise, la selección de una conexión apropiada, los métodos recomendados de manejo e instalación en Campo, y la forma de almacenamiento.

2.- Introducción:

Loma La Lata es el yacimiento gasífero más importante de la Argentina, su explotación se inicia en Septiembre de 1978. El Yacimiento cuenta con tres formaciones productivas principales: Quintuco (productora de petróleo), Sierras Blancas (productora de gas y condensado) y Lotena (productora de gas seco).

En los primeros años de explotación, se desarrolla la formación Sierras Blancas, con los parámetros operativos de los pozos en el orden de los presentados en la Tabla 1.

Parámetro	Inicio	Actual
Caudal máximo de gas [m ³ /d] :	300000	100000
Caudal de condensado [m ³ /d]:	20	2,3
Caudal de agua [m ³ /d]:	3	2,5
Presión dinámica en boca [Kg/cm ²]:	200	21
Presión dinámica de fondo [Kg/cm ²]:	250	~ 55
Temperatura de fondo [°C]:	109	109
Temperatura de boca [°C]:	50	45

TABLA 1: Parámetros operativos Típicos de pozos de Sierras Blancas

Desde el punto de vista de los procesos corrosivos, el gas producido desde este horizonte contiene concentraciones de CO₂ que están en el rango de 0,2 a 3 % molar. Si bien en valores absoluto no eran concentraciones extrañas a las habidas en otros campos, las presiones del Yacimiento eran lo suficientemente altas y los valores alcanzados por las presiones parciales de CO₂ indicaban corrosión segura.

La formación Lotena, puesta en producción a fines e la década del 80', contiene gas seco como ya se ha descrito. Sin embargo, la diferencia no solo radicaba en el tipo de fluido producido, sino también en lo que hace a los parámetros operativos de sus pozos, presentándose en la Tabla 2 se las características de los mismos para Lotena.

Parámetro	Inicio	Actual
Caudal máximo de gas [m ³ /d] :	550000	125200
Caudal de condensado [m ³ /d]:	0	0.82
Caudal de agua [m ³ /d]:	4	1,76
Presión dinámica en boca [Kg/cm ²]:	210	24
Presión dinámica de fondo [Kg/cm ²]:	318	---
Temperatura de fondo [°C]:	119	119
Temperatura de boca [°C]:	65	55

TABLA 2: Parámetros operativos Típicos de pozos de Lotena.

En esta formación, las concentraciones de CO₂ contenido por el gas llega hasta valores del orden de 13% molar, con lo cual las presiones parciales de este gas corrosivo superaban en casos, las 600 psi, resultando en condiciones de corrosión carbónica de alta severidad.

También se deduce de las Tablas 1 y 2 que los parámetros actuales han cambiado sensiblemente en cuanto a las presiones fundamentalmente, de todos modos el entorno corrosivo indica como procedente el uso de aleaciones especiales en un porcentaje importante de pozos aún con las presiones actuales.

3.- Desarrollo:

Es bien conocido por todos la complejidad que tienen los fenómenos corrosivos de cualquier índole, particularmente en la industria del gas y del petróleo se han escrito numerosos trabajos en los cuales se coincide que, los pozos de gas y condensado son ciertamente mas agresivos para el acero al carbono que los pozos de petróleo. La razón de lo anterior por lo general se explica por dos causas técnicas:

- a) la incapacidad del condensado de generar una película protectora sobre el acero (el petróleo, dependiendo del contenido de agua, suele hacerlo).
- b) la incidencia de los fenómenos erosivos propios de estos pozos. Esta característica es importante de puntualizar dado que Loma de la Lata es un yacimiento de gas y condensado.

Si se tuviera que resumir los actores principales que dictan las características corrosivas de estos pozos se pueden citar cuatro principales:

1. Concentración de agentes agresivos → CO₂, Cl⁻, O₂, pH, Acetatos, H₂S
2. Composición de los fluidos producidos → Relación gas/petróleo, presencia de agua
3. Gradientes de la zona → Presiones en boca y fondo, temperatura en boca y fondo
4. Velocidad y erosión → Caudales, tipo de flujo, sólidos

3.1.- Materiales utilizados en los inicios del Yacimiento:

Como era previsible, desde la puesta en producción del Yacimiento desde la formación Sierras Blancas, se comenzaron a manifestar problemas de corrosión, tanto en las instalaciones de superficie como en las de subsuelo. Las primeras columnas de Tubing de Producción utilizadas tenían uniones API EUE N80 en diámetros 2 7/8" y 3 1/2".

