

**CAMBIO DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DE ACERO AL
CARBONO POR CROMO 13 EN POZO YPC-18**

C O N T E N I D O

CAPITULO I CORROSION

- GENERALIDADES
- DEFINICIÓN CORROSION
- AMBIENTE ELECTROQUÍMICO
- TÍPICAS REACCIONES ELECTROQUÍMICAS
- TIPOS DE CORROSION
- APARIENCIA DE LA CORROSION EN EL METAL
- CORROSION vs. pH DEL AGUA.
- CORROSION vs. SULFURO DE HIDRÓGENO Y CO₂
- CORROSION vs. VELOCIDAD Y TEMPERATURA
- CONTROL DE LA CORROSION

CAPITULO II SISTEMAS DE PROTECCIÓN A LA CORROSION EN TUBERÍAS DE PRODUCCION

- SISTEMA DE TRATAMIENTO POR BACHEO DISCONTINUO.
- SISTEMA DE TRATAMIENTO CONTINUO DE INYECCIÓN.
- SISTEMA DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN ESPECIALES.

CAPITULO III

APLICACIÓN AL POZO YPC-18

- INTRODUCCIÓN
- CONTENIDO DE CO₂
- POZOS FORMACIÓN SARA

RESUMEN COSTOS

- INTRODUCCIÓN
- INVERSIÓN POR SISTEMAS

ANÁLISIS TÉCNICO ECONOMICO.

- INTRODUCCIÓN
- ANÁLISIS EVALUACIÓN ECONOMICA
- CONCLUSIONES

PROLOGO

El problema de la corrosión en tuberías de producción esta directamente relacionado con la presencia de dióxido de carbono y agua, llegando a formar una reacción ácida que provoca la corrosión.

Actualmente el Yacimiento de Yapacani en la formación Sara tiene presencia de dióxido de carbono en un alto porcentaje, 7 a 8 % molar, motivo por lo cual es necesario elegir un sistema para eliminar o evitar problemas de corrosión en las tuberías de producción que nos permitan conseguir resultados técnicos y económicos favorables a nuestra Empresa.

El Proyecto o estudio que se presenta esta estructurado en tres capítulos. En primera instancia hacemos una introducción referente a la corrosión, los problemas que afectan y aceleran a este proceso, el control del mismo y los sistemas existentes.

En la segunda parte hace una descripción de los sistemas existentes para controlar la corrosión en las tuberías de producción, sus ventajas y desventajas de cada sistema.

En la última sección hacemos la aplicación al Campo Yapacani, solamente tomando como base un solo pozo, YPC-18, donde se observa los costos por sistemas aplicados a este pozo. En base a los costos de cada sistemas se realizo la evaluación económica estructurado principalmente por la inversión y los costos operativos, la vida del proyecto se considero 10 años.

Capitulo I

CORROSION

CORROSION

1.0 GENERALIDADES

Según estadísticas generales se estima que un 80% de las fallas ocurridas en las operaciones de líneas y equipos son causadas por la corrosión, debido a este alto porcentaje es esencial que se tenga un conocimiento del fenómeno de corrosión, la apariencia y las condiciones de operación en la que se efectúa además lo más importante es prevenir estas situaciones mediante diferentes sistemas o técnicas para proteger los equipos de este fenómeno.

Dentro de la industria del petróleo los dos principales elementos corrosivos asociados con el petróleo y el agua son el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono. El oxígeno también es corrosivo especialmente cuando se produce o inyecta agua y esta está en medio ambiente abierto o en contacto con el aire. Existen muchas condiciones o ambientes de operación donde la corrosión puede ocurrir, una de ellas es la reacción electroquímica que es una causa fundamental en estos procesos de corrosión.

2.0 DEFINICION DE LA CORROSION

“La corrosión esta definida como la destrucción del metal por una reacción química o electroquímica con el medio ambiente”.

En las operaciones que ocurren en las líneas de producción solamente la reacción electroquímica esta presente, el cual es un proceso en el que circula corriente eléctrica a través de un circuito eléctrico en función a la existencia de una fuente de potencial. El potencial que impulsa el proceso de corrosión es la energía almacenada en el proceso de aislamiento del elemento puro, para la fabricación de los materiales (ver Fig. 1.1). Este proceso no es igual para los distintos elementos y por lo tanto tienen diferentes tendencias a corroerse.

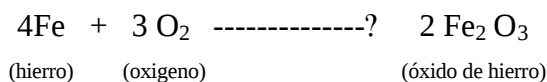
El circuito eléctrico equivalente de un proceso de corrosión esta compuesto por el ánodo, cátodo, el conductor de electrones y la solución electrolítica.

3.0 AMBIENTE ELECTROQUIMICO

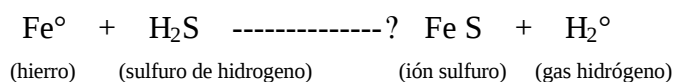
La Fig. 1.2 es una representación idealizada del ambiente químico con una superficie limpia de acero con imperfecciones internas y externas. Cada grano es un detalle diferente en estructura y composición esto debido al proceso que sigue el metal para su fabricación.

3.1 Como se corroen los metales

Debido a que la corrosión es producto del hierro y forma óxido de hierro, se puede pensar que la corrosión es solamente una reacción entre el hierro y el oxígeno.



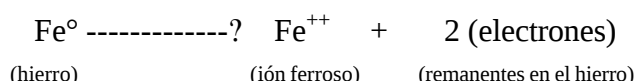
También puede ser entre el hierro y sulfuro de hidrógeno



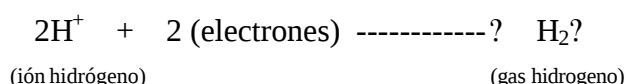
El hierro no reacciona con el oxígeno o sulfuro en un ambiente seco a temperaturas ordinarias, **la corrosión ocurre solamente cuando el agua esta presente.**

Debido a que la corrosión es un proceso electroquímico, dos reacciones químicas ocurren simultáneamente en dos diferentes lugares de la superficie del metal teniendo un flujo de corriente eléctrica entre estas dos fases, llamadas **ánodo y cátodo**..

Por ejemplo, en la corrosión del hierro en una solución de ácido débil, el hierro esta dentro de la solución como ión ferroso en la superficie anódica o corroída, saliendo dos electrones negativos en el hierro metálico.



Los electrones negativos en el metal se mueven hacia el área catódica o no corroída o la corriente positiva se mueve lejos del cátodo y se dirige al ánodo. Los iones de hidrógeno en la solución son protegidos fuera del cátodo formando gas hidrógeno el cual burbujea afuera.



La Fig. 1.3 es una representación idealizada de la reacción electroquímica de la superficie del ánodo y cátodo.

El tipo de ataque por picadura mediante la reacción electroquímica es el que causa mayores problemas de corrosión por fatiga, perdida y fallas del metal. Existen muchos factores en los procedimientos de fabricación del acero y las condiciones de operación que forma un área de potencial electroquímico alto donde se desarrolla el ataque por picadura.

Los causas, factores y condiciones donde se puede iniciar la picadura de la corrosión pueden ser :

a) Factores Metalúrgicos

Este factor se refiere al desarrollo anormal de un grano, un tratamiento inadecuado de calor, acero en malas condiciones o estado, secuencia de fundido incorrecta.

b) Factores en la Fabricación

Generalmente es por un tratamiento inadecuado de calor de tratamiento o alivios de esfuerzos, pliegues, costura, calor de recalcado, encubrimiento y limpieza mal realizado, tipo de soldadura incorrecta, excesivo enderezamiento al frío, superficie dañada.

