

01153



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

PROYECTO TERMINAL

**"CORROSIÓN EN APAREJOS DE PRODUCCIÓN
DEL CAMPO POZA RICA"**

QUE PARA OBTENER EL DIPLOMA DE

ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DE
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

PRESENTA:

JORGE FERNANDO RAMOS FARFÁN

DIRECTOR DE PROYECTO :
M. EN I. MARTÍN TERRAZAS ROMERO

FEBRERO DE 2005

RAMOS FARFÁN, JORGE FERNANDO



m343492



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

CORROSION EN APAREJOS DE PRODUCCION EN EL CAMPO POZA RICA

UNAM
BIBLIOTECA
2005

INDICE

	Pag.
Resumen	1
Objetivo	2
Introducción	3
I.- Determinación de agentes corrosivos y tipos de corrosión en el campo Poza Rica	6
II.- Materiales expuestos a la corrosión	10
III.- Determinación de soluciones para prevenir la corrosión	12
IV.- Análisis de costo.	18
Conclusiones	21
Recomendaciones.	22

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Jorge Fernando Ramos Farfán

FECHA: 25 Abril 2005

FIRMA: Jorge Fernando Ramos Farfán

CORROSION EN APAREJOS DE PRODUCCION DEL CAMPO POZA RICA

	INDICE	Pag.
Anexo 1. Tabla 1 Estado Actual del Campo Poza Rica		23
Anexo 2. Tabla 2 Características Principales del Yacimiento		24
Anexo 3. Tabla 3 Numero de Intervenciones de 1994 al 2001		25
Anexo 4. Tabla 4 No de Intervenciones con problemas a Partir de 1994 al 2001		26
Anexo 5 Sistema de Inyección de Agua		27
Anexo 6. Tabla 6 Información de Cromatográficos, Análisis De Agua y Antecedentes de los Pozos		28
Anexo 7 Tratamiento Squeeze		43
Anexo 8 Tubería de Polietileno		45
Anexo 9. Tabla 9 Resultados de Pruebas de Laboratorio De la Tubería Epòxica Fenòlica		47
Anexo 10 Rotomartillo		49
Anexo 11 Control de Agua		50
Anexo 12 Tubería Flexible con Empacador Montable Inflable		52
Anexo 13. Tabla 13 Análisis Químico de las Varillas de Bombeo Mecánico		53

CORROSION EN APAREJOS DE PRODUCCION DEL CAMPO POZA RICA

INDICE DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1 Ubicación del Campo Poza Rica	54
Figura 2 Distribución de los agentes Corrosivos en el Campo Poza Rica	55
Figura 3 Difusión del Hidrógeno en el Acero	56
Figura 4 Unión de Atomos de Hidrógeno en el Acero	57
Figura 5 Fracturas en el Acero	58
Figura 6 Agrietamiento por corrosión debido a la Presencia de agua y sulfuro de hidrógeno	59
Figura 7 Agrietamiento por corrosión debido a la Presencia de agua y sulfuro de hidrógeno	60
Figura 8 Agrietamiento por corrosión debido a la Presencia de agua y sulfuro de hidrógeno	61
Figura 9 Agrietamiento por corrosión debido a la Presencia de agua y sulfuro de hidrógeno	62
Figura 10 Agrietamiento por corrosión debido a la Presencia de agua y sulfuro de hidrógeno	63
Figura 11 Escoriaciones causadas por él hidrógeno	64
Figura 12 Corrosión por contacto de oxigeno	65
Bibliografía	66

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo determinar cuales son los agentes corrosivos predominantes dentro del campo Poza Rica, tomando como base los análisis Cromatográficos, análisis de agua stiff y antecedentes de los pozos.

En el primer capitulo se determinaron los tipos de agentes corrosivos, ubicando en primer lugar el ácido sulfhídrico seguido del Bióxido de carbono y en menor proporción oxígeno disuelto, sales disueltas, ácidos y pequeñas cantidades de bario y fierro. Se hace un análisis de cada uno de estos elementos para determinar la forma en que se desarrollan y se menciona los principales factores que intervienen para que la corrosión se logre con mayor rapidez.

Determinados los agentes corrosivos estos se agruparon en tres bloques, pudiendo representarlos en planos y logrando así determinar su área de influencia dentro del campo. Al grupo uno pertenece todos los elementos anteriores pero en pequeños porcentajes, el grupo II predomina el bióxido de carbono, no se tiene sulfhídrico y los demás elementos se tienen en menor proporción. Al grupo III pertenecen todos los elementos anteriores, pero con un alto contenido en sulfhídrico y bióxido de carbono siendo el grupo más corrosivo.

El capitulo II describe los materiales expuestos a la corrosión y menciona algunos otros que son más resistentes a estos medios. Los materiales que más son dañados al ser recuperados son los aparejos de bombeo mecánico, en especial camisas de bomba, tubos barril, guías de embolo, vástagos, varillas pulidas, tuberías y empacadores.

El capitulo III determina las soluciones para prevenir la corrosión de cada grupo, las diferentes alternativas se dan en forma individual, subdividiendo cada grupo en pozos fluyentes, inyectores, de bombeo mecánico y bombeo neumático.

El capitulo IV realiza un análisis de costos en donde se toma como base los materiales desechados en 29 pozos de bombeo mecánico durante el periodo del año 2000 y parte del 2001. Se realiza la comparación en adquisición de material nuevo y la utilización de material reacondicionado pero recubierto con inhibidores de corrosión para tener un ciclo de vida más largo; el mismo análisis se realiza para aparejos de bombeo neumático, determinando que no todo el material recuperado se encuentra en condiciones de ser utilizado, de hecho se requiere material nuevo para satisfacer las necesidades de los pozos y la utilidad recuperada nos ayudaría para realizar mas intervenciones a las ya programadas.

OBJETIVO °

Identificar los tipos de corrosión que actúan en los aparejos de producción existentes en el campo Poza Rica y efectuar su clasificación. Proponer soluciones y cuantificar en términos de Inversión.

INTRODUCCION

Este campo se localiza en la porción Central - Este de la República Mexicana al norte de Veracruz, aproximadamente a 35 Km de las costas del golfo de México .Ver figura 1

Geológicamente esta localizado en la porción sur de la cuenca sedimentaria Tampico- Misantla, en la parte media del Talud de la plataforma de Tuxpan. El campo ocupa un área de 126.866 kilómetros cuadrados, con 832 pozos perforados de los que 165 se encuentran en operación, 46 son inyectores, 159 taponados y 462 cerrados (ver anexo 1- tabla 1).

Fue descubierto en el año de 1930, con la perforación del pozo PR-2, el cual fue terminado en el casquete de gas. La explotación de aceite se inicia en 1932 con el pozo PR-3 cuya producción inicial fue de 1600 BPD.

El campo se compone de tres yacimientos, de edades Jurásico Medio, Cretácico Medio y Terciario (Oligoceno); que producen aceite negro de densidades entre 30 y 32 grados API. El yacimiento en la caliza Tamabra del Cretácico Medio es el de mayor importancia, por su producción y esta dividido actualmente en 5 cuerpos de explotación cuerpo ab, cuerpo D, cuerpo B y C, cuerpo F y cuerpo A.

Al principio de la explotación del yacimiento, se dividió verticalmente en dos partes; Tamabra Inferior y Tamabra Superior, ambos separados por un estrato denso, cuyo espesor es de pocos metros, desapareciendo en algunas partes del yacimiento ya que no es consistente, y se le denomino horizonte f.

La formación Tamabra del Cretácico medio_ esta formado principalmente por calcarenitas finas, porosas, poco permeables compuestas por sedimentos calcáreos y arenas finas, comúnmente recristalizados a una matriz de calcita extremadamente fina que posteriormente sufrió dolomitización.

OBJETIVO

Identificar los tipos de corrosión que actúan en los aparejos de producción existentes en el campo Poza Rica y efectuar su clasificación. Proponer soluciones y cuantificar en términos de Inversión.

INTRODUCCION

Este campo se localiza en la porción Central - Este de la República Mexicana al norte de Veracruz, aproximadamente a 35 Km de las costas del golfo de México .Ver figura 1

Geológicamente esta localizado en la porción sur de la cuenca sedimentaria Tampico- Misantla, en la parte media del Talud de la plataforma de Tuxpan. El campo ocupa un área de 126.866 kilómetros cuadrados, con 832 pozos perforados de los que 165 se encuentran en operación, 46 son inyectores, 159 taponados y 462 cerrados (ver anexo 1- tabla 1).

Fue descubierto en el año de 1930, con la perforación del pozo PR-2, el cual fue terminado en el casquete de gas. La explotación de aceite se inicia en 1932 con el pozo PR-3 cuya producción inicial fue de 1600 BPD.

El campo se compone de tres yacimientos, de edades Jurásico Medio, Cretácico Medio y Terciario (Oligoceno); que producen aceite negro de densidades entre 30 y 32 grados API. El yacimiento en la caliza Tamabra del Cretácico Medio es el de mayor importancia, por su producción y esta dividido actualmente en 5 cuerpos de explotación cuerpo ab, cuerpo D, cuerpo B y C, cuerpo F y cuerpo A.

Al principio de la explotación del yacimiento, se dividió verticalmente en dos partes; Tamabra Inferior y Tamabra Superior, ambos separados por un estrato denso, cuyo espesor es de pocos metros, desapareciendo en algunas partes del yacimiento ya que no es consistente, y se le denomino horizonte f.

La formación Tamabra del Cretácico medio_ esta formado principalmente por calcarenitas finas, porosas, poco permeables compuestas por sedimentos calcáreos y arenas finas, comúnmente recristalizados a una matriz de calcita extremadamente fina que posteriormente sufrió dolomitización.

Esta formación se encuentra a profundidades que varían entre 1900 y 2500 m dentro de los límites productivos del campo, su espesor promedio es de aproximadamente 210 m

La presión inicial fue de 245 kg/cm², que es igual a la presión de saturación. Los tipos de mecanismos de empuje que se desarrollaron en el yacimiento fueron por: Expansión de la roca, empuje por capa de gas, por entrada de agua y por gas disuelto, en virtud de que su principal mecanismo lo constituye este último, la presión fue abatiéndose conforme el campo se desarrollaba y aumentaba la extracción de hidrocarburos, llegando a registrar una presión promedio de 167 kg/cm³, en mayo de 1966.

Para incrementar la producción hidrocarburos se implemento el sistema de inyección de agua en dos etapas, en 1951 en forma dispersa en el yacimiento con el que no se tuvo éxito y en 1962 en forma integral, basado en el avance frontal; en el último levantamiento de presiones, efectuado en el mes de enero de 1986, se obtuvo una presión media de 219 kg/cm², referidas a 2200 mBNM.

En la actualidad se inyectan 52,000 BPD de agua tratada a través de 38 pozos y 20,000 BPD de agua de deshidratación a través de 8 pozos (Ver anexo 1, tabla 1) En el anexo 2, tabla 2 señala todas las características principales del yacimiento, esto complementa y respalda los antecedentes del campo.

En la historia del campo Poza Rica ha transcurrido 50 años desde que dio inicio al sistema de inyección de agua, desde ese entonces hasta la actualidad se han inyectado 2803 MMBls de agua ocasionando otros efectos y tipos de problemas, debido a la combinación del agua con gases y fluidos de formación aunado a las características del yacimiento como es su temperatura y presión. Esto ha creado agentes sumamente corrosivos que quizás debido a la necesidad de producción no se ha visualizado esta problemática que se tiene en la actualidad.

De acuerdo al número de intervenciones totales realizadas de 1994 a agosto del 2001, ver anexo 3, tabla 3.