Estas columnas fallaron a pocos meses de su puesta en servicio. Las fallas se producían por ataques severos de corrosión localizada y pinchaduras en lapsos de tiempo muy cortos. También se experimentaron problemas en las conexiones API, sobre las cuales por causas de la discontinuidad propia de la unión en el área “J” y los caudales elevados de los pozos, se producían fenómenos de corrosión erosión. En la fotografía 1 siguiente se observa el aspecto de un Tubing 3 ½” N80 (Cuerpo del tubo) luego de 7 meses en servicio.



Foto 1: “Mesa attack” en Tubing 3 ½” N-80 luego de un Workover en LLLata

La severidad de los fenómenos de corrosión se dio en función de las características de cada pozo, destacándose la influencia de la presión parcial del gas CO₂, la temperatura, el caudal de los pozos (cinética del medio) y el contenido de agua en la producción. Lo que se observó claramente es que los materiales de acero al carbono de baja aleación (Grados del Grupo I de API) no presentaron la performance requerida en los pozos de caudal importante, con velocidades de corrosión elevadas que requirieron de cambios en la columna del Tubing de producción. Se comenzó así con la implementación de varias alternativas tendientes a lograr incrementar la vida útil de las tuberías:

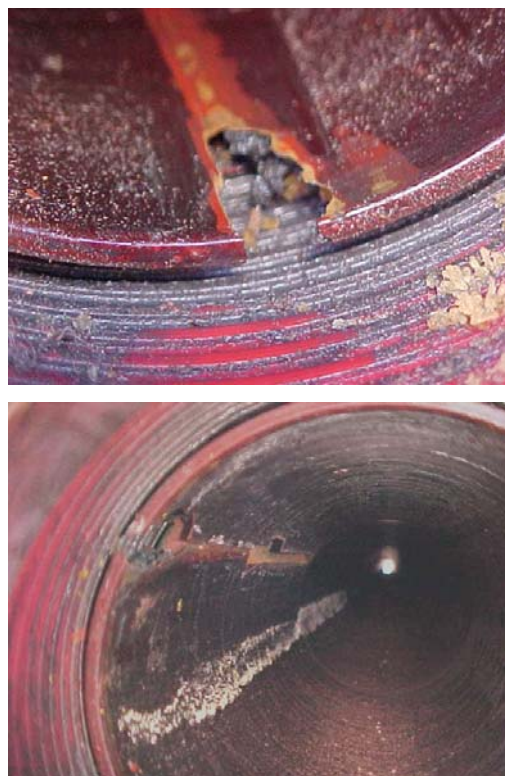
1. Se dejó de utilizar uniones API, pasando a conexiones integrales, comenzando por entonces, con las uniones denominadas SDS desarrolladas por Siderca. Estas uniones ofrecían sellos metal-metal y daba continuidad en la transición de tuberías.
2. Se comenzó con la inyección de inhibidores de corrosión a través de la técnica conocida como “por bacheo”.
3. En un pozo se bajó un capilar y se inició la inyección continua de inhibidores a pocos metros por encima del packer de producción.
4. Se empezaron a utilizar Tubing revestidos internamente por una resina del tipo Epoxi Fenólica aplicada en el país.
5. Se aplicó un sistema de doble protección, esto es uso de Tubing revestido más inhibidor de corrosión.

Si bien con las alternativas implementadas se logró incrementar la vida útil de las tuberías, lejos estaría este logro del alcanzado posteriormente con el uso de tuberías de 13% de Cr. Cada una de las alternativas mencionadas tenía limitaciones, algunas propias y otras inherentes a la producción y operación misma.

Por ejemplo, la inyección de inhibidor por “batch”, requería de mano de obra intensiva, no solo para su ejecución sino para los monitoreos de la corrosión. También contaba con la desventaja de que era necesario cerrar temporalmente el pozo para su ejecución. Condición no siempre posible de cumplir al momento que era necesario repetir la inhibición.

La inhibición continua, además de los costos de las instalaciones de inyección, presentó problemas con taponamientos del capilar por las características inapropiadas del producto químico para ser utilizado en el sistema.