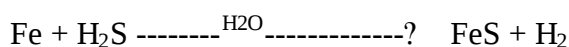
c) Factores de Operación en el Campo

Ocurre generalmente por el daño que sufre la superficie del material (realizadas por herramientas, ranuras, estrías, etc.), también afecta las soldaduras inadecuadas (costura, descarga de calor, golpes, escorias, etc.) el doblado y enderezado en frío del material, las reacciones químicas producidas en contacto con el agua, las cuales pueden ser depositadas en charcos, lo que da una corrosión de las esconchas, también afecta la alta velocidad del fluido que recorre una línea.

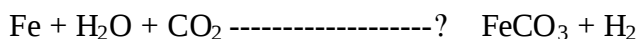
4.0 TÍPICAS REACCIONES ELECTROQUÍMICAS

La presencia de H₂S y CO₂ en presencia de agua dan como resultado una corrosión ferrosa que es necesario detectar, sin embargo, un análisis de las incrustaciones típicas de campo pueden contener otros elementos químicos asociados como ser sales y componentes orgánicos en los hidrocarburos o pueden ser resultado debido a tratamientos químicos del pozo. Estas reacciones pueden ser :

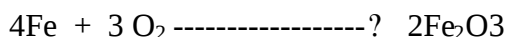
Corrosión amarga :



Corrosión dulce :



Corrosión por oxígeno:



5.0 TIPOS DE CORROSION

Los tipos de corrosión están clasificados de la siguiente manera :

5.1 Por su apariencia.

La forma de presentación de la corrosión en los equipos y líneas las cuales pueden ser uniforme que pueden ser por picadura, galvánica o corrosión de dos metales, celdas de concentración o tipo de grieta, corrosión por fatiga y por erosión.

5.2 Por el ambiente.

En que ambiente se encuentra el material, si es atmosférico, sumergido, el tipo de terreno, solución ácida y altas temperaturas.

5.3 Por su causa

Las causas que originan la corrosión, estas pueden ser debido al oxígeno, por reacciones químicas, bacterial y galvánica.

6.0 APARIENCIA DE LA CORROSION EN EL METAL

La pérdida del metal por corrosión tiene diferentes apariencias según el elemento corrosivo presente en el hidrocarburo.

6.1 Sulfuro de hidrógeno – Picadura y Ataque General

El H_2S disuelto en agua en pequeñas cantidades, puede crear un ambiente muy corrosivo. En ambos tipos de corrosión, picadura o ataque general, el producto de corrosión será negro. Si el ataque es por picadura la adherencia es compacta y la apariencia de la superficie es lisa y brillante a una áspera. Si el ataque es tipo general la corrosión es usualmente tenue, relativamente blando y negro descolorido.

La corrosión llega a colocarse debajo de las incrustaciones del sulfuro en el metal formando numerosas picaduras, llegando a debilitar el material y haciéndolo frágil. Esta fragilidad es causada por el hidrógeno atómico formado en el proceso de corrosión.

6.2 *Dióxido de Carbono – Ataque por picadura*

El producto de la corrosión puede variar de café oscuro a negro, adherido libremente. La picadura es pequeña al comienzo pero luego se extiende en forma anillada en el extremo del recalque de la tubería o aparecen líneas extendidas de picaduras. La superficie del metal esta libre de corrosión o solamente es atacada muy ligeramente.

6.3 *Alto contenido de Cloruro de Sodio (Salmuera) pH 6.0 – 7.0*

Cuando se produce agua con pequeñas cantidades de gases ácidos o solamente agua, pH se aproxima a 7.0. Esto puede producir un ataque general con picaduras en forma achatadas y poco profundas. La razón de la pérdida del metal es generalmente bajo.

6.4 *Ácidos al 15% HCl y Ácido débil*

Cuando se usa un ácido puro, sin inhibidor de ácido, el ataque es severo y rápido. La superficie es grabada profundamente con afiladas agujas y probables protuberancias. Cuando el ácido es débil, el ataque también es rápido pero hace menor daño en la superficie.

6.5 *Bacteria reductora de Sulfatos*

El área atacada es cubierta con una película negra e impenetrable adherida al material producto de la corrosión. En la fase inicial del ataque la superficie del acero tiene la superficie redondeada y sobresalida.

6.6 *Corrosión / Erosión – Efecto de la Velocidad*

Con fluidos con alta velocidad el tipo de corrosión puede ser realizada por erosión. El producto de la corrosión es continuamente erosionada, generando una superficie lisa. Esto continuamente presenta el metal limpio a lo corroído con una velocidad alta de la pérdida del metal.

7.0 CORROSION vs. pH DEL AGUA.

Con la presencia de agua húmeda presente en los equipos de campo, se puede decir que comienza una etapa de la corrosión, esto debido al pH ácido, esto es una manera de medir rápidamente y poder determinar el significado del tipo de ataque. Para un gas sin presencia de sólidos de velocidades de 3 pie/seg o menores las siguientes reglas de mano pueden ser aplicables:

pH	7.0 o mayor	significa que no hay corrosión
----	-------------	--------------------------------

pH	7.0 - 6.5	posible corrosión menor
pH	6.5 – 6.0	corrosión moderado con posible picadura
pH	6.0 o menor	significa corrosión con probable picadura

A mayor pH menor corrosión y a menor pH mayor corrosión.

La Fig. 1.4 indica los efectos del incremento de la velocidad sobre la razón de la corrosión. De 3 a 7 pie/seg el agua esta en un rango de transición entre el flujo laminar y turbulento donde la razón de relación relativa será entre el agua y las condiciones de corrosión / erosión. La curva superior es la condición limitante sobre la velocidad donde la erosión del metal puede comenzar.

8.0 CORROSION vs. SULFURO DE HIDRÓGENO y DIÓXIDO DE CARBONO

El sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono son solamente componentes ácidos que están presentes en los reservorios de petróleo y gas normalmente están presentes en un rango de ? 5%. La corrosividad del agua (pH) producida es una función de las cantidades de estos gases en solución. Sin embargo, la velocidad de la pérdida del metal, el tipo y la localización son controladas por otros factores, como ser temperatura y presión, el potencial del metal y las condiciones de inicio de la picadura.

8.1 Corrosividad del Sulfuro de Hidrógeno

Considerando la Fig. 1.5 la mayor parte de la corrosión amarga tendrá menor de 2000 ppm de H₂S con un rango de pH de (5.0 – 6.5). Asumiendo un promedio de pH de 6.25 y un incremento de H₂S a 2000 ppm podría incrementar la velocidad de corrosión por un factor de 4. La curva indica que para un contenido de H₂S por encima de 100 ppm la corrosión es significativa. Esto puede probablemente significar un ataque de picadura.