Al analizar la información se observo que la recuperación de aparejos en pocas intervenciones se tiene registradas los problemas por efectos de corrosión. Esto es comprensible, por carecer de una metodología para poder determinar dichos problemas y la poca importancia que hasta el momento se le ha dado.

En el anexo 4, tabla 4 se indica el número de intervenciones que ha generado problemas a partir del periodo 1994 a agosto del 2001 donde aparecen problemas por mantenimiento a pozos y se consideran intervenciones con anomalías por el tiempo registrado durante su intervención.

El problema que más se ha abordado en el campo es la formación de carbonatos en el aparejo de producción, se han efectuado tratamientos para su detención temporal, introducción de tuberías recubiertas con polietileno, introducción de magnetos etc., pero se carece de un programa preventivo específico para detener la corrosión de los aparejos de producción.

Durante el presente trabajo se revisaron 151 expedientes del campo, 91 son de Poza Rica, 23 de Escolin, 7 de Mecatepec, 26 de Presidente Alemán y 4 de Manuel Avila Camacho. Observándose una fuerte presencia de H₂S y CO₂ en la mayor parte del campo Poza Rica, Mecatepec, Petronac, Manuel Avila Camacho y en forma puntual el campo Presidente Alemán. Ver figura 2.

El bióxido de carbono se presenta con mayor importancia en el campo Escolin, parte en Presidente Alemán y en forma puntual en Poza Rica. Ver figura 2.

El ácido sulfhídrico, Bióxido de carbono, nitrógeno, cloruros, bicarbonatos, sulfatos se presentan en menor proporción en forma puntual en la parte noreste, centro y noroeste del campo. ver figura 2

De acuerdo a los reportes de anomalías del taller de mecanismos de producción en el año del 2000 y parte del 2001 se han dado de baja camisas y pistones de la bomba debido a corrosión en un total de 29 pozos, no se tiene el recuento de sarta de varillas, válvulas de bombeo, mandriles, empacadores y tubería de producción que se ha desechado por este problema.

Los campos que mayor corrosión presentaron fueron el de Poza Rica, Mecatepec, Petronac, Manuel Avila Camacho debido al gran avance de inyección de agua que en combinación con otros factores ha iniciado el deterioro de los materiales. Uno de estos factores, quizás el principal se refiere al agua tratada y agua residual, ambos no se le da ningún tratamiento en especial en colocación de inhibidores de corrosión, de allí el agua que entra en los inyectores penetra como una agua altamente corrosiva que al tener contacto en el fondo con la temperatura, presión y fluidos del pozo generan cambios químicos tendientes a dañar los materiales de los pozos inyectores como productores. ver anexo 5.

Como consecuencia de los problemas de corrosión, se han presentado operaciones riesgosas de pesca, con tiempos que varían desde 15 a 30 días. Los casos mas críticos se han presentado en los pozos del campo Poza Rica que presentaron una corrosión severa, provocada por la acción del ácido sulfhídrico y bióxido de carbono.

CAPITULO I

DETERMINACIÓN DE AGENTES CORROSIVOS Y TIPOS DE CORROSIÓN EN EL CAMPO POZA RICA

La corrosión puede definirse como la alteración y degradación de un material, por su ambiente. Una de las causas más comunes de las fallas prematuras en los aparejos de producción, es el daño provocado por la corrosión, fatiga por corrosión y el agrietamiento por esfuerzos combinados, tanto de tensión como de corrosión con la presencia de agua y sulfuro de hidrógeno. Ver Figuras 6 a 10

Para determinar los agentes más corrosivos dentro del campo se utilizaron como apoyo todos los análisis Cromatográficos existentes, los reportes de anomalías del Taller de Mantenimiento de Mecanismos de Producción, Análisis de Agua y Diagramas de Stiff del Laboratorio de Yacimientos, Análisis de Agua para Tratamiento Squaze y Antecedentes de los Pozos.

Los principales agentes corrosivos que se encontraron y que afectan a los accesorios tubulares dentro del campo, según orden de importancia son: ácido sulfhídrico, bióxido de carbono, oxígeno, sales disueltas, ácidos y pequeñas cantidades de bario y fierro.

1. -Pequeñas cantidades de ácido sulfhídrico disuelto en agua crea, un ambiente muy corrosivo, al reaccionar con el agua o humedad bajo condiciones de presión y temperaturas ideales, generan la disociación de átomos de hidrogeno. Una vez separado el hidrogeno a nivel atómico, este se introduce en el acero iniciando su difusión a través del cuerpo del tubo, si no existe algo que lo detenga, esta puede continuar. Ver Figura 3

El acero es anódico para el sulfato de fierro (reacción de H_2S y sales de fierro) y como la corrosión continua se forma una escama negra sobre el acero, indicando el ataque del H_2S , esto crea agujeros con grietas profundas. Las roturas son generalmente debido al resquebrajamiento y a la concentración de las escoriaciones causadas por el hidrógeno atómico. Ver Figura 11

El acero contiene inclusiones no metálicas como son sulfuros de manganeso(Mns), silicatos(SiO_3) o alúmina (Al_2O_3), donde el hidrógeno se detiene, empezando a acumular.

El hidrógeno molecular genera muy alta presión en los espacios intergranulares del acero tal como lo indica la figura 4. Dando origen a fisuras intergranulares, propagándose y uniéndose con otras generadas, originando fisuras escalonadas dando la separación del acero por planos. Ver Figura 5

El Sulfuro de Hidrógeno también se disuelve en el agua, es un ácido de menor reacción que el ácido carbónico, pero en presencia de oxígeno y/o bióxido de carbono causa picaduras al metal. El hidrógeno (H_2), presenta mayor capacidad para la reacción de corrosión.

Los átomos de hidrógeno se combinan rápidamente para formar hidrógeno molecular (H_2) y de esta manera ser absorbido por la retícula del metal, ocurre un burbujeo como gas. Sin embargo en presencia de sulfuro, el hidrógeno permanece en forma atómica por un periodo más largo con la probabilidad de ser absorbido, el hidrógeno se acumula en el área de máximo esfuerzo, y cuando se alcanza una concentración crítica, se forma una pequeña grieta. La falla ocurre en el piñón o en la base del piñón, presentando una cuarteadura longitudinal en una caja desgastada o especialmente severa en aceros de alta resistencia que tienen gran dureza y sujetos a cargas cíclicas, tales como las varillas de bombeo mecánico. Ver figura 11

2. - El bióxido de carbono se disuelve en agua para formar un ácido débil (ácido carbónico) que corroe el acero en forma similar que otros ácidos (por desprendimiento de hidrógeno), a menos que el PH se mantenga por encima de 6. Cuando el PH es más alto el daño por corrosión debido al dióxido de carbono es similar a la corrosión por oxígeno, pero con menor rapidez. Cuando el dióxido de carbono y el oxígeno están presentes al mismo tiempo, la rapidez de corrosión es mayor que cuando se presentan en forma individual.

Debido a que en el campo Poza Rica se encuentra en su etapa de recuperación secundaria, el proceso de inyección de agua está muy avanzado por lo que la acción bacteriana del agua de inyección sobre los fluidos de formación originan una acción bacteriana y química capaz de producir agentes corrosivos.

3. - El oxígeno es el agente más conocido. En presencia de humedad provoca la oxidación del acero y disuelto en agua causa corrosiones muy rápidas formando escamas que pueden variar de adherencia y densidad. La corrosión por oxígeno dentro del agujero en pozos de producción es usualmente causada cuando entra aire al espacio anular entre TP y TR. En pozos inyectoros el aire penetra a través del fluido de inyección.

Los problemas se agravan cuando el agua contiene sulfuros y al presentar una concentración mínima de por lo menos 0.09 ppm de oxígeno la corrosión se vuelve más severa. Esta tendera a disminuir cuando el oxígeno sea removida.

Cuando el CO y O_2 están presentes en iguales cantidades en el agua, la corrosión del acero es de cerca de 10 veces más rápida que cuando la misma agua no contiene oxígeno. La cantidad de oxígeno deberá ser menor de 50 ppm para un buen control de la corrosión.

La concentración de oxígeno en el agua crea dos grupos diferentes de bacteria, llamadas aeróbicas y anaeróbicas, en las primeras hay presencia de oxígeno en el agua, en las segundas no lo hay.

Las aeróbicas se presentan como algas, hongos y otro tipo de vegetación viscosa que obstruyen la producción del pozo.

Al pasar pequeñas cantidades de oxígeno a través de las fugas de los empaques defectuosos de las bombas, bridas y válvulas de control, causaran un tipo de corrosión conocido por concentración de celda. Estas pueden destruir el equipo en corto tiempo. Ver Figura 12

4. - Las sales disueltas (cloruros, carbonatos y sulfatos) aumentan la conductividad eléctrica en los fluidos de reparación, dentro del proceso de corrosión se involucran reacciones electroquímicas que al aumentar la conductividad, las velocidades de corrosión son mas altas.

El Bicarbonato (HCO_3) es el componente alcalino principal de casi todas las fuentes de agua se encuentra en el rango de 5-500 ppm, como CaCO_3 , su introducción en el agua mediante la acción disolvente del CO_2 , producido por la acción bacteriana sobre los minerales que contienen carbonatos.

La alcalinidad del agua potable rara vez excede los 300 ppm. El control de la alcalinidad es importante para la precipitación de carbonatos.

El Calcio (Ca) es el componente principal de la dureza en el agua se encuentra en el rango de 5- 500 ppm, como CaCO_3 , (2-200 ppm como Ca).

El Cloruro (peso atómico 35.5) se encuentran en cantidades de 10 y 100 ppm. El agua de mar contiene mas de 30 000 ppm como NaCl. El intercambio aniónico es el único proceso químico capaz de eliminar los cloruros del agua; sin embargo algunos procesos físicos, como la evaporación y la osmosis inversa, pueden separar el agua en dos corrientes una de contenido de cloruros reducido y otra con mayor cantidad de cloruros. El limite superior recomendado de cloruro en el agua potable es de 250 ppm.

5. -Entre los materiales solubles en ácido clorhídrico están los carbonatos de calcio, magnesio y de hierro, así como los óxidos y sulfuros de hierro. El residuo que queda después del tratamiento podría incluirse sílice, sulfato de bario, sulfato de calcio o hidrocarburos pesados, asfáltenos, que son insolubles en la mayor parte de los solventes.

Todos estos son los agentes más abundantes en el campo Poza Rica siendo influenciados por otros factores que afectan la rapidez de corrosión como son:

1. - PH es una escala que mide la concentración de iones de hidrogeno. El PH del agua pura, libre de gases disueltos, es de 7. En presencia del oxígeno disuelto, la rapidez de corrosión del acero en agua, es relativamente constante entre los valores de PH de 4.5 y 9.5, para valores menores de 4.5 aumenta rápidamente la corrosión, disminuye lentamente al tener valores mayores de 9.5.

Las aleaciones de aluminio pueden presentar un incremento en la rapidez de corrosión con valores de PH superiores de 8.5.

2. - La rapidez de corrosión aumenta con el aumento de temperatura.
3. - La rapidez de corrosión se incrementa con el aumento de la velocidad de flujo.
4. - Las variaciones localizadas en la composición del tubo de perforación o de producción se deben a una deficiencia en su tratamiento térmico, después de efectuar el recalado, es un ejemplo de corrosión provocada por una estructura granular no uniforme (Heterogéneo)
5. - Las áreas con grandes esfuerzos se pueden corroer más rápido que las áreas de bajo esfuerzo, debido a que se desarrollan grietas por fatiga que pueden crecer hasta que se produzca una falla completa.

En el anexo 6, tabla 6 se realizó su análisis considerando los cromatográficos, análisis de agua y antecedentes de los pozos. De acuerdo a los resultados obtenidos se dividió el campo en 3 grupos, tal como se indica a continuación:

El grupo I considero la presencia mínima de bióxido de carbono, ácido sulfhídrico, nitrógeno, cloruros, bicarbonatos, sulfatos en el rango de 0- 5 ppm. La figura 2 muestra su distribución y es señalado con color verde.