El revestimiento interno de cañerías sufría daños mecánicos por las operaciones con cables y/o alambres, comunes y necesarias en la explotación. Una vez dañado el revestimiento, la corrosión avanzaba casi más rápido que para el tubing desnudo, en las fotografías 2 y 3 se observa el daño característico encontrado.



Fotos 2 y 3: Daños en revestimiento interno ocasionado por cable

Si bien se habían padecido los problemas de corrosión por los fluidos de Sierras Blancas, lo que vendría con la puesta en producción de Lotena sería aun más problemático.

Uno de los primeros pozos, el LLL-175, luego de 5 meses de extracción efectiva presentó comunicación entre columnas. Este pozo tenía Tubing 2 7/8" N80 desnudo con unión integral SDS, después de la intervención se observó que la columna presentaba los daños descriptos en Tabla 3.

Profundidad de la tubería [m]	Observaciones	Profundidad máxima de ataque [mm]	Velocidad de corrosión estimada [mm/año]
310	Corrosión en bandas longitudinales sobre marcas de cables	1	2,4
350	Idem anterior. Inicio de ataque en zona de recalque.	1	2,4
500	Idem a 310 m.	1	2,4
790	Fisura pasante sobre banda de corrosión.	----	----
1450	Marcas de cables sin ataques corrosivos.	----	----
1800	Idem anterior.	----	----
1850	Idem anterior.	----	----

TABLA 3

Si bien el uso de Tubing con 13% de Cr es reportado en la literatura desde la década del '70 y según se observa en análisis de mercado que ha realizado la NACE es la aleación resistente a la corrosión que mayor difusión ha alcanzado en la industria del gas y del petróleo, al momento de realizar búsqueda de antecedentes para su aplicación en Loma de la Lata, se disponía de casos en la bibliografía que abarcaban mayoritariamente pozos *offshore*.

Finalmente, en 1989, tres pozos se completan por primera vez con tuberías de 13% Cr L80 3 1/2". En el 2000 se intervino uno de estos pozos y la columna de Tubing se encontró en perfecto estado volviéndose a bajar. Al día de hoy el yacimiento cuenta con 110 pozos en producción con Tubing L80 13% Cr.

3.2.- Características del grado API L80 13 Cr:

Los aceros de la serie AISI 410 y 420 poseen como mínimo un contenido del 12 % Cr lo que les otorga una excelente resistencia a la corrosión dulce en medios con CO₂, se trata de aceros martensíticos los cuales son endurecidos por tratamiento térmico de templado y revenido logrando una resistencia mecánica de hasta 690 Mpa (65 ksi) con una dureza máxima de 22~23 Hrc.

Se pueden obtener materiales de mayor resistencia mecánica como ser 896 Mpa (110 ksi) en las aleaciones que incorporan otros aleantes como Molibdeno y Níquel, conocidas como Súper 13 Cr, pero estos grados solo tendrán aplicación en servicios mas exigentes con corrosión dulce (mayor temperatura y mayor contenido de Cloruros), lográndose también una mejora respecto de la resistencia a la corrosión bajo tensión en ambientes con Sulfuros (SCC).

Cuando se expone a un metal en un ambiente corrosivo que contiene $\text{CO}_2\text{-H}_2\text{S-Cl}$, se forma sobre la superficie del mismo una película compuesta de carbonato y sulfuro de hierro que, dependiendo de la adherencia sobre el sustrato, tiende a proteger al acero del contacto con el medio agresivo. Se demuestra en análisis de esta película que la adición de Cromo en la aleación enriquece la superficie externa de esta capa pasivante, haciéndola mas uniforme y mas resistente. Esta característica se aprovecha con muy buenos resultado en aquellos pozos en donde la relación $\text{pCO}_2/\text{pH}_2\text{S}$ es elevada, es decir pozos que poseen una elevada presión parcial de gas carbónico y bajas presiones parciales de gas sulfhídrico.

Este último punto es crucial dado que las aleaciones resistentes a la corrosión con bajo contenido de aleantes como ser Cr, Ni, Mo suelen ser mas susceptibles a los fenómenos de rotura catastrófica si se los somete a esfuerzos axiales importantes en ambientes ácidos, mas susceptible en algunos casos que los aceros al carbono de baja aleación.