8.2 Corrosividad del Dióxido de Carbono.

La concentración de CO₂ en solución esta ligada a la función de la presión y temperatura del sistema, muchas veces las determinaciones de los valores de los pH sobre una muestra de agua no son confiables y generalmente es descartada. Cuando concentraciones de CO₂ se encuentran presente en una muestra, el pH del agua en los pozos o cañerías de líneas es generalmente mucho más baja que aquellas muestras sin presencia de CO₂. La Fig. 1.6 muestra la velocidad del incremento en la corrosión que ocurre cuando se incrementa el contenido de CO₂ en el agua y también el oxígeno que entra con el agua en contacto con el aire, esto incrementa la velocidad de la pérdida del metal. La curva de 10 ppm O₂ es para la máxima solubilidad esperada en operaciones de rutina en campos petroleros.

La corrosión del dióxido de carbono es frecuente en pozos de gas. En pozos con presiones altas la razón de corrosión son generalmente considerables, porque más CO₂ se disolverá en el vapor de agua a altas presiones, creando un ácido fuerte.

Una forma de determinar o predecir la corrosividad del gas de los pozos esta basado sobre la presión parcial del CO₂.

$$\begin{aligned} \text{ppCO}_2 &= P \times \% \text{CO}_2 \\ \text{Donde :} \\ \text{ppCO}_2 &= \text{presión parcial CO}_2 \end{aligned}$$

$$\begin{array}{lcl} P & = & \text{presión cabeza pozo} \\ \%CO_2 & = & \% \text{ molar } CO_2 \end{array}$$

Si los valores de la presión parcial están por encima de los 30 psi, la corriente del pozo es corrosivo, si esta presión parcial esta entre 7 a 30 psi puede ser corrosivo y si la presión parcial es < 7 psi no es corrosivo.

Este principio puede variar cuando se produce agua salada, porque las sales disueltas puede causar un aumento considerable en el proceso de corrosión.

La Tabla 1 es un resumen de los factores de corrosión de CO_2 .

Tabla 1
Corrosión por Dióxido de Carbono (CO_2)

- 1.- $CO_2 + H_2O \rightleftharpoons H_2CO_3$ (ácido carbónico)
- 2.- $Fe + H_2CO_3 \rightleftharpoons FeCO_3$ (carbonato de hierro)
- 3.- Aplicable a pozos de gas :
 - Presión alta $\rightleftharpoons$ más fuerte el ácido carbónico (H_2CO_3)
 - Presión parcial $CO_2 =$ presión pozo x $\%CO_2$

<i>Presión parcial</i> <i>Psi</i>	<i>Corrosividad</i>
> 30	Corrosivo
7 – 30	Posible corrosión
0 – 7	No corrosivo

9.0 CORROSION vs. VELOCIDAD y TEMPERATURA

La Fig. 1.7 ilustra el efecto de la velocidad y temperatura, el incremento sobre la razón de pérdida del metal. Las pruebas en agua salada en un sistema cerrado tendrá un pH de rango 7 a 8 con el oxígeno presente. El incremento de temperatura es del mismo orden de la magnitud para todas las condiciones corrosivas. Sin embargo los efectos de la velocidad incrementan las condiciones más corrosivas debido al fenómeno de la erosión / corrosión.

10.0 CONTROL DE CORROSION

Dentro de la industria petrolera los métodos para controlar o minimizar la corrosión son los siguientes : selección del material, diseño de ingeniería, recubridores, inhibidores y remoción de los gases ácidos.

10.1 Selección del metal y las aleaciones

El hierro y acero son los materiales más usados en las operaciones petroleras, esto debido a su bajo costo y fácil fabricación, sin embargo, existen numerosas aplicaciones para la corrosión donde se usan aleaciones diferentes entre materiales para controlar la corrosión y son materiales más económicos, en cuanto a costos que el acero.

10.2 Diseño de Ingeniería

Muchos tipos de corrosión pueden ser eliminados o minimizados por un adecuado diseño de ingeniería, además se evitan problemas futuros en cuanto a reparaciones y mantenimientos teniendo grandes ahorros.

10.3 Recubrimientos

Los recubrimientos previenen o restringen el contacto del metal con los líquidos o gases corrosivos. Estos pueden ser pinturas, plásticos, cementos, caucho y cerámicos.

Los recubridores de acuerdo a su composición pueden ser : inorgánicos, orgánicos y metálicos. El recubrimiento orgánico es el más usado en operaciones de la industria petrolera y pueden ser de dos clases:

- 1.- **Pinturas**; las cuales son aplicadas como películas (5 ml de espesor) para materiales expuestos a la atmósfera, como también en tuberías.
- 2.- **Los Pesados**; generalmente bituminosos, que son aplicados a materiales que van enterrados o sumergidos.

10.4 Inhibidores Químicos

Los inhibidores químicos son ampliamente usados para reducir la corrosión formando una película en la pared del material. Existen dos tipos generales de inhibidores basados sobre su composición que son :

- 1.- Los inhibidores inorgánicos, los cuales incluyen cromatos, fosfatos, nitratos, arsénicos y otros elementos. Estos sistemas generalmente son usados en sistemas de enfriamientos cerrados.
- 2.- Los inhibidores orgánicos, los cuales incluyen componentes con pesos moleculares elevados. Estos son aplicados ampliamente en la industria petrolera, los cuales proveen un medio efectivo para controlar la corrosión en pozos de petróleo y gas condensado amargo y pozos de gas y petróleo acidificados.

**SISTEMAS DE PROTECCIÓN A LA CORROSION EN TUBERÍAS DE
PRODUCCIÓN**

SISTEMAS DE PROTECCIÓN A LA CORROSION EN TUBERÍAS DE PRODUCCION

1.0 SISTEMA DE TRATAMIENTO POR BACHEO DISCONTINUO

El sistema de tratamiento intermitente o por bacheos utiliza varias técnicas de tratamiento para los pozos de petróleo y gas que incluyen el desplazamiento de tubing, bacheo estándar y bacheos extendidos.

1.1 Desplazamiento de tubing.

Este sistema es utilizado en pozos con packer instalado como los surgentes y de gas donde no es posible la inyección continua de productos.

El producto se dispersa o disuelve a una concentración del 10% en agua, condensado, gas oil o petróleo. Por lo general se diluyen 200 litros del inhibidor en 1500 litros del fluido portador, verificando previamente que la solución sea homogénea con estabilidad mínima de 6 horas, que es la requerida para un pozo de 3000 mts. de profundidad. Deben preverse las demoras operativas para establecer las especificaciones de estabilidad de la solución o dispersión del producto.

Para los pozos de petróleo, con nivel de líquido, se efectuará el bombeo de la solución inhibidora a través del tubing seguida por un volumen suficiente de petróleo para que la solución inhibidora llegue al fondo del pozo.

En los pozos con muy bajo nivel de líquido de petróleo o de gas la solución debe ser bombeada con el pozo cerrado tan rápido como sea posible, manteniendo luego el pozo cerrado durante 4 a 6 horas para permitir la caída de la solución hasta el fondo del pozo y a través del orificio de estrangulación de fondo si éste está instalado.

La velocidad de caída de la solución es aproximadamente de 1 hora cada 1000 metros de profundidad. El inhibidor producirá una película a lo largo de la tubería hasta el fondo durante su desplazamiento o caída libre.

El retorno del fluido cuando se abre el pozo, contendrá una solución más diluida del inhibidor por lo que no será tan efectiva para formar una película en el corto período de contacto que tiene en el viaje de retorno.

En el caso de los pozos de gas puede ocurrir, que debido a la evaporación en el pozo por saturación del gas y del condensado con el solvente portador se produzca la concentración de la solución retornando ésta cuando se abre el pozo hasta con un 15% de producto, considerando una concentración inicial del 6%.