El grupo II considero la presencia de todos los agentes anteriores, excepto ácido sulfhídrico, teniendo mayor importancia el bióxido de carbono. La figura 2 muestra su distribución y es señalado con color naranja.

El grupo III considero la presencia de todos los agentes anteriores con un alto porcentaje de bióxido de carbono y sulfhídrico reflejando problemas severos de corrosión. La figura 2 muestra su distribución y es señalado con color azul.

No se tuvo suficientes apoyos para desglosar la corrosión inducida (problemas en las operaciones de estimulación) debido a esto no se abrió un grupo adicional.

CAPITULO II

MATERIALES EXPUESTOS A LA CORROSIÓN

En el presente capítulo se describirán los materiales usados en el campo Poza Rica y un análisis de la factibilidad técnica al estar expuestos en esos ambientes de producción.

Se iniciara el análisis con los accesorios de bombeo mecánico, neumático, tuberías y empacadores que son los materiales que están más en contacto a ambientes corrosivos.

En Poza Rica se utilizan las bombas RHBM – RHAC/RWBM - RWAC

Bomba de Inserto de Retención Superior (RWA, RHA)

Recomendada para pozos someros con un nivel bajo de fluido. Con la bomba anclada y sellada en el extremo superior, la arena no puede asentarse entre el cilindro de la bomba y la tubería. El espacio interno ajustado de las válvulas minimiza los problemas de interferencia de gas. Cuando se utilizan cilindros de pared delgada usarlos a una profundidad de 1200 m, cuando se utilizan cilindros de pared gruesa usarlos a una profundidad de 2400 m

Bomba de Inserto con Retención Inferior (RWB, RHB)

Recomendada para pozos de bajo nivel y someros, por su diseño permite el desgaste uniforme a lo largo de todo el tubo. El espacio interno ajustado de la válvula minimiza los problemas de interferencia del gas.

Tubos Barril de Bomba de Inserción.

Los tubos barril utilizados en Poza Rica son de acero endurecido recubierto de cromo en el interior o en ocasiones son tubos de producción de 2 7/8", N- 80 recortados y reacondicionados a tubo barril. Por lo que no son muy eficientes en este tipo de ambientes, existe el tubo barril Tri-Carb que tiene un revestimiento de carburo de silicio y níquel aplicado químicamente que es resistente al desgaste y la corrosión. Ver anexo 13

Embolos o Pistones

Los émbolos de las bombas son de acero con recubrimiento de metal rociado colmonoy No 6. Al estar en contacto con ambientes corrosivos dejan sus paredes porosas y su vida productiva es corta, existen el embolo Mo-Hard 389 y 397.

El primero es de tubería de aleación, sin costura, de pared gruesa, con un material de revestimiento con metal duro de níquel pulverizado en un estado derretido. El resultado es una superficie con una dureza Rockwell Rc 58 a 60, que es cercana a la dureza del diamante. Por eso es que resisten por mas tiempo a la abrasión y la corrosión, que los émbolos ordinarios.

Los émbolos Mo-Hard 397 son útiles en pozos mas corrosivos.

Bolas, Asientos y Jaulas de Válvulas

Son de carburo de tungsteno y en algunos casos las bolas son de titanio más ligeras y con mayor resistencia.

Vástagos

Son de acero con recubrimiento de metal rociado Loy

Varillas de Bombeo Mecánico

La varilla utilizada en Poza Rica es la D61 que es una varilla de aleación baja de carbono, manganeso, cromo, molibdeno con una alta resistencia a la tracción, útil para aplicaciones de carga pesada en pozos no corrosivos.

La varilla clase C, grado C11 es útil en ambientes corrosivos hecha de aleaciones de carbono- manganeso de alto grado, para ambientes corrosivos.

La varilla clase K, grado K65 es de aleación de níquel y molibdeno útil en ambientes ligeramente corrosivos o inhibidos.

La varilla clase D, grado D63 muy útil para ambientes corrosivos y muy resistente a la tracción de 95,000 a 115,000 psi

Tuberías de Producción

El campo Poza Rica por ser un campo maduro presenta solo pozos en desarrollo, debido a esto las tuberías de producción no han variado en sus diseños con el transcurso de los años. Las tuberías de producción que actualmente son utilizadas son de 2 7/8", N-80, 8HRR, Este tipo de tubería no es recomendable para ambientes corrosivos. Por lo se recomienda la TRC-95, TRC-110, TRC 85 y TRC-80 que son tuberías aptas para ambientes corrosivos porque dentro de su composición química tienen 12 elementos y es la única tubería que se le hacen pruebas de laboratorio con ácido sulfídrico. La desventaja es el costo de la tubería en comparación a la actual.

CAPITULO III

DETERMINACIÓN DE SOLUCIONES PARA PREVENIR LA CORROSIÓN

Como se menciona en la introducción en el campo Poza Rica se implantó el sistema de inyección de agua a partir de 1951, como medida para incrementar la reserva de aceite, además de contrarrestar el abatimiento de la producción.

El suministro del agua utilizada proviene del río Cazonas, cuyo cauce pasa por las inmediaciones del sector Oeste de la Ciudad de Poza Rica. Con la entrada en operación de dos líneas de pozos inyectoras, bajo un sistema frontal de inyección, siendo este de agua tratada y agua congénita.

El agua tratada es recibida en la planta de tratamiento "TZ" donde se filtra y se trata en unos deareadores para finalmente llegar a los pozos inyectoras. De acuerdo al análisis de su agua el PH se conserva neutro, la turbidez en un rango de 1 NTU, contenido de cloro en un rango de 1 - 2, el agua con oxígeno disuelto en un rango de 0 - 1 y no se da tratamiento con inhibidores de corrosión o de incrustaciones de carbonato.

El campo Poza Rica cuenta actualmente con instalaciones de separación, almacenamiento y bombeo ubicadas estratégicamente como son las baterías PR-II, III, V, IX, X, XI, XIII, XVI, XVIII, XX.

Para cubrir el requerimiento del proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, se cuenta con la planta TZ del CPG Poza Rica, y la estación de bombeo ubicada en el campo PR-II.

El agua congénita recibida de los pozos en las plantas CPG Poza Rica y del campo PR-II al ser enviados a los pozos inyectoras no reciben tratamiento para inhibir la corrosión o la prevención por incrustaciones de carbonato.

De acuerdo a la distribución de los pozos inyectoras dentro del campo y al análisis realizado en el capítulo 1 y el anexo 6, los agentes corrosivos se dividieron en 3 grupos. Ver anexo 5

El grupo I considero una presencia mínima de bióxido de carbono, ácido sulfhídrico, nitrógeno, cloruros, bicarbonatos, sulfatos de 0- 5 ppm.

El grupo II considero la presencia de todos los anteriores, excepto ácido sulfhídrico, dando mayor porcentaje al bióxido de carbono para tener solo ese tipo de problema.

El grupo III considero la presencia de todos los elementos anteriores, pero con un alto contenido de bióxido de carbono y sulfhídrico ocasionando problemas más severos de corrosión.

GRUPO I

El grupo I lo representan los pozos con menor índice de agentes corrosivos, las alternativas se darán en forma individual para pozos fluyentes, inyectoros, de bombeo mecánico y de bombeo neumático.

POZOS FLUYENTES

a). -Antes de introducir el aparejo de producción definitivo se debe elegir a diferentes profundidades coples de tubería, marcando los mismos para utilizarlos como cupones, estos se deben de pesar, para que en su próxima intervención al recuperar el aparejo de producción se tengan de referencia y si existe una pérdida en el peso es señal de debilitamiento del metal e indicios de corrosión. Como alternativa es cambiar el aparejo de producción por tubería que este en condiciones y la saliente enviarla a inspeccionar.

b). -Otra alternativa de solución es dejar un fluido empacante libre de cloruros en el espacio anular de la TR y TP puede ser agua, diesel o en su defecto una tubería parásita con inyección de aminos en forma periódica para evitar la corrosión en su espacio anular.

c). -Usar inhibidores apropiados y/o barrido de oxígeno para minimizar la corrosión con pérdida de peso. Los inhibidores deben seleccionarse y controlarse cuidadosamente porque de lo contrario puede aumentar la corrosión.

d). -Utilizar en una estimulación ácida la tubería flexible 1 ¼" con el sistema de empacadores montables- inflables para evitar el contacto del ácido con la tubería de producción. Los empacadores montables inflables aíslan el intervalo productor a estimular, realizan la operación y desinflan los empacadores para poder realizar 2 pruebas mas a 2 intervalos independientemente. Con esto se evita la corrosión de la tubería, no reinyecta la suciedad de la TP, no necesita tener tubería de producción para efectuar la operación. ver anexo 12

e). - Rotomartillo auxilia a remover, carbonato de calcio, sulfato de Bario, grava, arena con resina, parafinas, cemento, asfáltenos, abre o cierra camisa deslizable en pozos verticales u horizontales (con movimiento hacia abajo), arroja el material taponante hacia abajo, coloca y recuperan válvulas de pie, conforma tuberías colapsadas, desbasta obstrucciones metálicas, opera en pozos horizontales, agujeros descubiertos y pozos geotérmicos y elimina tapones de sal. Tolera las condiciones más severas, como el ácido clorhídrico, ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. Ver anexo 10.

POZOS INYECTORES

f). - Seguir las recomendaciones de los incisos anteriores a, b, c, d y e

g). -Usar tuberías de producción con recubrimiento polietileno. Ver anexo 8.

h). -Dar tratamiento al agua de Inyección utilizando Inhibidores de corrosión.

POZOS DE BOMBEO MECÁNICO

- i). - Seguir las mismas recomendaciones de los incisos anteriores a, b, c, y g.
- j). - utilizar la tubería flexible de 1 ¼" con el sistema de empacadores montables inflables cuando no tenga el aparejo de producción de bombeo mecánico.
- k). -La tubería y varillas recuperadas enviarlas a inspeccionar y recubrir con inhibidores de corrosión.

POZOS DE BOMBEO NEUMÁTICO

- l). - Seguir las mismas recomendaciones de los incisos a, b, c, d y e
- m). -Usar tubería epòxica- fenòlica (ver anexo 9).
- n). - Usar magnetos en los aparejos de producción para evitar las incrustaciones de carbonato.
- o). -Tratamiento Squeeze para eliminar carbonatos y sulfatos. ver anexo 7

GRUPO II

Lo representan los pozos únicamente con problemas de bióxido de carbono y en menor proporción nitrógeno, cloruros, bicarbonatos y sulfatos. Las alternativas se darán independientemente para cada tipo de intervención, concentrándose con mayor frecuencia en pozos de bombeo neumático.

POZOS FLUYENTES

- a). -Usar inhibidores para minimizar las incrustaciones de carbonato.
- b). - HIPP-TRIPPER auxilia a remover, carbonato de calcio, sulfato de Bario, grava, arena con resina, parafinas, cemento, asfáltenos, abre o cierra camisa deslizable en pozos verticales u horizontales (con movimiento hacia abajo), arroja el material taponante hacia abajo, coloca y recuperan válvulas de pie, conforma tuberías colapsadas, desbasta obstrucciones metálicas, opera en pozos horizontales, agujeros descubiertos y pozos geotérmicos y elimina tapones de sal. Tolera las condiciones más severas, como el ácido clorhídrico, ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. En el anexo 10 se presentan los tamaños disponibles.
- c). - Usar tuberías de producción con recubrimiento de polietileno. ver anexo 8
- d). -Usar tuberías de producción con recubrimiento Epoxico- Fenolico. ver anexo 9
- e). - Tratamiento Squeeze para eliminar carbonato y sulfato. ver anexo 7
- f). - usar magnetos en los aparejos de producción para evitar incrustaciones de carbonato.
- g). - Utilizar en una estimulación ácida la tubería flexible 1 ¼" con el sistema de empacadores montables- inflables para evitar el contacto del ácido con la tubería de producción. ver anexo 12

POZOS INYECTORES

- h). -Se utilizaran las alternativas a, b, c y d dadas anteriormente.
- l). -Se usara como alternativa el tratamiento Squeeze consistente en proteger la formación, la vecindad del pozo, fracturas, disparos, aparejos de producción de incrustaciones de carbonato de calcio, sulfato de bario, sulfato de estroncio y sulfato de calcio. La secuencia operativa del tratamiento se señala en el anexo 7.
- j). -Dar tratamiento al agua de inyección utilizando inhibidores de corrosión y de carbonato.