3.2.1.- Características mecánicas y composición química:

De acuerdo a lo establecido por diversas normas la composición de los aceros inoxidables martensíticos puede variar según la Tabla 4:

UNS	C max	Cr	Ni	Mn	Si	Mo	Cu	P max	S max
J91150	0,15	11,5 – 14,0	1,0 max	1,0 max	1,5 max	0,50 max		0,04	0,04
J91151	0,15	11,5 – 14,0	1,0 max	1,0 max	0,65 max	0,15 – 1,0		0,04	0,04
J91540	0,05	11,5 – 14,0	3,5 – 4,5	1,0 max		0,4 – 1,0		0,04	0,03
K90941	0,15	8,0 – 10,0		0,3 – 0,6	0,5 – 1,0	0,9 – 1,1		0,03	0,03
S41500	0,05	11,5 – 14,0	3,5 – 5,5	0,5 – 1,0	0,6 max	0,5 – 1,0		0,03	0,03
S41425	0,05	12,0 – 15,0	4,0 – 7,0	0,5 – 1,0	0,5 max	1,5 – 2,5	0,3 max	0,02	0,0005
S42400	0,06	12,0 – 14,0	3,5 – 4,5	0,5 – 1,0	0,5 – 1,0	0,3 – 0,7		0,03	0,03
S41000	0,15	11,5 – 13,5		1,0 max	1,0 max			0,04	0,03
S42000	0,15	12,0 – 14,0		1,0 max	1,0 max			0,04	0,03
S50400	0,15	6,0 – 10,0		1,0 max	1,0 max	0,9 – 1,0		0,04	0,04
API 5CT L80	0,15	12,0 – 14,0	0,5 max	0,25 – 1,0	1,0 max		0,25 max	0,02	0,03

TABLA 4

Focalizando en la norma API 5CT/ISO11960 (Tabla C.5) la composición química de esta aleación es la siguiente:

Grado de Acero	Tipo	C		Mn		Mo		Cr		Ni	Cu	P	S	Si
		Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Max	Max	Max	Max	Max
L80	13Cr	0,15	0,22	0,25	1,00	--	--	12,0	14,0	0,50	0,25	0,020	0,010	1,00

Tabla C.5 de API 5CT/ISO11960

Las características mecánicas requeridas según API para el grado L80 13Cr son (Tabla C.6):

Grado de Acero	Tipo	Elongación total	Tensión de Fluencia [Mpa]		Tensión de Rotura [Mpa]	Dureza Máxima		Espesor especificado [mm]	Variación de dureza permitida
		%	Min	Max	Min	HRC	HBW		HRC
L80	13Cr	0,5	552	655	655	23	241	--	--

Tabla C.6 de API 5CT/ISO11960

En aleaciones con resistencia mejorada a la corrosión (Súper Cromo 13) que hay disponibles en el mercado, se han incluido otros aleantes para otorgar al material mayor resistencia, sobre todo a la corrosión localizada en ambientes con H₂S, la composición de estos nuevos materiales se puede observar en la Tabla 5 a continuación:

Grado de Acero	Tipo	C		Mn		Mo		Cr		Ni	Cu	P	S	Si	V
		Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Max	Max	Max	Max	Max	--
95; 110	13CrS	--	0,05	0,25	--	2,00	--	12,0	14,0	5,00	--	0,020	0,005	1,00	0,030

TABLA 5

3.2.1.- Almacenamiento en campo y manejo posterior en pozo:

Una de las principales características de las aleaciones resistentes a la corrosión es su marcada tendencia a sufrir *corrosión con morfología de picado y rendija* (Pitting & Crevice Corrosion). Ambos ataques corrosivos son del tipo localizado produciéndose sobre la superficie de los CRA's (materiales resistentes a la corrosión), cuando la película de óxido que pasiva al material se rompe o se vuelve inestable sin poder regenerarse rápidamente. La corrosión por rendija es similar al fenómeno de picado y se produce cuando agentes corrosivos, como el cloruro, quedan atrapados dentro de una rendija formada por la superposición o solapamiento entre la superficie del tubo y otro material, no necesariamente un metal, destruyendo la capa pasiva de óxido debido al incremento de la acidez dentro de la rendija, sin poder regenerarse rápidamente debido a la ausencia de oxígeno dentro de la misma. Debido a esto es primordial llevar a cabo ciertas premisas durante el almacenamiento de este tipo de tubería, entre las cuales podemos citar:

1. El lugar de almacenado debe ser cubierto y aireado, evitando la formación de depósitos de agua, ya sea en el interior de la tubería como en las zonas de contacto entre tubos.
2. Las “cunas” o separadores que se utilicen entre camadas deberán ser de materiales no higroscópicos.
3. Usualmente los tubos se reciben embalados en “paquetones” cubiertos y protegidos por nylon, al recibir el material se debe proceder a desembalarlos a fin de evitar condensación de humedad sobre los tubos. Para almacenamiento durante tiempo prolongado es recomendable dejarlos en lugares cubiertos y con circulación de aire.
4. Luego del desembalaje se deberán quitar de los tubos los aros protectores que se han colocado en el lugar de la fabricación para evitar que los tubos golpeen entre sí durante el transporte dado que los mismos son potenciales generadores de corrosión por rendija (ver Fotos 3 y 4).



Fotos 3 y 4: picaduras por Crevise en Tubería 13Cr causada por los aros de protección

Por otro lado, debido a que el espesor de la capa pasivante de protección de este material es muy delgado (del orden de unos cientos de Å), cualquier golpe durante su manipuleo y/o uso podría deteriorarla y por ende generar una zona proclive a la corrosión si la misma no se regeneró rápidamente, por lo tanto, a diferencia de las tuberías de acero al carbono, el traslado, uso y movimiento de estos tubos se debe realizar cumpliendo las siguientes recomendaciones mínimas:

1. La movimentación de los tubos se realiza utilizando eslingas de nylon y/o elevadores con “uñas” revestidas.
2. El material debe ser extraído del embalaje con cuidado, durante esta operación los tubos no deben ser expuestos a golpes.
3. Los soportes de estiba deben estar protegidos con material blando para evitar que los tubos golpeen con partes metálicas.
4. Maximizar los cuidados en los trabajos con cable o coiled Tubing.

3.3.- Límites de uso API L80 13 Cr:

Cuando se han evaluado las condiciones de servicio, y se ha optado por la aplicación de una aleación resistente a la corrosión, el objetivo de su uso persigue los siguientes objetivos:

- A. Disminuir costos en materiales a través del tiempo en servicio del pozo
- B. Eliminar/minimizar trabajos de workover o intervenciones costosas en los pozos

Para lo cual el material deberá hacer frente al ambiente manteniendo la capacidad de:

- 1. No sufrir picadura ni corrosión por rendija (pitting & crevice corrosión)
- 2. No corroerse de manera generalizada
- 3. No sufrir roturas catastróficas como por ejemplo las generadas por el fenómeno de SSC

Para minimizar los riesgos de ocurrencia de los eventos arriba mencionados, es importante conocer los límites de uso de estas aleaciones. Cuando particularmente nos referimos al L80 13Cr es de particular importancia los siguientes factores:

3.3.1.- Presencia de H₂S:

Una de las referencias más consultadas en cuanto a selección de materiales es la recomendación práctica de NACE (RP 0175), en la cual se hace referencia a los límites de aplicación de las aleaciones de estructura metalográfica martensítica y donde se expone como límites a solamente dos factores del ambiente, a saber: $\text{pH} \geq 3,5$ y $\text{pH}_2\text{S} \leq 1,5$ psi. De todos modos, basados en ensayos realizados por NKKt el límite de aplicación establecido adopta $\text{pH} > 4,0$ como margen seguro.

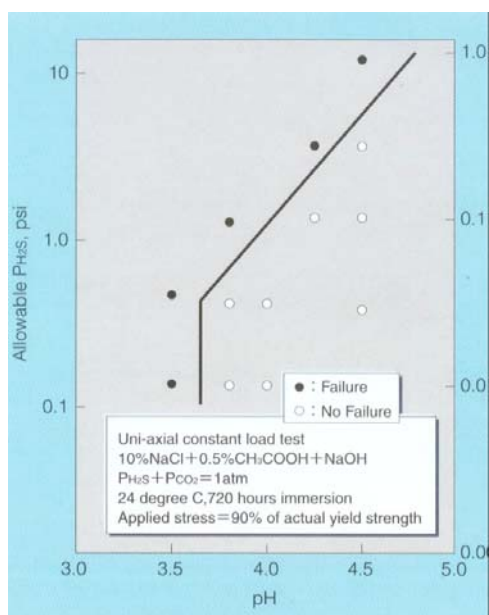


Figura 1: Aplicación del 13 Cr en presencia de H₂S según ensayos de NKKt

3.3.2.- Erosión y trabajos con cable o coiled Tubing:

Tal como se menciona en el párrafo 3.2.1, como todos los materiales que basan su resistencia a la corrosión en la generación de una capa pasivante, el grado L80 13Cr es susceptible a sufrir picaduras si dicha capa se deteriora, principalmente en trabajos con cables que se realizan por el interior de la tubería, y en donde por tratarse de un ambiente anaeróbico, la reconstrucción de dicha capa es muy difícil (ver Foto 5).



Foto 5: picadura en el interior de un Tubing 13Cr en los “canales” dejados durante los trabajos con cable

Con referencia a la erosión, el 13Cr tolera de mejor manera altos caudales de producción en comparación con los aceros al carbono tradicionales. De hecho en la norma API 14E admite una constante erosional superior con referencia a los aceros al carbono.

3.3.3.- Presencia de cloruros:

Por encima de una determinada concentración y temperatura los iones cloruros (Cl^-) tienden a desestabilizar la capa pasiva (de-pasivar) de los materiales resistentes a la corrosión permitiendo la nucleación de picado por corrosión.

Si bien hay muchos trabajos de investigación realizados sobre este umbral para los aceros martensíticos Tipo Cr13, uno de los gráficos de selección más utilizados, propuestos por Bruce D. Craig, para ambientes dulces en ausencia de gas sulfhídrico y oxígeno se observa en la Figura 2.

Este tema es importante en el momento de seleccionar un fluido de empaque, prefiriéndose en el Yacimiento Loma de la Lata el uso de gas oil en el anular durante la terminación de los pozos a los efectos de poner en contacto con el tubing soluciones ricas en cloruros.

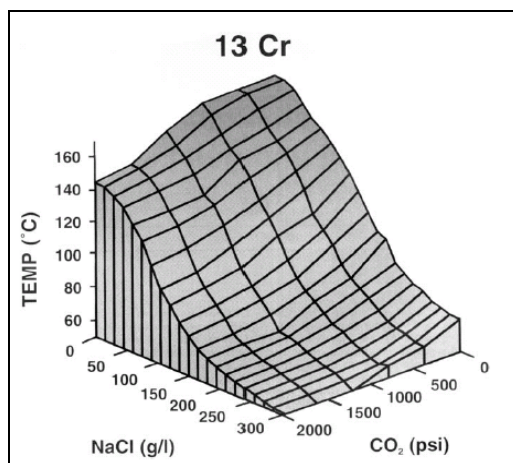


Figura 1: Resistencia a la corrosión del Cr13 en ambientes con CO₂ y NaCl sin oxígeno y sin gas H₂S

3.3.4.- Presencia de iones acetatos:

Varios trabajos de campo y de laboratorio han reportado que la presencia de iones de ácidos débiles, mas comúnmente llamados iones acetatos (OAc⁻) incrementan la velocidad de corrosión del acero inoxidable 13%Cr, desestabilizando la capa pasiva rica en Cr. Por lo anteriormente mencionado es importante contemplar el uso de inhibidores de corrosión en presencia de estos iones.

3.3.5.- Trabajos de acidificación:

Una de las prácticas habituales para estimular pozos productores de gas y condensado es la aplicación de soluciones compuestas por ácidos inorgánicos (ejemplo HCl-HF). Estos ácidos en su condición de solución fresca como en solución gastada, luego de la operación, son promotores de corrosión localizada en los aceros inoxidables martensíticos como en otros CRA's, por lo cual esta práctica requiere un estricto y controlado programa de inhibición para poder llevarse a cabo. Desde el punto de vista termodinámico este comportamiento de los materiales resistentes a la corrosión puede verse reflejado en los diagramas Potencial-pH (diagramas de Pourbaix) donde a bajos valores de pH no se observa la formación de una película de óxido que podría pasivar al material