Esto es muy importante considerar cuando el fluido retorna puede causar problemas en los separadores de agua y condensado además en la planta deshidratadora formando espumamiento.

Es por esta razón que todos los productos para estos servicios deben cumplir con la Norma DIN 51415 (Pág. 95 – 98)

Este método de desplazamiento de tubing es llamado a veces como "squeeze corto" dado que el equipo de aplicación es básicamente el mismo que para un squeeze y además porque el peso hidrostático de la columna líquida en la tubería puede en muchos casos vencer la presión de fondo e invadir la formación .

1.2 Bacheo Estándar

Es el método más usado para el tratamiento de pozos por corrosión en el cual el inhibidor se adiciona en bacheos de pequeños volúmenes con frecuencias diarias, semanales o mensuales.

Detrás del bacheo se bombea generalmente fluidos (petróleo o condensado) para producir el arrastre del inhibidor hasta el fondo del pozo y proporcionar un volumen significativo de fluidos con inhibidor filmógeno para proteger toda la superficie metálica.

En algunos casos el pozo puede ser recirculado por bombeo total o parcial del fluido producido a través del puente del pozo y el espacio anular hasta que el inhibidor sea arrastrado totalmente al fondo del pozo y ascienda por el tubing.

Generalmente el método más eficiente consiste en recircular por lo menos tres (3) volúmenes del sistema del pozo, para asegurar la formación de la película en toda la superficie de la tubería y el entrecaño antes de volver a la producción normal al pozo.

La disponibilidad de operadores y de un camión de tratamiento determina, por lo general los detalles de cómo se bachea un producto químico en el pozo.

El primer principio que debe observarse en este tipo de tratamiento es que debe ser colocado en el pozo de tal manera que cubra toda la superficie metálica con formación de una película. Este proceso se ve favorecido, por la aplicación del producto dispersado en una fase acuosa, junto con algo de petróleo. De esta manera se logra una mejor formación de película por no diluirse demasiado en petróleo (caso de niveles altos) y estar disperso en agua de producción del pozo o del yacimiento.

Los productos en soluciones de hidrocarburos o petróleo, sin o con poco agua libre, también formarán película aunque con menor eficiencia que con una dispersión en agua del mismo producto.

Resumiendo; si el inhibidor es seleccionado de tal manera que éste es fácilmente dispersable en una fase acuosa y se aplica como dispersión acuosa, es posible obtener rápidamente una película de máximo poder protector, sobre la superficie metálica.

El segundo principio para lograr un tratamiento de máxima duración (es decir frecuencia mínima de tratamiento mensuales), será necesario efectuarlos de tal modo que quede un exceso de compuesto en el espacio anular, alimentando lentamente el tubing, durante un período mayor entre cada bacheo.

En las condiciones óptimas (baja corrosividad del sistema) la vida de la película puede durar desde 7 a 30 días de acuerdo con los ensayos de laboratorio y los valores de control de Fe^{++} en los pozos.

Esto significa que la frecuencia de tratamiento por bacheo es normalmente de 1 a 4 semanas y suficiente para mantener la alimentación del inhibidor, de acuerdo con la corrosividad del sistema y el volumen de fluidos producidos.

Uno de los mayores obstáculos para el tratamiento por bacheo, son los espacios anulares con altos niveles de fluidos. De esta manera es bastante difícil dosificar el pozo con un producto soluble en petróleo para que alcance el fondo del pozo, es necesario recircular por un periodo importante con crudo producido por el pozo, para formar una película uniforme en todo el sistema.

Una solución frecuente, es la dispersión del inhibidor con suficiente volumen de agua de formación e introducido por el entrecaño para que caiga hasta el fondo del pozo y produzca luego la película inhibidora en la tubería.

Algo de producto quedará disuelto en el petróleo que seguramente existe en el entrecaño, pero esto ocurrirá hasta que la concentración del mismo sea suficientemente alta para que comience a alimentar también la tubería, luego de efectuados varios tratamientos.

Si el espacio anular contiene un volumen considerable de crudo, es necesario utilizar de 20 a 100 litros de inhibidor, dispersos en unos 100 a 500 litros de agua de formación. Este volumen se puede calcular para que sea suficiente y llene el volumen que media entre el zapato y el extremo de la tubería.

Cuando el contenido de agua de los fluidos producidos es alto (> que 70%) es posible recircularlos con el equipo de bombeo.

Algo para tener en cuenta y que se insiste es que en los procedimientos de bacheo, existe la posibilidad de introducir oxígeno por ejemplo, en el caso de que la válvula lateral del casing se abra para dejar caer la solución del inhibidor y se recircula luego con la válvula lateral abierta.

Este procedimiento puede ser causa de que el inhibidor no pueda formar película en presencia de oxígeno como se explicó anteriormente.

Si hacemos un resumen de este sistema podemos decir que el tratamiento por bacheo involucra la adición de una cantidad de inhibidor, que se repite cuando la película protectora se pierde por el proceso de desorción.

1.3 Equipos de Superficie

Para realizar los trabajos de bacheo los equipos de superficie se necesitan los siguientes elementos :

- 2 Bomba reciprocante de alta presión (5000 a 10000 psig) generalmente es un equipo montado en un trailer.
- 3 Tanque mezclador de productos químicos con el petróleo o condensado.

- 4 Conexiones tipo chicksan para la instalación e interconexión del sistema para la ejecución del trabajo.

2.0 SISTEMA DE TRATAMIENTO CONTINUO DE INYECCION

2.1 INTRODUCCIÓN

El tratamiento de los problemas de fondo de pozo, como ser corrosión, incrustaciones, parafinas, etc., con químicos especiales es un procedimiento normal en la industria del petróleo. Los métodos normales de uso de productos son generalmente ineficientes, insatisfactorios y de alto costos.

Existe un sistema de tratamiento continuo (CTS) de inyección de químicos al fondo del pozo. El CTS consiste de una válvula de inyección en el fondo del pozo que esta conectada en superficie a una bomba a través de una tubería de diámetro reducido (cañería de acero inoxidable, 2 a 3 mm).

El sistema permite ser usado para la inyección de varios químicos de acuerdo a los problemas de control que uno requiere para el pozo, estos pueden ser incrustaciones, corrosión, parafina y formación de hidratos.

El CTS ha sido instalados en muchos pozos dentro de la industria petrolera y ha dado muy buenos resultados y provisto seguridad en los resultados.

En este capitulo veremos una información detallada del CTS y los diseños existentes para realizar trabajos referentes a estos problemas.

2.2 COMPONENTES DEL SISTEMA

Los principios del CTS son muy simples y lo detallamos a continuación :

Una tubería de diámetro pequeño es ubicada en el pozo normalmente es asegurado o engrampado a la tubería de producción con la que se baja simultáneamente, esta tubería de inyección va conectada a la válvula de inyección que permitirá el tratamiento químico en el punto deseado dentro de la sarta de producción.

En la parte de arriba en la superficie en cabeza de pozo la tubería de inyección es conectada a la bomba de inyección la cual succiona de un tanque de abastecimiento de producto químico.

Durante toda la vida del pozo el sistema continuamente inyectara un pequeño volumen de químicos dentro del pozo. El caudal de inyección es determinado por la eficacia del químico requerido para tratar el problema y el caudal de inyección esta en función del caudal de producción del pozo.