POZOS DE BOMBEO MECANICO

- k). -Se utilizaría las alternativas a y c dadas anteriormente.

POZOS DE BOMBEO NEUMATICO

- l). -Se utilizarían las alternativas a, b, d y f
- m). -Se utilizaría el Control de agua consistente en eliminar entradas de agua y gas indeseables en el yacimiento, esto es para evitar costos de producción, costos al medio ambiente, regulaciones gubernamentales y opinión pública.
- n). -Usar magnetos en el aparejo de producción para evitar incrustaciones de carbonato.
- o). - Utilizar en una estimulación ácida la tubería flexible 1 ¼" con el sistema de empacadores montables- inflables para evitar el contacto del ácido con la tubería de producción. Ver anexo 12

GRUPO III

El grupo III lo representan los pozos con alto índice de agentes corrosivos, las alternativas se darán independientemente para pozos fluyentes, inyectores, de bombeo mecánico y de bombeo neumático.

POZOS FLUYENTES

- a). -Tomar muestras y realizar su análisis Cromatográficos y de agua en forma periódica en todo el campo para determinar los tipos de agentes corrosivos y dar un programa preventivo de corrosión.
- b). -Usar calibradores o realizar inspecciones con instrumentos ópticos en donde las condiciones no son favorables de acuerdo a los análisis cromatograficos y de agua antes realizados.

c). -Antes de introducir el aparejo de producción definitivo se debe elegir a diferentes profundidades coples de tubería, marcando los mismos para utilizarlos como cupones, estos se deben de pesar, para que en su próxima intervención al recuperar el aparejo de producción se tengan de referencia y si existe una pérdida en el peso es señal de debilitamiento del metal e indicios de corrosión. Como alternativa es cambiar el aparejo de producción por tubería que este en condiciones y la saliente enviarla a inspeccionar.

d). -Otra alternativa de solución es dejar un fluido empacante libre de cloruros y oxígeno disuelto en el espacio anular de la TR y TP puede ser agua, diesel o en su defecto una tubería parásita con inyección de aminas en forma periódica para evitar la corrosión. Este fluido empacante además de agregar un inhibidor hay que agregar un bactericida como complemento del fluido esto ayudará a aliviar la corrosión causada por la bacteria sulfatoreductora.

e). -Usar inhibidores apropiados y/o barrido de oxígeno para minimizar la corrosión con pérdida de peso. Los inhibidores deben seleccionarse y controlarse cuidadosamente porque de lo contrario puede aumentar la corrosión. Al utilizarlos retardan temporalmente el deterioro del metal causado por la acción de los ácidos, además son compuestos que se absorben a las superficies metálicas formando una película que actúa como una barrera entre el ácido y su superficie.

Se desarrollaron productos orgánicos, compuestos surfactantes nitrogenados y acetilénicos formulados con solventes. Estos inhibidores trabajan bajo el mecanismo de adsorción en la superficie metálica, interfiriendo el contacto del metal con el ácido. Se degradan a altas temperaturas, mayores de 200°F. Para mayores temperaturas se han desarrollado ciertos aditivos llamados intensificadores los cuales no pueden considerarse como inhibidores, tales como yoduro de potasio, el yoduro de cobre y otros.

f). -Usar tubería epòxica - fenòlica

g). -Usar tubería de producción con recubrimiento de polietileno.

h). -Utilizar Tubería TRC-95 para ambientes muy corrosivos.

i). - Utilizar en una estimulación ácida la tubería flexible 1 ¼" con el sistema de empacadores montables- inflables para evitar el contacto del ácido con la tubería de producción (Ver anexo 12).

POZOS INYECTORES

j). - continuar las recomendaciones de los incisos anteriores a, b, c, e y g.

k). - Utilizar el HIPP-TRIPPER para remover, carbonato de calcio, sulfato de Bario, grava, arena con resina, parafinas, cemento, asfáltenos, abre o cierra camisa deslizable en pozos verticales u horizontales (con movimiento hacia abajo), arroja el material taponante hacia abajo, coloca y recupera válvulas de pie, conforma tuberías colapsadas, desbasta obstrucciones metálicas, opera en pozos horizontales, agujeros descubiertos y pozos geotérmicos y elimina tapones de sal. Tolera las condiciones más severas, como el ácido clorhídrico, ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. Ver anexo 10.

l). - Dar tratamiento al agua de inyección utilizando inhibidores de corrosión y de carbonato.

POZOS DE BOMBEO MECÁNICO

m). - Seguir las recomendaciones de los incisos a, c, e y g.

POZOS DE BOMBEO NEUMÁTICO

n). - Seguir las recomendaciones de los incisos a, b, c, d, f, g y i.

o). -utilizar el procedimiento de control de agua, ver anexo 11

En este capítulo no se menciono como soluciones la resistencia de los materiales para estos tipos de ambiente, pero en el capítulo siguiente se mencionaran con mas amplitud, dando referencia de su composición química del metal y bajo que condiciones se puede utilizar.

CAPITULO IV

ANALISIS DE COSTO

En el transcurso del año 2000 y 2001 se dieron de baja 29 camisas e igual numero de pistones de la bomba de inserción, debido al problema de corrosión, no se tiene el recuento exacto de sarta de varillas, tubos barril, válvulas de pie y viajera, empacadores y tubería de producción que se ha perdido por este problema. Pero correlacionando con el material desechado de los 29 pozos ya mencionados anteriormente en la introducción, se elaboraría un análisis de cuanto ha costado a la industria el no prevenir este tipo de problemas. Para esto se tomaría un pozo de bombeo mecánico porque sus accesorios son los que están mas expuestos a este tipo de ambientes y el costo de la intervención se incrementa hasta un 100% por la necesidad de cambiar todo el material por accesorios nuevos, en este caso se considerará un pozo a una profundidad promedio de 1500 m, con un diseño de sarta de varillas que se promediarían a la misma profundidad.

Material	Numero de piezas	Monto en miles de dolares
varillas de 3/4" grado D	3393	168.80
varillas de 7/8" grado D	1479	91.36
varillas de 1" grado D	1218	109.39
Varilla pulida 1 1/2"	29	27.65
Varillas pony de 1" grado D	116	10.58
Bomba 2 1/2" x 2" x 24'	2	10.31
Bomba 2 1/2" x 1 3/4" x 22'	13	64.85
Bomba 2 1/2" x 1 1/2" x 22'	12	54.72
Bomba 2 1/2" x 1 1/4" x 22'	2	8.55
Niple sello 2 1/2" x 12"	29	2.86
Zapata candado 2 1/2" x 12"	29	6.99
Cople de 3/4" a 7/8"	29	1.08
Cople de 7/8" a 1"	29	1.53
Grampa para varilla pulida 1 1/2"	29	3.37
Preventor Double E	29	20.76
Estopero	29	10.81
Otras conexiones superficiales	29	59.77
Tubería 2 7/8" N-80 8hrr (1700 m)	29	716.674
Empacador 6 5/8" 24 - 28 #	29	153.54
Zapata conectora 2 7/8" L- 10	29	41.02
Total en Dólares		1574.61
Total en Moneda Nacional		\$ 15'746,100.00

El siguiente análisis considera los mismos 29 pozos anteriores, pero aquí ya se incluye un programa de mantenimiento preventivo a la corrosión. Los accesorios ya no son nuevos, si no reacondicionados con la plena seguridad de que no van a fallar, porque se les aplicara un inhibidor y un recubrimiento para la corrosión al momento de ser inspeccionados y/o reacondicionados para que su avance sea mas lento o lo pueda detener mas tiempo y la vida del metal se alarguen.

Material	Numero de piezas	Monto en miles de dólares
varillas de 3/4" grado D	3393	65.145
varillas de 7/8" grado D	1479	28.397
varillas de 1" grado D	1218	23.386
Varilla pulida 1 1/2"	29	0.557
Varillas pony de 1" grado D	116	2.227
Bomba 2 1/2" x 2" x 24'	2	1.835
Bomba 2 1/2" x 1 3/4" x 22'	13	18.924
Bomba 2 1/2" x 1 1/2" x 22'	12	7.906
Bomba 2 1/2" x 1 1/4" x 22'	2	1.161
Niple sello 2 1/2" x 12"	29	2.315
Zapata candado 2 1/2" x 12"	29	6.99
Cople de 3/4" a 7/8"	29	1.08
Cople de 7/8" a 1"	29	1.53
Grampa para varilla pulida 1 1/2"	29	3.36
Preventor Double E	29	0.715
Estopero	29	10.81
Otras conexiones superficiales	29	0.200
Tubería 2 7/8" N-80 8 HRR (1700 m)	29	114.180
Empacador 6 5/8" 24 - 28 #	29	48.758
Zapata conectora 2 7/8" L- 10	29	41.02
Total en Dólares		380.496
Total en Moneda Nacional		\$ 3'804,960.00

gasto s/programa preventivo	gasto c/programa preventivo	utilidad recuperada
\$ 15'746,100	- \$ 3'804,960	= \$ 11'941,140

Como se observa el monto recuperado serviría para realizar 17 intervenciones menores de más.

APAREJOS DE BOMBEO NEUMATICO

En los aparejos de bombeo neumático donde predomina los problemas por bióxido de carbono y donde generan taponamientos, obstrucciones y canalizaciones disminuyendo la producción del pozo. Es importante señalar que el material recuperado al reacondicionarlo todavía es utilizable, pero hay que limpiarlo y acondicionarlo para volverlo a utilizar, sin embargo es necesario adquirir material nuevo para el remplazarlo, ya que el material reacondicionado no es totalmente confiable más aún si las condiciones no son totalmente favorables. Del anexo 6 se recopilaron 42 pozos con problemas de este tipo y se efectuará el análisis correspondiente en base a esos resultados.

Material	Numero de piezas	Monto en miles de dólares
Empacador 6 5/8" 24 – 28 #	42	222,369
Zapata conectora 2 7/8" L- 10	42	59,407
Camisa deslizable 2 7/8"	42	67,599
Niple de asiento	42	16,866
Válvula de pie	42	51,009
Tubería 2 7/8" N-80 8hrr (1700 m)	42	247,129
Válvulas de B. Neumático (5)	210	121,170
Total en Dólares		785,549
Total en Moneda Nacional		\$ 7'855,490.00
Análisis realizado considerando ya un programa preventivo de corrosión		
Material	Numero de piezas	Monto en miles de dólares
Empacador 6 5/8" 24 – 28 #	42	70,616
Zapata conectora 2 7/8" L- 10	42	29,704
Camisa deslizable 2 7/8"	42	33,800
Niple de asiento	42	8,433
Válvula de pie	42	25,505
Tubería 2 7/8" N-80 8hrr (1700 m)	42	165,342
Válvulas de B. Neumático (5)	210	60,585
Total en Dólares		393,385
Total en Moneda Nacional		\$ 3'933,850.00

gasto s/programa preventivo	gasto c/programa preventivo	utilidad recuperada
\$ 7'855,490	– \$ 3'933,850	= \$ 3'921,640

Como se observa el monto recuperado serviría para realizar 7 intervenciones menores de más.