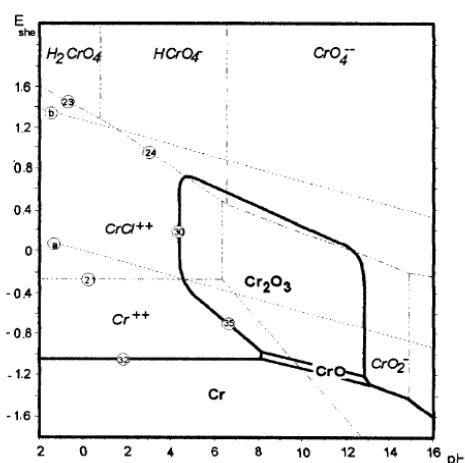


Figura 3: Diagrama Potencial-pH para un sistema Cr-Cl-H₂O a 25 °C

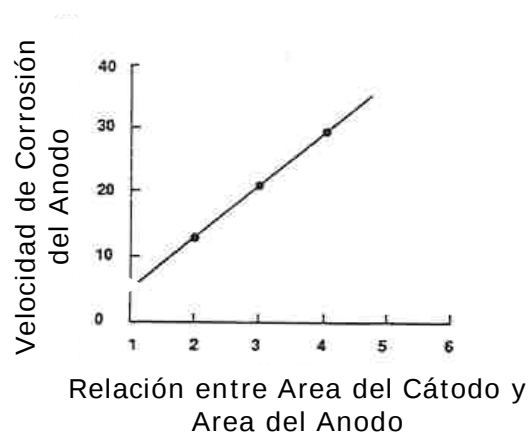
3.3.6.- Problemas de corrosión galvánica

El uso de materiales combinados en una columna de producción o de inyección como ser aceros al carbono de baja aleación (LC) y acero inoxidable Cr13, con igual relación de área, pueden presentar problemas de corrosión localizada debido a la formación de una cupla galvánica, debido que entre el acero inoxidable en condición pasiva y el acero al carbono existe una diferencia de potencial que polariza tanto al cátodo como al ánodo, según puede verse en la Tabla 6:

SERIE GALVANICA DE ALGUNOS METALES Y ALEACIONES EN AGUA DE MAR	
Activos o anódicos (-)	Magnesio, Aleaciones de Magnesio, Zinc, Galvanizados
← Diferencia de Potencial →	Aluminio 1100
	Aluminio 2024 (4,5 Cu; 1,5 Mg; 0,6 Mn)
	Aceros de baja aleación, Hierro forjado, Hierro laminado
	Martensíticos 13% Cr (SS), Aleaciones 410 (Activos), Aleaciones 304 (18-8 SS)
	Latones, Plomo, Lata
	Metal "Muntz", Bronce al manganeso, Latón naval
	Níquel (Activo), Aleaciones (76 Ni; 16 Cr; 7 Fe) (Activas)
	Aleaciones (60 Ni; 30 Cr; 7 Fe) (Activas)
	Latón amarillo, Latón de almirantazgo
	Latón rojo, Cobre, Bronce siliconado
	Cobre-Níquel 70-30, Bronce G, Plata de soldador, Níquel (Pasivado), Aleaciones (76 Ni; 16 Cr; 7 Fe) (pasivazo)
	Martensíticos 13% Cr (SS) y Aleaciones 410 (Pasivado), Titanio
	Aleaciones 304 (18-8 SS) (Pasivazo)
Pasivos o Catódicos (+)	Plata, Grafito, Oro, Platino

TABLA 6

Si el área del ánodo disminuye respecto al área del cátodo, la velocidad de corrosión se incrementa de acuerdo al siguiente gráfico:



Velocidad de corrosión de ánodo vs. relación de área cátodo/ánodo (Ref.: NACE Basic Corrosion Course)

3.3.7.- Conexiones roscadas:

El agregado de Cromo en las aleaciones incrementa la tendencia al engrane de roscas en las operaciones de campo. Si se analizan los factores de los cuales depende dicho engrane se observa que dos de los principales son las tensiones de contacto entre filetes de pin y cupla durante el apriete y la terminación superficial o tratamiento anti-engrane de la cupla.

Bien, por las elevadas tensiones de contacto que se generan en las conexiones API Rosca redonda o Buttress es muy riesgoso el uso de estas conexiones en aleaciones con 13Cr, además de esto el tratamiento superficial a base de fosfatos que tiene la cupla no es el indicado para minimizar la tendencia al engrane.