Los principales componentes del sistema son:

- 5 Una válvula de inyección de fondo.
- 6 Un mandril.
- 7 Tubería de inyección.
- 8 Una bomba en superficie.

Los factores que se requieren y las consideraciones para el diseño de cada componente son los siguientes:

2.2.1 MANDRIL Y VÁLVULA DE INYECCIÓN DE FONDO.

Dos tipos de mandriles de fondo pueden ser usados con el CTS. Estos son el convencional y los de bolsillo.

Mandril convencional

El mandril convencional consiste de una junta perforada y modificada en la parte externa con un codo para recibir la válvula de inyección. La válvula de inyección puede ser de simple goteo o doble goteo (puntos de inyección).

Esta válvula no puede ser remplazada una vez instalada, para reemplazarla se debe sacar toda la sarta de producción. La válvula de inyección de fondo permite el control sobre el caudal de inyección de químicos y además se sella automáticamente hacia el espacio anular si ocurriera una falla en la tubería de inyección.

Mandril de bolsillo

El mandril de bolsillo es similar a un mandril de bolsillo estándar de gas lift. Una ligera modificación en el cuerpo permite recibir la tubería de inyección de diámetro reducido. Esto puede ser instalado con una chaveta o seguro, también conjuntamente con la válvula de inyección en el lugar.

Una de las ventajas de este mandril de bolsillo es que una vez instalada la válvula de inyección esta puede ser recuperada y reubicada usando simplemente un equipo de wire line. Si la tubería de inyección tuviera algún problema la chaveta de la válvula puede ser corrida para sellar hacia el espacio anular.

2.2.2 DIÁMETROS DE TUBERÍAS DE INYECCIÓN.

Para aplicaciones del CTS los diámetros de tuberías de inyección estándar son los siguientes :

0.125" OD x 0.069" ID
0.250" OD x 0.120" ID
0.250" OD x 0.152" ID
0.250" OD x 0.180" ID
0.375" OD x 0.245" ID

Generalmente los diámetros pequeños de tuberías de inyección son líneas sin revestimiento externo, sin embargo para adicionar protección a las mismas estas pueden ser encapsuladas en un cuerpo de termoplástico (elastómero) el cual puede incorporar un cable de acero de protección. Muchas configuraciones de encapsulaciones son disponibles dependiendo sobre los requerimientos de precisión. Típicamente un tubo simple puede tener dos cables de acero disponibles pero cualquier combinación de tubos y cables puede ser diseñado.

Los cables de acero previenen cualquier problema de golpe, choque que pudiera tener la cañería de inyección cuando se está instalando el sistema.

Las tuberías de inyección pueden ser de acero inoxidable y material incoloy. Sus propiedades físicas y químicas se describen a continuación.

Acero Inoxidable 316L

Carbón 0.03% (máximo)
Cromo 17%
Níquel 12%
Molidenium 2.5%
Manganeso 2.0 (máximo)
Silicio 1.0% (máximo)
Fósforo 0.04% (máximo)
Sulfuro 0.03% (máximo)

Tensión al esfuerzo 26,100 psi

Incoloy 825

Carbón 0.05% (máximo)
Cromo 21.5%
Titanio 0.9 %
Níquel 42% (incluye Cobalto)
Molidenium 3%
Balance del hierro
Sulfuro 0.03 (máximo)
Silicio 0.5% (máximo)
Copper 2.25
Aluminio 0.2% (máximo)

Tensión al esfuerzo 31,900 psi

2.2.3 PROTECTORES DE TUBERÍA.

Durante la instalación la tubería de inyección puede ser asegurada en la tubería de producción. Un protector es usado en ambos lados de la tubería de inyección para sujetar a la tubería de producción con la finalidad de proteger a la tubería de inyección de desgaste por fricción, golpes, etc. Se recomienda que el protector debe ser usado en cada junta de la tubería, esto da la máxima protección posible reduciendo además significativamente el esfuerzo de la tubería de inyección.

La selección de protectores de tuberías de inyección depende de la profundidad del pozo, inclinación y terminación del mismo además de la composición del fluido.

Existen tres (3) tipos de protectores. Dado que el punto de desgaste más probable será el de junta de la tubería de producción los tipos de montaje referente a estos puntos son los siguientes:

Protector Collar de Tubos

Estos protectores pueden ser usados solamente en instalaciones con tuberías de inyección lisas sin revestimientos las cuales son sujetadas a la tubería de producción

con grampas de acero inoxidable. Estos pueden ser utilizados en muchos tipos de conexión de cañerías API. También pueden ser fabricadas especialmente estos protectores en función al tipo de conexión de la tubería de producción.

Este tipo de collar es recomendado para pozos poco profundos y con poca inclinación o desviación.

Protector de Tubería

Estos protectores ajustan o empalman completamente alrededor de la junta de la tubería de producción y es usado para ambos tipos de tuberías de inyección con revestimiento o sin protección.

Estas grampas girando sobre uno de sus lados, en la parte superior de la instalación lleva un pin que es conducido a través de una llave asegurando el protector para que no se mueva.

Debido al diseño y fabricación de este tipo de protector la junta de la tubería puede ser claramente especificada para seleccionar el tipo y modelo del protector, con esto queremos decir que los protectores están de acuerdo a la junta donde van ha ser utilizados y solamente pueden ser utilizados para ese tipo de junta.

Una de las ventajas de estos protectores es que no solamente protegen a la tubería de inyección sino también sirven como centralizadores para la tubería de producción.

Protectores Universales

Los protectores universales son diseñados para dar protección a la tubería de inyección en pozos que tienen alta desviación o declinación. Este diseño da un factor de esfuerzo mayor con relación a las maniobras de recuperación o rotación de las tuberías de producción. Debido al diseño solamente se necesita las dimensiones de la tubería y sus especificaciones.

2.2.4 EQUIPOS Y MATERIAL DE SUPERFICIE POR CTS.

El conjunto de equipos de superficie para la Inyección Continua de Productos Químicos es un sistema paquetizado montado sobre un skid que generalmente son estandarizados o de acuerdo a la solicitud del cliente. Todo el paquete debe contener como mínimo los siguientes componentes :

- 2 Un. Bombas neumáticas.
- 2 Un. Filtros de succión y descarga
- 1 Un. Filtro de alta presión
- 1 Un. Registrador de presión
- 1 Un. Válvula de alivio
- 1 Set Fittings y tuberías para instalación.

Un buen sistema de superficie de inyección es muy importante para tener una operación exitosa. Se precisa monitorear los volúmenes de químicos que se están inyectando, con filtros adecuados que aseguren el buen rendimiento del sistema con una máxima eficiencia.

2.3 USOS Y VENTAJAS DEL CTS

Los CTS es un método para tratamiento de problemas de fondo de pozo. Con el sistema de tratamiento continuo se tiene las siguientes ventajas:

- ✍ Trata el problema en el origen
- ✍ Minimiza las perdidas de producción debido a los cierres de pozos con relación a otros sistemas.
- ✍ Minimiza el daño a la formación causado por trabajos de inyección presurizados.
- ✍ Reduce los requerimientos de personal de operación.
- ✍ Posibilita la reducción de costos de los productos químicos.
- ✍ Se obtiene un optimo control sobre volúmenes de químicos.
- ✍ Elimina cierre de pozos para los tratamientos.