CONCLUSIONES

- 1.- Los agentes más corrosivos en el Campo Poza Rica son el ácido sulfhídrico y Bióxido de Carbono.
- 2.- Algunos accesorios de B. mecánico no son aptos para estar en ambientes corrosivos, especialmente camisas, émbolos, guías, varillas pulidas y tubería.
- 3.- No se cuenta con un programa de mantenimiento preventivo de corrosión.
- 4.- El bióxido de carbono predomina en el campo Escolin y en forma puntual en presidente Alemán y Poza Rica.
- 5.- El ácido sulfhídrico predomina en el campo Poza Rica, Mecatepec y M.A.C.
- 6.- El agua que se envía a los pozos Inyectores no recibe un tratamiento previo con inhibidores de corrosión.
- 7.- En los pozos Inyectores además de contener sulfhídrico, presentan sulfato de Bario que no es tan fácil de remover.
- 8.- El avance de agua del campo lo hace más viable para el desarrollo de agentes Corrosivos.
- 9.- Hace falta más información de Cromatográficos y análisis de agua de los campos Talaxca, Mecatepec, Presidente Alemán y Manuel Avila Camacho para realizar una distribución de corrosión del campo lo más real Posible.
- 10.-No se ha dado la importancia del avance de este problema, porque solo se ha combatido las incrustaciones de carbonatos.
- 11.-El impacto que tiene por pérdida de material es trascendente, porque refleja una pérdida económica considerable para invertir en otro tipo de actividades.
- 12.-Los aparejos de Bombeo Mecánico son los materiales que más se dañan al estar en contacto con agentes corrosivos.
- 13.-No se cuenta con personal especializado en el ramo, aplicado a pozos petroleros

RECOMENDACIONES

1. - Dar tratamiento al agua tratada y congénita utilizando inhibidores de corrosión
2. - Los aparejos de producción recuperados, inspeccionarlos y recubrirlos con Inhibidores de corrosión.
3. -Tomar mas Cromatográficos y realizar más análisis de agua en forma periódica en todo el campo
4. - Elaborar un programa de mantenimiento preventivo a la corrosión de aparejos.
5. - Utilizar en los campos Poza Rica, Mecatepec y Petronac tubería de producción J-55 con más resistencia que la N-80 y/o TRC 95 especial para este medio.
6. - Utilizar en los campos Poza Rica, Mecatepec y Petronac que son de corrosión más severa varillas de plástico reforzado.
7. - Cambiar el tipo de metal de las camisas de la bomba, guías del vástago y émbolos, por otro tipo de metal que soporte la corrosión más severa.
8. - Utilizar cupones en los aparejos de producción para medir el grado de corrosión
9. - Crear un laboratorio especial donde se puedan realizar pruebas de corrosión de los aparejos recuperados.
10. -Utilizar tubería con forro de cemento para pozos inyectoros, el costo es un 50 % más barato que la tubería revestida de plástico.
11. -Los coples y piñones de la tubería de producción recubrirlos con cromados de zinc por ser los puntos mas expuestos a estos agentes.
12. -Preparar personal especializado en corrosión aplicado a pozos petroleros.
13. -Realizar investigación sobre la corrosión en pozos petroleros, para crear Tecnología propia.
14. -Especificar en los contratos con las compañías de servicios que sus materiales son adecuados para soportar un medio corrosivo de sulfhídrico y bióxido de Carbono.

ANEXO 1

ESTADO ACTUAL DE POZOS DEL CAMPO POZA RICA

CONCEPTO	TIPO	TOTAL
PRODUCTORES	Fluyentes	33
	Bombeo Mecánico	80
	Bombeo Neumático	52
	T o t a l	165
INYECTORES	Sistema de Rec. Secundaria	38
	Sistema de Agua Congénita	8
	T o t a l	46
TAPONADOS	Taponados	141
	Inyectores Taponados	16
	Semitaponados	2
	T o t a l	159
CERRADOS	Testigos de Presión	196
	Inyectores Cerrados	72
	Alto % de Agua	56
	Cerrado Intermitente	30
	Pendiente de Taponamiento	21
	Varios	87
	T o t a l	462
GRAN TOTAL		832

Tabla 1.- Estado actual de pozos del campo Poza Rica



ANEXO 2

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL YACIMIENTO

Area (Km ²)	126.8 66	S.G. (aire=1)	0.771
H Prom. neto	89.1	CO ₂ (% mol a 154.7 kg/cm ³)	10.01
O (%)	13.1	H ₂ S (% mol)	1.35
Swi (%)	0.18	Fe	0.85
Sor (%)	30	Sal. Agua (p.p.m.)	60000
Ko (md)	6.3	Contacto g/o (mbnm)	2030
Ty (°C)	90	Contacto o/w(mbnm)Presidente Aleman	2515
Pi (kg/cm ²)	245	Contacto o/w(mbnm) Escolin	2400
Pb (kg/cm ²)	245	Contacto o/w(mbnm) Mecatepec	2250
Nivel ref. (mbnm)	2200	Factor del volumen del gas	0.00615
BOi (m ³)	1.48	Vol. Orig. De aceite(106 M ³)	763.869
Bob (m ³ c.y.)	1.48	Factor Rec. Prim.(%)	22
Rsi(m ³ C.A.)	178.2 53	Factor Rec. Total(%)	0.4305
μo a Pb, Ty cp)	0.89	Producción de aceite (MBD)	16.053
μ a CA (cp)	13.10	Producción de gas (MMPCD)	14
ρo a Pb, Ty(gr/cm ³)	0.740	Producción Acumulada de aceite (MMBD)	1365
ρo a CA, Ty(gr/cm ³)	0.868	Producción Acumulada de gas (MMMPC)	1863
Reserva Actual MMBls	714.8 81	Probada MMBls	105.986
Probada + Probable MMBls	350.3 25	Probada + probable + posible MMBls	714.881

Tabla 2.- Características Principales del yacimiento en el Campo Poza Rica

ANEXO 3

NUMERO DE INTERVENCIONES DE 1994 A 2001

TIPO	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
RBM	93	57	80	61	68	107	68	58
RBN	133	180	153	22	57	53	46	34
CBM	9	9	47	39	32	8	20	14
TAP	0	0	0	1	2	0	0	1
CVP	0	0	1	2	0	0	0	0
RME	45	59	47	30	8	17	3	24
CBN	19	11	14	0	11	1	1	0
RF	0	9	1	0	1	3	7	0
REEN	0	0	3	0	2	0	0	0
RMIA	3	2	5	0	1	2	5	3
TERM	0	0	0	0	3	0	0	0
CBEC	0	0		0	0	1	1	0
RA	2	11	4	0	0	0	8	0
PESCA	0	0	0	0	0	0	1	0
CBH	0	0	0	0	0	0	1	0
SF	9	2	1	0	0	1	0	1
CCP	0	0	0	0	0	0	0	2
TOTAL	313	340	356	155	185	193	161	137

Tabla 3.- Indica el numero de intervenciones realizadas de 1994 al 2001

- BM.- Reacondicionamiento de Bombeo Mecánico
- BN.- Reacondicionamiento de Bombeo Neumático
- CM.- Conversión a Bombeo Mecánico
- BN.- Conversión a Bombeo Neumático
- AP.- Taponamiento
- VP.- Cambio de Varilla Pulida
- ME.- Reparación Mayor de Explotación
- MIA.- Reacondicionamiento de inyector de Agua
- BEC.- Conversión a Bombeo Electrocentrifugo
- F.- Reacondicionamiento de fluyente
- S.- Supresión de fugas
- REN.- Reentradas
- RM.- Terminaciones
- RA.- Recuperación de Aparejos
- BH.- Conversión a Bombeo Hidráulico

ANEXO 4

Numero de Intervenciones con Problemas a Partir de 1994 al 2001

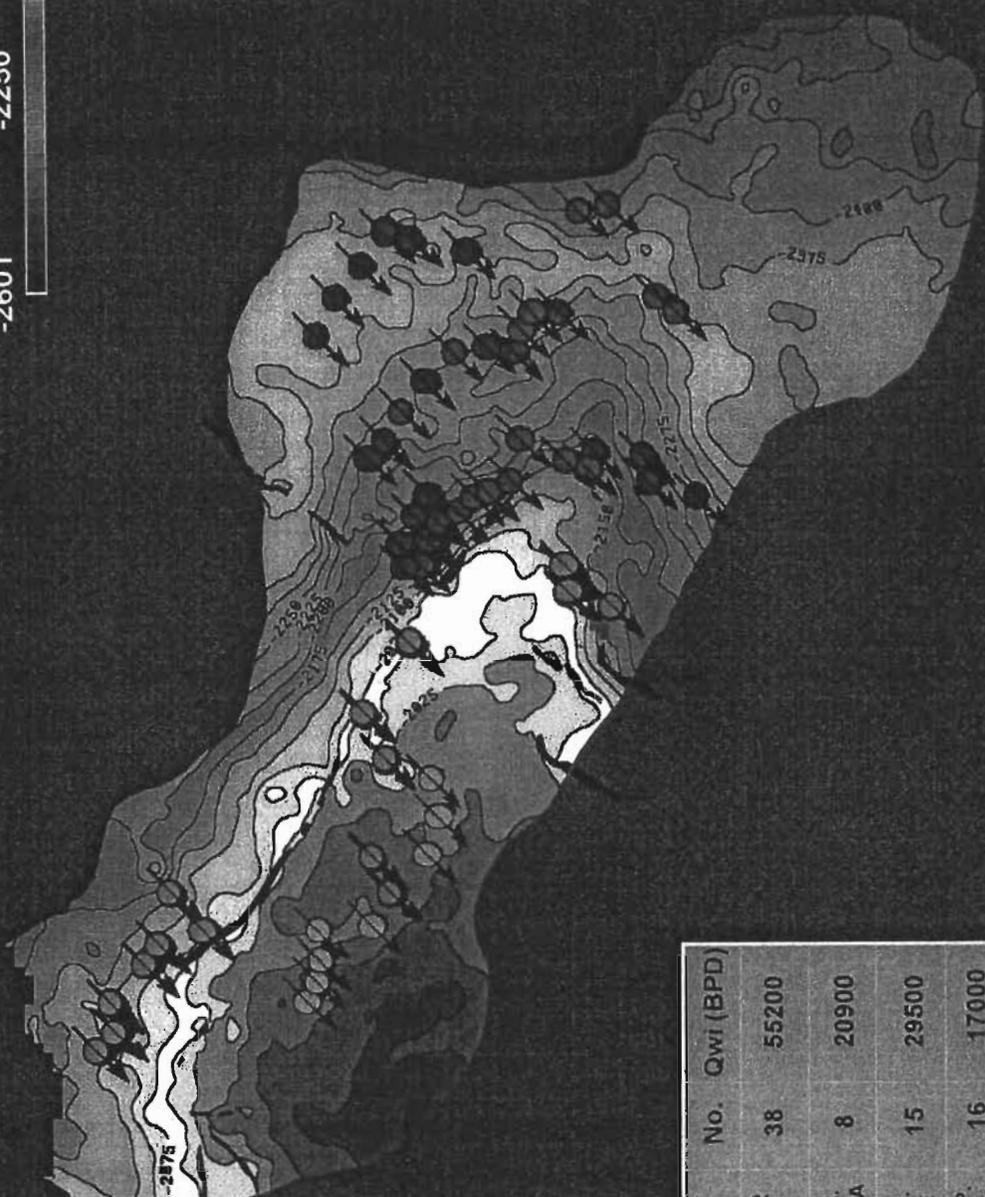
Tipo	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
RBM	8	6	6	3	11	14	31	10
RBN	5	28	1	11	5	8	7	9
CBM	0	0	4	15	6	1	0	0
CBN	0	2	2	0	0	0	0	0
TAP	0	0	0	0	1	0	0	0
CVP	0	0	0	0	0	0	0	0
RME	3	6	12	15	2	3	1	10
RMIA	2	1	3	0	1	0	0	2
CBEC	0	0	0	0	0	1	1	0
RF	0	0	0	0	0	1	0	0
SF	7	1	0	0	0	0	0	1
TOTAL	25	44	28	44	26	28	40	32