Debido a esto es que las tuberías L80 13Cr requieren del uso de Conexiones Premium cuyas tolerancias de fabricación, interferencias mecánicas de rosca y sello, tratamientos anti-engrane y métodos de enrosque se han especificado de manera especial para este tipo de aleación, tendiendo sobre todo a disminuir los esfuerzos mecánicos en la conexión al momento del terqueado.

Por supuesto que el uso de este tipo de uniones debe acompañarse de herramental especial al momento de la instalación de la tubería, fundamentalmente el empleo de un dispositivo de control y graficación del torque aplicado, mordazas especiales en los elementos de sujeción, bandejas revestidas en goma, etc.

3.4.- Aplicación del grado API L80 13 Cr en Loma de la Lata:

Tal como se menciona el yacimiento Loma de la Lata, que se encuentra en producción desde el año 1979 ha iniciado la utilización de material L80 con 13% Cr en el año 1989 contando hoy con 110 pozos cuyas instalaciones comprenden Tubing dicha aleación.

Debido a la agresividad del medio corrosivo en el que se encuentran las instalaciones de los pozos de Loma de la Lata, los Tubing de acero al carbono sin inhibición han presentado una baja performance en cuanto a su vida útil, mientras que en las mismas condiciones de pozos y aún bajo condiciones de agresividad mas severas, la tubería de acero inoxidable con 13% de Cr se conserva en muy buen estado encontrándose tuberías en excelentes condiciones luego de 10 años de uso.

Inicialmente, para el uso de 13 Cr en el yacimiento, el umbral adoptado para la presión parcial de CO₂ estaba establecido en ~ 40 psi, con lo cual, si tomamos como referencia el criterio de corrosividad típico de NACE TCP5 los pozos aseguraban corrosión dulce ya que:

$PpCO_2 > 30 \text{ psi}$	<i>Comúnmente indica corrosión</i>
$7 \text{ psi} < PpCO_2 < 30 \text{ psi}$	<i>Puede indicar corrosión</i>
$PpCO_2 < 7 \text{ psi}$	<i>No se espera corrosión</i>

A pesar de la disminución de la presión de reservorio que ha experimentado el yacimiento, la utilización de esta aleación resistente al CO₂ sigue siendo la opción técnica y económica mas adecuada para aquellos pozos considerados críticos.

4.- Conclusiones:

El uso de tubería de acero inoxidable en el Yacimiento Loma de la Lata ha dado excelentes resultados, siendo claramente la opción más ventajosa desde el punto de vista técnico y económico, 110 pozos actualmente con este tipo de Tubing, luego de 15 años de operación, son prueba elocuente de ello.

Durante el período de uso no se han reportado eventos de ataques corrosivos, o falla en su performance de resistencia a la corrosión del material por acción de los fluidos circundantes, lo que demuestra la excelente resistencia a la corrosión por CO₂ del L80 13Cr.

Se han establecido en el Yacimiento prácticas operativas de manipuleo, uso, instalación y cuidados en el pozo que aseguran la performance del 13 Cr frente a la severidad del medio.

El uso de conexiones especiales ha eliminado problemas de fuga y de turbulencia, así como también engranes de rosca.

Se cuenta con un conocimiento de los límites de uso del material, lo que conlleva a realizar con responsabilidad y cuidado los trabajos de acidificación en los pozos así como también las intervenciones con coiled Tubing o cables por el interior de las tuberías.

5.- Referencias:

1. NACE Standard MR0175-2003 – Standard Material Requirements - Metals for Sulfide Stress Cracking and Stress Corrosion Cracking Resistance in Sour Oilfield Environments.
2. NACE Basic Corrosion Course.

3. NKK-t Brochure “NK Cr Series”.
4. NK Cr13 Steel Pipe for CO₂ Corrosion – NK Technical Report # 37 (1983).
5. “Control of corrosion in oil and gas production” By L. Smith – British Corrosion Journal Vol. 34 (1999).
6. “Selection guidelines for Corrosion Resistant Alloys in the Oil and Gas Industry” Bruce D. Craig.
7. Trabajo “CORROSION EN POZOS DE GAS: COMPORTAMIENTO DE DISTINTOS MATERIALES DE TUBING” - Marcelo J. Sánchez y Walter J. Valdebenito – YPF S. A.