El CTS ofrece una gran ventaja adicional referente al uso de productos químicos que pueden ser usado y cambiado de acuerdo al requerimiento de los problemas que se puedan presentar en el pozo, generalmente los problemas que se puede solucionar con este sistema solo cambiando el producto químico son la corrosión, incrustaciones, parafinas y formación de hidratos.

El CTS tiene muchas aplicaciones que detallamos a continuación y además las ventajas que este sistema ofrece con relación a otros sistemas:

- **Formación de Hidratos**

La solución normal para este problema es reducir la presión de fondo utilizando choques. Esto resulta una perdida y diferencia de producción sin tomar en cuenta los problemas adicionales que puedan ocurrir.

Con el CTS en el fondo del pozo este problema nunca ocurre.

- **Parafina**

El problema de parafina generalmente es solucionado removiendo la parafina de la tubería de producción mediante la utilización de wire line o utilizando aceite caliente en el tubing. Estos dos métodos tienen la desventaja de que causan perdidas de producción, sus costos son muy altos (semanal/mensual) en lo que se refiere a wire line, para el uso de aceite caliente esto es potencialmente peligroso por el manejo a temperaturas elevadas o también la posibilidad de ahogar el pozo.

Con el CTS la parafina es controlada por la inyección de un inhibidor de parafina. La tubería es constantemente tratada y minimiza el taponamiento del pozo por presencia de parafina.

- **Incrustaciones**

Los problemas de incrustaciones son comúnmente controladas por acidificación o fracturamiento a la formación. Aunque ambos métodos tienen un costo inicial bajo ellos pueden conducir a un inesperado problema más tarde sobre la vida del pozo. Algunas de las desventajas usando este método son :

- **Acidificación**

- ✍ Alto costo por tratamiento.
- ✍ Posibilidad de crear problemas de arenamiento.
- ✍ Posibilidad de acidificación dentro de una zona de agua.
- ✍ Posibilidad de crear problema de emulsión.
- ✍ Posibilidad de formación de incrustaciones insolubles en ácido.
- ✍ Perdidas y diferencia de producción durante el tratamiento.
- ✍ Reduce la eficiencia del tratamiento cuando se lo realiza continuamente.

- **Fracturamiento de la formación**

- ✍ Alto costo por tratamiento.
- ✍ Posibilidad de daño a la formación.
- ✍ Posibilidad de severos problemas de emulsión.
- ✍ Posibilidad de ahogar el pozo que tienen bajas presiones de surgencia.
- ✍ Perdidas y diferencia de producción durante el tratamiento.
- ✍ Reduce la eficiencia del tratamiento cuando se lo realiza continuamente.

Muchos de los problemas descritos pueden ser eliminados usando un CTS para controlar las incrustaciones. La inyección continua de inhibidores de incrustaciones asegura que la sarta de producción reciba continuamente un tratamiento y de acuerdo al seguimiento y análisis que se realicen se optimiza el caudal de inyección de químicos. Una de las ventajas es que no se requiere cierre de pozo durante el tratamiento.

- **Corrosión**

La corrosión es comúnmente tratada a través de fracturamiento con químicos, tratamientos de bacheos, tuberías de alta aleación o mediante el sistema de inyección continua de químicos en el fondo del pozo. El tratamiento de bacheo y fracturamiento químico ofrecen limitada protección mientras que los sistemas con tubería de alta aleación son de alto costos de inversión.

Para el control de corrosión analizaremos cada uno de los sistemas y sus desventajas que tienen en condiciones de operación:

Tratamiento con bacheos de químicos

- ✍ Generalmente tienen un efecto marginal.
- ✍ Posibilidad de acelerar la corrosión en áreas no protegidas.
- ✍ Perdidas de producción durante el cierre del pozo para realizar los bacheos.
- ✍ Posibilidad de dañar el well bore (pared del pozo).
- ✍ Posibilidad de ahogar el pozo

Tratamiento de fracturamiento

- ✍ Alto costo por tratamiento
- ✍ Posibilidad de dañar la formación.
- ✍ Posibilidad de ahogar el pozo.
- ✍ Posibilidad de crear problemas severos de emulsión.
- ✍ Perdida de producción durante el cierre del pozo.

Tuberías de Alta Aleación.

- ✍ Costo inicial muy alto.
- ✍ Puede requerir mucho tiempo para adquirir el material.
- ✍ Posibilidad que se remueva la protección fílmica conduciendo a la corrosión.

Inyección Continua Inhibidor en Fondo Pozo.

- ✍ Costo inicial muy alto.
- ✍ Terminación complicada
- ✍ Restricción de la medida de la tubería y caudales de producción.
- ✍ Residuos de químicos dentro del well bore a temperaturas y presiones altas por periodos prolongados.
- ✍ Posibilidad de costos altos por fallas del sistema en el arreglo de fondo.

La inyección continua en el fondo del pozo puede también ser realizadas en terminaciones dobles, válvulas en casing o en el espacio anular.

La terminación doble ofrece excelente protección a la corrosión pero puede complicarse en el diseño de la terminación que a la vez afectara en el incremento de costos de terminación. En el espacio anular es más simple pero tiene aplicaciones limitadas debido a la falta de control ofrecido. La válvula de inyección en el casing es un método efectivo pero también tiene problemas en cuanto al control del caudal de inyección.

La inyección continua con el CTS realiza una excelente protección a la corrosión a un costo inicial moderado. El volumen y caudal de inyección son controlados efectivamente y el consumo de químicos es una mínima cantidad a veces a elevadas temperaturas. Las válvulas de inyección instaladas en mandriles tipo bolsillo puede ser reemplazadas mediante wire line y no requiere cierre de pozo para el tratamiento.

2.4 SISTEMA DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN ESPECIALES

Las tuberías de producción de acero común en presencia de un porcentaje molar alto de dióxido de carbono y agua tienen un deterioro considerable como consecuencia de la corrosión que produce del CO₂ en presencia de agua, esto puede originar comunicación entre la línea de producción y espacio anular o también puede llevar a realizar maniobras de pesca adicionales.

De acuerdo a la experiencia y análisis técnico económico uno de los sistemas que mejor resultado esta dando para altas concentraciones de dióxido de carbón es el uso o la instalación de tuberías de producción fabricadas de material especiales, como ser las de aleación de cromo y el revestimiento con níquel químico.

En las tuberías de acero al carbono el tratamiento térmico para la fabricación del UPSET (parte terminal de la tubería donde se engrosa la pared de la tubería para maquinara la rosca) genera concentración de tensiones que llegan a potenciar los fenómenos corrosivos, sumado a esto la discontinuidad de la unión dejando expuesta parte de los filetes de la rosca de la cupla en contacto en el fluido produce una excesiva turbulencia aumentando la agresividad del medio.

El uso de tuberías de producción fabricadas con material especial deben seleccionar y basarse en dos (2) condiciones generales: 1.- Tipo de acero 2.- Tipo de unión de los tubing.

De acuerdo al uso del material para fabricación de la tubería o metalúrgicos estos pueden ser :
1.- Acero inoxidable, 2.- Revestimiento de Ni (níquel) químico.

- **Acero Inoxidable**

Existen tres tipos de acero inoxidable con diferentes porcentajes de Cromo (puede ser 9%, 13% y 16%) para estos sistemas que han dado buenos resultados en función al % del contenido de dióxido de carbono.