Tabla 4. - Indica el numero de Intervenciones que han tenido problemas en el periodo 1994 - 2001

- RBM.- Reacondicionamiento de Bombeo Mecánico
- RBN.- Reacondicionamiento de Bombeo Neumático
- CBM.- Conversión a Bombeo Mecánico
- CBN.- Conversión a Bombeo Neumático
- TAP.- Taponamiento
- CVP.- Cambio de Varilla Pulida
- RME.- Reparación Mayor de Explotación
- RMIA.- Reacondicionamiento de inyector de Agua
- CBEC.- Conversión a Bombeo Electrocentrifugo
- RF.- Reacondicionamiento de fluyente
- SF.- Supresión de fugas

Sistema de Inyección de Agua

-2601 -2250 -1916 mBNM



ESTADO	No.	Qwi (BPD)
 INYECTOR ABIERTO	38	55200
 INY. AGUA. CONGENITA	8	20900
 INY. PROP. P/ CIERRE	15	29500
 INY. PROP. P/ APERT.	16	17000

ANEXO 6

Información de Cromatográficos, análisis de Agua y Antecedentes de los Pozos

CAMPO POZA RICA

N.	Pozo	N2 ppm	CO2 ppm	H2S ppm	Reporte anomalías Taller Mec. De prod.	Diagrama stiff Análisis de agua ppm	Análisis Agua tratamiento Squaze ppm	Recuperación de Aparejos de producción
1	2	27	28.5	10				taponado
2	3	24	171	0				
3	9	10	311	59				
4	10	38	271	43		Producción de agua 100%		En 1999 se recupero parte de la bomba, utilizo SS 1.03 gr/cc, no sé continuo con la o'pn. Por falta de capacidad del EQ. En 1999 (2º op'n) elimino TP 2 7/8" x nueva, controla con SS 1.06 gr/cc, Estimulo orgánica;
5	13	33	36	7				testigo
6	18	21	24	10				
7	26	37	232	6		Prod. De agua 25 %		
8	32	25	31	0		Prod. De agua 55 %	Salinidad 13490	
9	38	29	264	26	Bomba: 21/2"x2"x24' Duración: 1.7 años Presencia: sedimento y deflexión del material.	Producción de agua 65 %		
10	48	54	314	120		Prod. De agua 45 %	Salinidad 10650	
11	55	0	64	329		Prod. De agua 40 %	Salinidad 18815	
12	54	15	289	40		Prod. De agua 40 %		En 2001 utilizo SS 1.03 gr/cc; elimino TP 2 7/8" x nueva.
13	58	22	308	68		Prod. De agua 57 %		En 2001 utilizo SS 1.01 gr/cc; RME
14	60	0	0.15	3	Corrosión en camisa 1990	Prod. de agua 60 %		
15	63	0	274	70	Corrosión en camisa 2001	Línea de acero observo corrosión en su cable.		
16	70	26	287	43	Bomba: 21/2"x2"x24' Duración 1.10 años Presencia: sedimento, el interior de la camisa con corrosión profunda se da de baja 2001	PH: 7.5 H2S: 22 CO2: 564 Dureza: 7105 Alcalinidad: 876 Salinidad: 20971 Na: 8252 Ca: 1684 Mg: 704 Fe: 1.5 cloruros: 12721 Bicarbonatos: 1069 Sulfatos: 5970 Prod. De agua 100 %		En 2001 utilizo SC 1.01 gr/cc; recupero bomba corroída.
7	72H	35	209	18				Pozo direccional

Pozo	N2 ppm	CO2 ppm	H2S ppm	Reporte anomalías Taller Mec. De prod.	Diagrama stliff Análisis de agua ppm	Análisis Agua tratamiento Sqaize ppm	Recuperación de Aparejos de producción
3	73	16	348	60	Bomba sargent 21/2"x11/2"x24' duración: 7 años presencia: sedimentos.	Prod. De agua 35 %	En 2001 utilizo SS 1.06 gr/cc, camisa de la bomba con corrosión.
9	74	31	240	8	Bomba:21/2"x2"x24' Duración:1.3 años Presencia: sedimento y corrosión severa en el exterior de la camisa 2001	P: 1.01 gr/cm3 PH: 8.5 H2S: 287 CO2: 316 Dureza: 3012 Alcalinidad: 1077 Salinidad: 13471 Na: 5429 Ca: 721 Mg: 291 Fe.: .03 Cloruros: 8379 Bicarbonatos: 1136 Sulfatos: 2000 Prod. De agua 70 %	En 2001 utilizo SS 1.01 gr/cc, recupero bomba con cuerpo corroído.
0	78	49	330	106	Bomba 21/2"x13/4"x22' Duración 2 años Presencia: sedimentos, material desgastado y corrosión. Septiembre 2001	Producción de agua 60%	En 2001 utilizo SS 1.01 gr/cc recupero bomba con corrosión.
1	84	0.00	0.152	3		Producción de agua 30%	En 2000 utilizo SS 1.01 gr/cc elimino TP 27/8"x nueva
2	87	29	279	36		Producción de agua 10%	
3	90	16	60	285	Extensión de la camisa Corrosión severa 2000	Producción de agua 35%	En 2000 utilizo SC 1.02 gr/cc
4	91	33	119	1.9		Producción de agua 40%	En 2001 utilizo SS 1.01 gr/cc
5	97				Bomba HF 21/2"x11/4"x24' duración: 4 años presencia: de sedimentos y carbonato	Producción de agua 25%	En 2001 utilizo SS 1.01 gr/cc recupero bomba con el embolo de fuera.
6	99	33	312	15		Producción de agua 20% Línea de acero recupero cable, observando rotura, debido al H2s, CO2.	En 2001 utilizo SS 1.01 gr/cc, recupero TP 27/8" incompleto o'pn de pesca.
	102					PH: 7.5 H2S: 139.5 CO2: 49.5 Dureza: 1601 l Alcalinidad: 897 Salinidad : 5271 Na: 1952 Ca: 601 Mg: 24 Fe.: 09 Cloruros: 3197 Bicarbonatos: 912 Sulfatos: 150	

Pozo	N2 ppm	CO2 ppm	H2S ppm	Reporte anomalías Taller Mec. De prod.	Diagrama stiff Análisis de agua ppm	Análisis Agua tratamiento Squaze ppm	Recuperación de Aparejos de producción
103					PH: 7.5 H2S: 139 CO2: 49 Dureza: 1601 Alcalinidad: 897 Salinidad: 5271 Na: 1952 Ca: 601 Mg: 24 Fe: .09 Cloruros: 3197 Bicarbonatos: 912 Sulfatos: 150 Producción de agua 80%		
116	45	283	105	Bomba 21/2"x13/4"x22' Duración: 1 año Presencia carbonato.	Producción de agua 20%		En 1999 elimino tubería 2 7/8" y Efectúo estimulación orgánica; utilizo SS1.01gr/cc;
126							En 1997 elimino tubería 2 7/8" efectúo molienda y pesca, estímulo ácido; pba. De Inyectabilidad c/ 56m3 de agua.
135	40	356	105				
136							En 1997, efectúo RME, estímulo ácido; controlo SC 1.10gr/cc;
138	30	186	0.00				
166							En 1997 saco aparejo incompleto TP 2 7/8" 383 m cpo. Corroído por acido, RME estímulo acido; Controlo SS 1.06 gr/cc;
170				BOMBA: 21/2" X 13/4" X 2' Duración 3 meses Presencia: Sedimento desgaste y deformación del material	P: 1 gr/cm3 PH: 8 H2S: 139 CO2: 128 Dureza: 2202 Alcalinidad: 1070 Salinidad: 11128 Na: 3863 Ca: 601 Mg: 170 Fe: 0.14 Cloruros: 6750 Bicarbonatos: 1305 Sulfatos: 22 Producción de agua 50%		En 1998 elimino TP 2 7/8" x nueva; circulo con SS 1.03 gr/cc.

No.	Pozo	N2 ppm	CO2 ppm	H2S ppm	Reporte anomalías Taller Mec. De prod.	Diagrama stiff Análisis de agua ppm	Análisis Agua tratamiento Squaze ppm	Recuperación de Aparejos de producción
36	175	34	322	38				
37	179					P: 1.0 gr/cm3 PH: 7 CO2: 1.98 O2: 8.33 Dureza: 106 Alcalinidad: 80 Salinidad: 35 Na: 18 Ca: 36 Mg: 4 Fe: .03 Cloruros: 21 Bicarbonatos: 97 sulfatos: 35		
38	187					H2S: 209 CO2: 89 Dureza: 1301 Alcalinidad: 897 Salinidad: 2928 Na: 1037 Ca: 842 Mg: 437 Fe: .08 Cloruros: 1776 Bicarbonatos: 1095 Sulfatos: 150		
39	188					Producción de agua 60%		En 1997 (pesca) ABN extremo cuerpo TP 2 7/8" corroído;controlo pozo con SC 1.40 gr/cc.
40	198	0.00	0.15	3	Ligera corrosión en la extensión de la camisa Mayo 2001	Producción de agua 5%		En 1999 elimino TP 27/8" x nueva; controlo con SS 1.10 gr/cc.
41	202	36	72	0.00				En 1998 recupero varilla pulida degollada,estimulo pozo, no cambio TP 2 7/8". En 1999 recupero bomba(embolo calzado);cambio sarta de varillas nuevas. En 1999 (2° intervención) recupero TP 27/8" cople rajado,cambio TP 2 7/8" nueva.
42	204	31	270	12	Bomba: 21/2"x13/4"x22' Duración: 4 Meses Presencia: sedimento y oxido corrosión total de la camisa 2001	Producción de agua 75%		En 2001 recupero varilla pulida desprendida, utilizo SS 1.15 gr/cc, elimino TP 2 7/8" x nueva