De acuerdo a la experiencia de uso en el Yacimiento de Loma de Lata donde el contenido de dióxido de carbono esta en un rango 4 – 6 % molar se ha tomado la información y los reportes de control de calidad para basarnos en esta información y tomar datos referenciales para la aplicación en el Yacimiento de Yapacani.

En la instalación de estas tuberías se debe tener en cuenta el espacio anular debido a que esta son cañerías (casing) son de acero al carbono común, este espacio anular debe ser llenado con hidrocarburo pudiendo ser kerosene o diesel a fin de evitar la corrosión galvánica debido a la presencia de un electrolito como fluido entre la columna.

- **Revestimiento con Ni químico**

Como su nombre lo indica la tubería de producción tiene un revestimiento de Ni químico motivo por lo cual su manejo en la instalación de la tubería de producción debe ser muy cuidadoso ya que cualquiera raspadura o desprendimiento del Ni especialmente en la bajada o instalación de la sarta de producción esta quedara expuesta al medio de zonas anódicas pequeñas frente a un cátodo enorme donde en un periodo corto se tendrá problemas con la tubería.

Como indicamos el problema en estas tuberías con revestimiento de Ni es su control de calidad de la aplicación de níquel el cual debe estar libre de efectos y lo más importante bien adherido al acero común de la tubería para resistir o soportar las fluctuaciones de temperatura, presión y velocidades del fluido del pozo.

- **Sistema de Unión de Tubería**

De acuerdo a la experiencia y los resultados que se han obtenido con los tipos de rosca en las tuberías de producción las que han dado mejor resultado son las de rosca integral SDS (Siderca doble sello) que permiten un sello hermético metal-metal que dan una perfecta estanqueidad a las presiones, tanto internas como externas. Existe otro tipo de uniones que son las SEC Premium, con sellos cónicos metal-metal de rosca trapezoidal sello interno sin recalque, mejorando la hidráulica del fluido en su interior y reduciendo la corrosión por la turbulencia.

Las características principales de la unión SDS son las siguientes:

- ✍ El diseño de las roscas en dos etapas evita que las roscas se crucen, esto permite una mejor estanqueidad.
- ✍ El sello metal a metal permanece o es resistente incluso después de repetidas operaciones, esto se observo en las tuberías recuperadas que luego volvieron a ser usadas.

- ✍ El sello interno de la rosca actúa como tope al torque permitiendo y asegurando un ajuste deseado.
- ✍ Posee doble sello metal-metal, uno que protege la unión de los fluidos internos del tubing y el otro que protege la unión del fluido exterior a la cañería.

2.5 CONCLUSIONES

- ✍ De acuerdo a las presiones parciales y la concentración del porcentaje molar del CO₂ podemos determinar si un fluido es corrosivo.
- ✍ Para pozos con alta concentración de CO₂ mayor al 3% sobre la base de la experiencia de otros yacimientos se recomienda utilizar tuberías de producción con cromo 13.
- ✍ Para pozos con concentraciones menores al 3% de dióxido de carbono se puede elegir inyección de inhibidores de corrosión en forma continua o por bacheos previo análisis técnico económico.

Capitulo III

APLICACIÓN AL YACIMIENTO DE YAPACANI

APLICACIÓN CAMPO YAPACANI

1.0 INTRODUCCIÓN

El Yacimiento Yapacani se encuentra ubicado al Nor-Oeste del Departamento de Santa Cruz en la provincia Sara distante a 155 Km. de la ciudad de Santa Cruz.

El Yacimiento es productor de petróleo pesado de la formación Sara de 34° API y condensado de las formaciones Yantata y Petaca con gravedad API promedio de 60°.

De acuerdo al diagrama de flujo el Yacimiento cuenta con una Batería con un sistema de separación, sistema de inyección de gas a formación, sistema de almacenaje y entrega de producto. (Anexo I)

De acuerdo a pronóstico y estimaciones de reserva el Yacimiento de Yapacani tiene un potencial de producción de 2000 BPD de petróleo-condensado y 60.0 MMSCFD de gas.

Actualmente debido a la falta de mercado para el gas el yacimiento, se encuentra en reserva con una producción mínima de 250 BPD en función a la capacidad del sistema de inyección que es de 10.0 MMSCFD.

2.0 CONTENIDO DE CO₂

El gran problema del Yacimiento es el petróleo producido de la formación Sara debido a la presencia de CO₂ y la producción de agua del mismo, debido a estos componentes llegan a producir corrosión en las líneas de producción y todo el sistema en general.

Si nosotros observamos las cromatografías (ver Tabla I) se refleja que el gas tiene un alto contenido de porcentaje molar de CO₂ que están en un rango de 7 y 8 % de CO₂. Este contenido es sumamente elevado si consideramos y tomamos como referencia la ecuación de las presiones parciales para determinar si es o no corrosivo un fluido tomando un promedio de presión de cabeza de pozo de 2500 psig tendremos una presión parcial de 170 psig. Esto quiere decir que nuestro fluido es altamente corrosivo debido a que esta por encima de 30 psig que es el nivel máximo donde comienza un fluido a ser corrosivo.

Debido a estas características del fluido de la formación Sara es necesario prever para el futuro el sistema más adecuado para proteger el sistema de producción de los pozos especialmente lo referente a la tubería de producción.

3.0 POZOS FORMACIÓN SARA

El Yacimiento de Yapacani actualmente tiene perforados 18 pozos productores de las formaciones Sara, Yantata y Petaca (ver Tabla II)

Los Pozos productores y reserva de la formación Sara son los siguientes : 4LL,12T, 13LL, 17LL y 18T con una profundidad promedio de 3000 mts con tuberías de producción de 2-7/8" y 2-3/8" (HYDRILL Y 8RD).

Las cromatografías tomadas en los separadores de prueba muestran un alto contenido de porcentaje molar de CO₂. Es importante recalcar que solamente la formación Sara es productora en alto porcentaje de CO₂ (8 % molar). En las formaciones Yantata y Petaca el contenido de CO₂ esta por debajo del 1% molar.

Capítulo III

Resumen de Costos

RESUMEN COSTOS

1.0 INTRODUCCION

Los sistemas de inyección continua, inyección por bacheos y el uso de tuberías de producción especial tienen costos diferentes para su aplicación, el uso de cada sistema esta basado principalmente en el porcentaje del contenido de dióxido de carbono.

Para el sistema de inyección continua se ha recurrido a empresas especializadas en el rubro que nos proporcionaron costos bases para un pozo que servirá como referencia inicial para los otros pozos o para determinar el costo total.

Para el sistema de inyección discontinua o por bacheos se tomaron datos actuales de costos de los trabajos que están realizando en el Área Norte por parte de la Cia. Bolland.

En los costos de Bolland esta incluido la inyección continua de la línea de recolección desde el Pozo a la Batería, por consiguiente la inversión alcanza el cambio de la línea de recolección. Los precios de este material están basados en las últimas compras realizadas por Andina S. A.

Para el sistema de tuberías especiales de producción se ha recurrido a la información proporcionada por el Yacimiento Loma La Lata.

Otro de los aspectos importantes en el desarrollo del campo es la intervención de los pozos productores de la formación Sara, para todos los casos se debe cambiar la tubería de producción, accesorios y arbolito de producción, esto involucra la utilización de equipos de intervención para realizar este trabajo.