No.	Pozo	N2 ppm	CO2 ppm	H2S ppm	Reporte anomalías Taller Mec. De prod.	Diagrama stíff Análisis de agua ppm	Análisis Agua tratamiento Squaze ppm	Recuperación de Aparejos de producción
43	210	39	215	5	Bomba: Nacional. Oil well 21/2"x11/2"x24' Duración::7.10 años Presencia:sedimento carbonato y corrosión 2001	Producción de agua 100%		En 2001 utilizo SS 1.01 gr/cc, elimino TP 27/8"(porosa)x nueva;RME; Estimulación ácida
44	214				8 válvulas Mc-murry Duración:7 meses Presencia:Sedimento arenoso.			En 1999 recupero TP 27/8" cople rajado; metió TP 27/8" nueva c/ABN;Problemas de pesca(25 días en su intervención); estímulo pozo.
45	220	14	222	2.4				
46	221	15	190	56	Bomba: Harbison Fisher 21/2"x11/2"x24' Duración: 1.4 años Presencia: sedimentos Deformación de material con corrosión severa se da de baja 2001			En 1999 elimino TP 27/8", metió tubería nueva,utilizo SS 1.01 gr/cc;efectuo estimulación orgánica.
47	223	44	179	0.00	Bomba:21/2x13/4x22' Duración: 1 mes y otra bomba 11 meses Presencia: Sedimento arenoso y corrosión.	Producción de agua 60%		En 1999 recupero ABM (bomba y 9 varillas de 3/4");Cambio varilla; se utilizo SS 1.01 gr/cc; elimino tubería 2 7/8" X nueva; la intervención. En 1999 efectúo 2º intervención,limpio con TF,diesel y N2;cambio 3 bombas.
48	226	0.00	0.9	24	Con ligera corrosión el exterior de la camisa 2001	Producción de agua 80%		En 1997 recupero ABM;circulo SS 1.01gr/cc;duro 7 días la operación. En 1998 limpio con TF,diesel y N2;duro 6 días la operación En 1998 efectúo 2º intervención solo cambio la bomba, duro 4 días la o'pn En 1998 efectúo 3º intervención(recupero varilla pulida degollada;elimino TP 27/8" X nueva
49	232					Camisa del pistón con corrosión perforaciones se dio de baja ene. 2001		

lo.	Pozo	N2 ppm	CO2 ppm	H2S ppm	Reporte anomalías Taller Mec. De prod.	Diagrama stiff Análisis de agua ppm	Análisis Agua tratamiento Squaze ppm	Recuperación de Aparejos de producción
50	241	6	718	87				En 2000 elimino TP 27/8" x nueva ;utilizo SS1.05 gr/cc
51	247						PH: 7.5 P: 1.005 gr/cc H2S: 80 Cloruros 50,200 Ba: 55 Fe: 1.78 Cu: 0.12 Mn: 2.8 Cr: 0.49 SO4: 100 PO4: 1.28 SiO2 490	
52	268					P 1.0 gr/cm3 PH: 7 H2S: 2.9 O2: 7.5 Dureza: 100 Alcalinidad: 80 Salinidad: 40 Na: 8.8 Ca: 32 Mg: 5 Cloruros : 22 Bicarbonatos: 97 Sulfatos: 36 Producción de agua 50%		
53	291					P 1.0 gr/cm3 PH: 7 H2S: 2.9 O2: 7.5 Dureza: 100 Alcalinidad: 80 Salinidad: 40 Na: 8.8 Ca: 32 Mg: 5 Cloruros : 22 Bicarbonatos: 97 Sulfatos: 36 Producción de agua 30%		
54	293	27	9	0.00				
55	295	42	0.00	0.00				
56	296	19	211	95	Bomba: Harbison Fisher 21/2"x11/2"x24' Duración: 4 años Presencia: sedimento carbonato y corrosión en camisa. Dic. 2000			En 2001 utilizo SS 1.01gr/cc;problemas de pesca,cambio TP 27/8" x nueva
57	301	33	288	24		Producción de agua 75%		En 2000 recupero sarta de varillas incompleto(degollamiento del cople, cambio sarta.

No.	Pozo	N2 ppm	CO2 ppm	H2S ppm	Reporte anomalías Taller Mec. De prod.	Diagrama stíff Análisis de agua ppm	Análisis Agua tratamiento Squaze ppm	Recuperación de Aparejos de producción
58	302	39	302	51		P: 1.01 gr/cm3 PH: 8.5 H2S: 174 CO2: 59 Dureza: 3904 Alcalinidad: 1047 Salinidad: 24014 Na: 8388 Ca: 1002 Mg: 340 Cloruros: 14566 Bicarbonatos: 1278 sulfatos 550 Producción de agua 60%	PH: 8.0 P: 1.01 gr/cc H2S: 1000 Alcalinidad: 990 dureza Ca: 2680 Cloruros: 9810 Ba: 36 Fe: 0.33 Cu: 4.0 Mn: 12 Cr: 1.0 SO4: 2000 PO4: 2.0 SiO2: 90	
59	306	19	202	27		Producción de agua 70%		
60	311	20	165	40	Bomba: 21/2"x2"x24' Duración 2 años Presencia: sedimento, desgaste interior y corrosión severa. Fecha: septiembre 2001	Producción de agua 35%		En 2001 cambio al sistema BEC
61	314				Bomba sargent 31/2"x21/4"x22' Duración: 2.5 años Presencia: sedimento c/ligera capa de carbonato y deformación severa.	Producción de agua 50%		En 2000 recupero sarta de varillas incompleta, extremo piñon; cambio TP 31/2"x27/8", RME, estímulo ácido
62	317				Bomba 21/2"x11/2"x24' Duración: 4.10 años Presencia: sedimento arenoso y de carbonato.	Producción de agua 30%		En 2001 utilizo SS 1.01 gr/cc, elimino TP 27/8" x nueva; RME.
63	318	0.0	36	235				
64	322	66	332	60		Producción de agua 50%		
65	327	34	223	9		Producción de agua 20%		En 2001 utilizo SC 1.01 gr/cc, elimino TP 27/8" x nueva; RME, estímulo ácido
66	334	37	318	48		Producción de agua 85%		En 2000 utilizo SC 1.03 gr/cc, cambio TP 27/8" x nueva.
67	344	39	112	18		Producción de agua 35%		En 2001 utilizo SC 1.20 gr/cc, elimino tramos de tubería
68	353	21	45	0.00		Producción de agua 80%		En 2001 utilizo SS 1.01 gr/cc

No.	Pozo	N2 ppm	CO2 ppm	H2S ppm	Reporte anomalías Taller Mec. De prod.	Diagrama stiff Análisis de agua ppm	Análisis Agua tratamiento Squaze ppm	Recuperación de Aparejos de producción
69	PR-355				8 válvulas CAMCO Atascamiento por lodo.	P: 1.01 gr/cm3 PH: 9 H2S: 69 CO2: 148 Dureza: 5004 Alcalinidad: 580 Salinidad: 12300 Na: 2862 Ca: 1243 Mg: 461 Fierro: .02 Cloruros: 7460 Bicarbonatos: 707 sulfatos: 130 Producción de agua 75%		En 2001 recupero aparejo incompleto, cuerpo TP 27/8", elimino tubería x nueva.
70	PR-358				Bomba sargent 31/2"x21/4"x22' Duración: 2.9 años Presencia: sedimento y carbonato	PH.: 8.5 H2S: 244 CO2: 99 Dureza: 3903 Alcalinidad: 668 Salinidad: 19328 Na: 6261 Ca: 842 Mg: 437 fierro .08 cloruros: 11724 bicarbonatos: 815 sulfatos: 315 Producción de agua 70%		En 2001 utilizo SS 1.03 recupero aparejo de varilla incompleto(cuerpo de varilla de 3/4", degollado)
71	PR-360	22	264	54				
72	PR-361	33	275	75		Producción de agua 40%		En 2000 recupero bomba incompleta SS 1.01 gr/cc
73	PR-363	22	264	54	Bomba sargent 31/2"x21/4"x22' Duración 7 meses Presencia: Sedimento y arena, material inservible.	Producción de agua 50%		En 1997 recupero sarta incompleta, extremo de cople degollado; utilizo FBD; metio tubería nueva 2 7/8".
74	PR-364	35	205	33	Bomba 21/2"x2"x24' Duración: 1 mes Presencia: sedimento y deformación del material.	Producción de agua 100%		
75	PR366	47	278	38				
76	PR-369	0.00	0.15	0.27				
77	PR-370	13	203	57		Producción de agua 60 %		
78	PR-374	33	281	30	Bomba : 21/2"x2"x24' Duración: 5 meses Presencia: sedimento arenoso y carbonato.	Producción de agua 55 %		En 2001 utilizo SS 1.01 gr/cc; recupero TP 27/8", piñón degollado
79	PR-375	17	303	0.00	Bomba : 21/2"x2"x24' Duración 6 meses Presencia: sedimento.	Producción de agua 100%		En 2001 utilizo SS 1.01 gr/cc, presencia de oxido.
80	PR-376	29	257	42				

No.	Pozo	N2 ppm	CO2 ppm	H2S ppm	Reporte anomalías Taller Mec. De prod.	Diagrama stiff Análisis de agua ppm	Análisis Agua tratamiento Squaze ppm	Recuperación de Aparejos de producción
B1	380	43	313	24	Bomba: 21/2"x2"x24' Duración: 3 meses Presencia: camisa deflexionada	Producción de agua 25 %		En 2001 utilizzo SS 1.01 gr/cc, camisa de la bomba porosa
B2	381				Bomba: 21/2"x2"x24' Duración: 4 meses Presencia: desgaste del material, corrosión severa julio 2001	Producción de agua 50%		En 2000 utilizzo SC 1.01 gr/cc
B3	384	0.00	37	175				
B4	386	0.00	0.152	2.7				En 2001 utilizzo SS 1.01 gr/cc
B5	388 388 388	16 0.00 0.00	171 35 33	22 7 10	Bomba: 21/2"x1 1/2"x22' Duración: 1 mes Presencia: sedimento.	(2 7/8") (9 5/8") (6 5/8")		En 2000 utilizzo SC 1.04 gr/cc, recupero bomba c/embolo pegado.
B6	391	14	224	61	Extensión de la camisa Corroída Mayo 2000			En 2000 utilizzo SC 1.01 gr/cc; elimino TP 27/8".
B7	392	27	107	30		Producción de agua 10 %		
B8	Petro-Nac 1				Bomba: Harbison Fisher 21/2"x13/4"x24' Duración: 2.7 años Presencia: sedimento carbonato y desgaste del metal	Producción de agua 70%		En 2000 utilizzo SS 1.01 gr/cc
B9	Petro-Nac 5	0.00	168	17		Producción de agua 5%		
B10	Petro-Nac 9				9 válvulas Inpamex Duración: 9 meses presencia de escalibración de válvulas.	Producción de agua 25%		En 2000 utilizzo SS 1.01 gr/cc, recupero TP, extremo piñón corroído
B11	Petro-Nac 17				Bomba: 21/2"x2"x24' Duración: 2 años Presencia: sedimento arenoso, corrosión severa. Julio 2001	Producción de agua 50%		

Tabla 6.- Información de análisis cromatográficos, análisis de agua y reportes de los pozos en el campo Poza Rica.

CAMPO ESCOLIN

No.	Pozo	N2 ppm	CO2 ppm	H2S ppm	Reporte anomalías Taller Mec. De prod.	Diagrama stiff Análisis de agua ppm	Análisis Agua tratamiento Squaze ppm	Recuperación de Aparejos de producción
1	1	22	18	0.00				
2	2	21	11	0.00				
3	3	23	0.152	0.00				
4	4	19	1.06	0.00				
5	5	15	11	0.00				
6	7	18	0.60	0.00				
7	12					PH: 7.5 H2S: 61 CO2: 216 Alcalinidad: 480 Salinidad: 2760 Na: 1236 Ca: 44 Mg: 9 Cloruros: 1674 Bicarbonatos: 585		En 2001, recupero TP 27/8", cuerpo corroído.
8	17						PH: 8.5 P: 1.005 gr/cc H2S: 50 Ba: 17 Fe: 0.05 Cu: 0.3 Mn: 0.8 Cr: 0.06 SO4: .65 PO4: 0.67 SiO2 0	
9	24				Bomba: 21/2"x11/2"x22' Duración: 9 meses Presencia: de crudo ligero y ligera película de carbonato			
10	38	17	1.67	0.00				
11	64					Producción de agua 62%	PH: 8 P: 1.005 gr/cc H2S: 100 Ba: 6 Fe: 0.03 Cu: 2.72 Mn: 13.6 Cr: 0.06 SO4: .72 PO4: 296 SiO2 930	
12	78	17	0.00	0.00				
13	88D				6 válvulas Inpamex duración 2 años sección piloto presencia de sedimento septiembre 2001	Producción de agua 70%	PH: 8 P: 1.005 gr/cc CO2: 40 Ba: 3.0 Fe: 0.04 Cu: 14.6 Mn: 1.5 Cr: 0.1	