Un trabajo normal de cambio de tubería de producción es de 15 días, los costos promedios de alquiler de un equipo de intervención (de acuerdo a datos de reservorios) es de 10,000 \$us/día haciendo un total de 150,000 \$us para los 15 días.

En el análisis se ha tomado un solo pozo con arreglo simple como base para el cálculo de los costos para los tres (3) diferentes sistemas.

2.0 INVERSIÓN POR SISTEMAS

De acuerdo a la Tabla II se tiene un detalle de todos los pozos del Yacimiento Yapacani donde se observa el estado de los mismos y de que formación son productores.

Para nuestro análisis hemos considerado solo un pozo para realizar en primera instancia un proyecto piloto sobre la base de estos costos por un pozo se determino el balance global de los costos para 5 (cinco) pozos, tres de arreglo simple y dos (2) dobles.

La selección del pozo piloto fue el YPC – 18 actualmente en producción con arreglo simple, la selección fue basada en que actualmente este pozo tiene la línea de recolección de acero al carbono de 3 ½” SCH-80 con revestimiento interno y externo de pozo a colector en batería, y

también se observó que cuando se realizan los bacheos, al bombear el inhibidor de corrosión se desplaza el volumen de la tubería hacia la formación y luego se tiene que dejar el pozo cerrado por espacio de unas 3 hrs. Lo que ocasiona que el pozo queda semi ahogado y al abrirlo nuevamente a producción le cuesta reaccionar y la presión de surgencia declina cada que se realizan estos bacheos.

La profundidad del pozo es de 3000 mts, arreglo simple productor de la formación Sara con un contenido en porcentaje molar de 9.79 % de dióxido de carbono. Con una producción de 87 Bpd de petróleo, 4.7 Mmscfd de gas y 2 Bpd de agua con choque 18/64" y una presión en cabeza de pozo de 2820 psig.

En los Anexos III se muestran los soportes de la inversión y costos operativos por cada sistema :

2.1 Sistema de inyección por bacheo

Las inversiones para los trabajos a realizar en este sistema consisten en cambiar la tubería de producción por otra nueva de acero al carbono de 2-7/8", mas accesorios.

Para la realización de las actividades se debe tomar en cuenta un equipo de intervención para 15 días de trabajo. El monto de inversión inicial alcanza a 373,199 \$us por pozo para terminación simple.

Con relación a los costos de operación y consumos de insumos (inhibidores de corrosión) se tiene un gasto mensual estimado de 4,428 \$us a este monto se le ha agregado las pérdidas de producción que se genera por el cierre de pozo, aproximadamente tres (3) horas para realizar el bacheo.

2.2 Sistema Tubería Cromo 13

Las inversiones para los trabajos a realizar en este sistema son cambiar la tubería de producción por otra nueva de cromo 13 de diámetro de 2-7/8", arreglo de fondo igualmente con cromo 13. En superficie se debe instalar un nuevo arbolito de producción de cromo 13.

Para la realización de las actividades se debe tomar en cuenta un equipo de intervención para 15 días de trabajo. El monto de inversión inicial alcanza a 646,848 \$us por pozo para terminación simple.

Con relación a los costos de operación este sistema no tiene gastos operativos debido a que no necesita inhibidores de corrosión justamente por el material que se está utilizando.

Capítulo III

Análisis Técnico - Económico

ANÁLISIS TÉCNICO - ECONOMICO

1.0 INTRODUCCION

El análisis económico esta basado en la comparación del sistema de protección de corrosión mediante la inyección de inhibidores de corrosión y el sistema de tuberías cromo 13.

Los costos del sistema de inhibidores de corrosión por bacheos esta basado en los costos que actualmente se paga a la Empresa Bolland por prestar estos servicios a Andina S. A. (Anexo III-A/B)

El costo del sistema de tubería cromo 13 esta basado a los costos proporcionados por el Yacimiento de Loma de La Lata. (Anexo III-C)

2.0 ANÁLISIS EVALUACIÓN ECONOMICA

Los parámetros para realizar la evaluación económica están basados en las inversiones y costos operativo por cada sistema con un tiempo del proyecto de 10 años.

Se tomo como base un solo pozo con una producción de 100 BPD de petróleo y 3.0 MMSCFD de gas. El precio del petróleo se toma como 30 \$us/Bbl y el precio del gas de 1.20 Mscf.

La comparación de costos acumulados para los tres sistemas se muestra en los Anexos IV.

En el Anexo IV-A para el sistema de inyección por bacheo se toma como perdidas de petróleo y gas, en Anexo IV-B solo se toma como perdida el petróleo.

- **Análisis.**

Se considera los valores acumulados en los 10 años de vida del proyecto:

Tubería de cromo 13.

La inversión inicial de todo el proyecto en tubería cromo 13 y línea de recolección con revestimiento externo e interno es de 310,280 \$us el sistema no necesita costos operativos. Después de 10 años se le ha dado al material un 70% de garantía de acuerdo a los reportes de estos sistemas, esto quiere decir que el material se puede rehusar en otro pozo o por más largo tiempo. El valor acumulado en gastos a los 10 años es de 226,542 \$us.

Inyección de Inhibidor de Corrosión por bacheos.

La inversión inicial del proyecto en tubería de acero al carbono es 136,600 \$us este sistema tiene gastos operativos en lo referente a los insumos y operación del sistema, además de las perdidas de producción por cierre de pozo y el alto riesgo de ahogar el pozo. El valor acumulado de gastos a los 10 años es de 517,615 \$us.

Inyección de Inhibidor de Corrosión continua.

La inversión inicial del proyecto en tubería de acero al carbono es 136,600 \$us y el equipo superficial y de fondo de pozo es 100,000 \$us haciendo un total de la inversión de 236,600 \$us en el sistema tiene gastos operativos en lo referente a los insumos y un gasto mínimo en operación del sistema, es necesario aclarar que no existen pérdidas de producción por cierre de pozo. El valor acumulado de gastos a los 10 años es de 549,415 \$us.

3.0 CONCLUSIONES

Como se observa los valores acumulados de gastos operativos en los sistema de inyección de inhibidores de corrosión, ya sea continuo o por bacheos, en 10 años es muy significativo si hablamos solamente de un pozo, si aumentamos el número de pozos tendremos valores asombrosos con relación de un sistema a otro comparando con el sistema de tubería cromo 13 y el recambio de la línea de recolección.

Para el caso de uso de tuberías cromo 13 solamente es realizar la inversión inicial sin tener ningún costo de operación a lo largo de los 10 años que se toma como vida del proyecto.

En el caso de inyección de inhibidor de corrosión por bacheo o inyección continua siempre se tiene costos operativos adicionales que representa un acumulado muy alto para los 10 años de ejecución.

También es importante la vida útil de las tuberías de producción de acuerdo a la experiencia que se ha tenido en el Yacimiento de Loma de La Lata observamos los gráficos del Anexo V-A/B/C que representan el estado del material tubular en función al tiempo de uso (5-10 y 15 años) donde observamos que los mejores estados después de un periodo de uso son las tuberías de cromo 13 con relación a las tuberías de acero al carbono normales y con revestimiento e inyección de inhibidores de corrosión.

De acuerdo a todos estos análisis podemos concluir que el sistema que mejor se adecua para nuestro Yacimiento de Yapacani es el de tubería cromo 13, esto debido al alto contenido de CO₂ con el que cuenta.