o.	Pozo	N2 ppm	CO2 ppm	H2S ppm	Reporte anomalías Taller Mec. De prod.	Diagrama stiff Análisis de agua ppm	Análisis Agua tratamiento Squaze ppm	Recuperación de Aparejos de producción
4	102				8 válvulas Camco Duración: 2 años Sección Piloto: Presencia: de sedimento			
5	103				7 válvulas Inpamex Duración: 5.9 años Presencia: de carbonato y desgaste de material en 2 válvulas Septiembre 2001	Producción de agua 80%		
6	105						PH: 7.5 P: 1.01 gr/cc H2S: 500 Ba: 2 Fe: 0.05 Cu: 0.4 Mn: 0.8 Cr: 0.2 SO4: 440 PO4: 0.4 SiO2: 86 Cloruros: 24327	
7	109				9 válvulas Inpamex duración: 5 años Presencia: 2 válvulas calzadas con herrumbre FECHA: Septiembre 2001	Producción de agua 25%		En 2001 utilizo SS 1.01 gr/cc
8	185				Corrosión exterior en camisa de la bomba dic 2000			
9	212				7 válvulas Inpamex Duración: 1.7 años Presencia: sedimento arenoso y Carbonato	Producción de agua 65%	PH: 8.5 P: 1.00gr/cc H2S: 50 Cloruros 15200 Ba: 17 Fe: 0.08 Cu: 1.15 Mn: 0.5 Cr: 0.05 SO4: 42 PO4: 1.3	En 2001 utilizo SS 1.01 gr/cc presencia de carbonato
0	215				Bomba: 21/2"x13/4"x22' Duración: 1 año y otra bomba :duración 3 meses Presencia: camisa c/exceso de corrosión y colapsada.	Producción de agua 40%		
1	216						PH: 8 P: 1.01gr/cc H2S: 60 Ba: 30 Fe: 0.08 Cu: 25.9 Mn: 3.0 Cr: 1.0 SO4: 600 PO4: 16 SiO2: 632	

No.	Pozo	N2 ppm	CO2 ppm	H2S ppm	Reporte anomalías Taller Mec. De prod.	Diagrama stíff Análisis de agua ppm	Análisis Agua tratamiento Squaze ppm	Recuperación de Aparejos de producción
22	234						PH: 8.5 P: 1.01gr/cc H2S: Cloruros 13100 Ba: 22 Fe: 1.74 Cu: 0.4 Mn: 1.7 Cr: 0.32 SO4: 100 PO4: 0 Sio2: 168.8	
23	236				Bomba: 21/2"x11/4"x22' Duración: 9 meses Presencia: de sedimento y carbonato.			En 2001 utilizo SS 1.01 gr/cc; presencia de carbonato.

Tabla 6.- Información de análisis cromatográficos, análisis de agua y reportes de los pozos en el campo Poza Rica.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAMPO MECATEPEC

No.	Pozo	N2 ppm	CO2 ppm	H2S ppm	Reporte anomalías Taller Mec. De prod.	Diagrama stiff Análisis de agua ppm	Análisis Agua tratamiento Squaze ppm	Recuperación de Aparejos de producción
1	10				Ligera corrosión de la camisa 2001			
2	13				Corrosión en int de la camisa 2001			
3	18					P: 1.035 gr/cm3 PH: 8 H2S: 34.95 CO2: 99 Dureza: 13112 Salinidad: 67943 Na: 21600 Ca: 3649 Mg: 972 Fe: 0.42 Cloruros: 41212 Bicarbonatos: 815 Sulfatos: 500 Producción de agua 65%		En 2001 utilizo SC 1.01 gr/cc recupero bomba c/embolo pegado
4	36				Bomba: Harbison Fisher 2 1/2"x1 3/4"x24' Duración: 1.4 años Presencia: camisa c/sedimento y exceso de corrosión camisa y piston	Producción de agua 60%		En 2000 utilizo SC 1.10 gr/cc recupero parte de la bomba.
5	78				Bomba :2 1/2"x2"x24' Duración: 3 meses Presencia: de sedimento y deformación del material	Producción de agua 78%		En 2000 utilizo SC 1.01 gr/cc, recupero bomba c/embolo pegado.
6	85				Bomba: 2 1/2"x1 3/4"x22' Duración: 1 año Presencia: de sedimento	Producción de agua 5%		En 2000 utilizo SC 1.01 gr/cc, recupero pedazos de varilla pulida y bomba c/el embolo de fuera.
7	99				Exterior de la camisa con corrosión 2001			

Tabla 6.- Información de análisis cromatográficos, análisis de agua y reportes de los pozos en el campo Poza Rica.

CAMPO PRESIDENTE ALEMAN

No.	Pozo	N2 ppm	CO2 ppm	H2S ppm	Reporte anomalías Taller Mec. De prod.	Diagrama stiff Análisis de agua ppm	Análisis Agua tratamiento Squaze ppm	Recuperación de Aparejos de producción
1	1				Bomba 21/2"x11/4"x24' duración 3 años presencia de sedimento			En 2001 utilizo SS 1.01 gr/cc recupero centradores desgastados y varilla incompleta extremo piñón deforme.
2	5	17	0.60	0.00				
3	9				Bomba :21/2"x11/4"x22', Duración: un mes Presencia:Sedimento arenoso Segunda: bomba duración 5 meses Presencia: sedimento y desgaste del material.			En 2000 se utilizo SS 1.01 gr/cc
4	18	30.7	0.76	0.00				
5	36	6	233	95				
6	39	38	171	90				
7	50	26	175	87	Bomba: 21/2"x11/2"x22' Duración: 1 año Presencia: de sedimento y desgaste de material.			En 2000 utilizo FBD
8	59				Corrosión exterior en la camisa 2001			
9	60				Bomba: 21/2"x11/2"x22' Duración: 3 años y otra bomba duración 7 meses Presencia:camisa con sedimento Y carbonato.	Producción de agua 50%		En 2000 utilizo SS 1.01 gr/cc recupero bomba c/embolo pegado
10	70				9 válvulas inpamex Duración 2 años Presencia de sedimento			En 2001 utilizo SS 1.01 gr/cc presencia de carbonato.
11	81				Bomba 21/2"x11/2"x22' Duración: 1 año Presencia:sedimento, carbonato y corrosión 2001.	Producción de agua 40%		En 2001 utilizo SS 1.01 gr/cc
12	85				Bomba 21/2"x11/2"x22' Duración 9 meses Presencia de sedimento arenoso y ligera corrosión			En 2000 utilizo SC 1.01 gr/cc recupero cuerpo TP corroída.
13	86				Bomba:Harbison Fisher. 21/2"x11/2"x24' Duración: 1.3 años Presencia de sedimento arenoso	Producción de agua 35%		En 2001 utilizo SC 1.01 gr/cc
14	99				Bomba: 21/2"x11/2"x22' Duración: 7 años Presencia: de sedimento.	Producción de agua 2 %		En 2000 utilizo SS 1.01 gr/cc elimino TP 27/8"x nueva.
15	102				Bomba 21/2"x11/2"x22', Duración: 3 años Presencia: de sedimento			En 2000 utilizo SC 1.01 gr/cc, recupero bomba sin filtro.

No.	Pozo	N2 ppm	CO2 ppm	H2S ppm	Reporte anomalías Taller Mec. De prod.	Diagrama stíff Análisis de agua ppm	Análisis Agua tratamiento Squaze ppm	Recuperación de Aparejos de producción
16	117				Bomba 21/2"x11/4"x22' Duración 3 años Presencia: de sedimento desgaste del material.			En 2001 utilizo SS 1.01 gr/cc
17	150				Bomba: Harbison Fisher 21/2"x11/2"x24' Duración: 7 meses Presencia: de sedimento y corrosión muy severa			En 2000 utilizo SC 1.01 gr/cc, recuperación de bomba corroída
18	178				Bomba: 21/2"x11/2"x22' Duración: 3 años Presencia: Desgaste y deformación del material			En 2001 utilizo SS 1.01 gr/cc
19	197	61	3.9	0.00				En 2000 utilizo SC 1.01 gr/cc recupero bomba con embolo degollado
20	213	24	0.152	0.00				
21	232	34	14	0.00				
22	234	46	34	0.00				
23	336				8 válvulas in pamex Duración: 5.4 años Presencia: descalibración			En 2001, SS 1.03 gr/cc
24	271	13	10	0.00				
25	281	12	10	0.00				
26	433	9	13	0.00				

CAMPO MANUEL AVILA CAMACHO

No.	Pozo	N2 ppm	CO2 ppm	H2S ppm	Reporte anomalías Taller Mec. De prod.	Diagrama stíff Análisis de agua ppm	Análisis Agua tratamiento Squaze ppm	Recuperación de Aparejos de producción
1	108				Bomba : HF 21/2"x11/2"x24' Presencia: sedimento con desgaste de material, bomba dada de baja por exceso de escurrimiento. Sep. 2001 Porosidad en el piston se dio de baja nov. 2000	Producción de agua 60%		En 2000 utilizo SS 1.06 gr/cc, Recupero Bomba dañada
2	110				Bomba : 21/2"x11/4"x22' Duración: 9 meses Presencia: de sedimento y desgaste del material.	Producción de agua 40%		En 2000 utilizo SS 1.01 gr/cc
3	111				Bomba: 21/2"x13/4"x22' Duración: 1 año Presencia: de sedimento	Producción de agua 40%		En 2000 utilizo SS 1.06 gr/cc
4	122				Bomba : HF 21/2"x11/2"x24' Duración: 5 años Presencia de sedimento y corrosión profunda Septiembre 2001	Producción de agua 5%		En 2001 utilizo SS 1.02 gr/cc, tubería dañada por corrosión

Tabla 6.- Información de análisis cromatográficos, análisis de agua y reportes de los pozos en el campo Poza Rica.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ANEXO 7

Tratamiento Squeeze

El tratamiento squeeze consiste en proteger la formación, la vecindad del pozo, fracturas, disparos, aparejos de producción de incrustaciones de carbonato de calcio, sulfato de bario, sulfato de estroncio y sulfato de calcio. Con este tratamiento elimina y reduce acidificaciones y otros remedios costosos, reduce mantenimiento de bombas, válvulas y tubería de producción dando una mayor vida productiva del pozo en mas tiempo.

Para aplicar el tratamiento existen dos tipos de squeeze por adsorción y precipitación. El de adsorción implica que el inhibidor esta ligado a la roca a nivel molecular y el volumen de inhibidor esta controlado por su concentración. Por precipitación el inhibidor forma sales con el calcio esto va depender mucho del PH y su temperatura, al final las características del agua producida determina los últimos logros.

Los factores que influyen en el tratamiento recaen en la concentración del inhibidor, temperatura, concentración de calcio, PH para adsorción de 5-7, para precipitación el PH de 1-2, química del agua, formación de sílice, carbonatos, arcillas, tipo de inhibidor, peso molecular y constante de ionización. El tiempo de vida del inhibidor depende de la velocidad del fluido, formación y características del inhibidor.

Secuencia Operativa del Tratamiento Squeeze

1.- Previamente en el pozo se debe de calibrar para verificar que no tenga ninguna obstrucción, si se tuviera alguna se efectuaría una limpieza para dejar libre de obstrucciones al sistema tubular hasta los disparos, durante toda la operación la inyección debe mantenerse a un gasto de 3 brl/min.

2.- Inyectar contra formación un batch de preflush organico conteniendo aromina como solvente en un 50% y un cosolvente en otro 50%.

3.- Inyectar contra formación el tratamiento de solución inhibidora consistente en inhibidor de incrustaciones de 10-20%, sustituto de cloruro de potasio en 1% y agua limpia en 79%

Calculo del volumen del inhibidor

Barriles=barriles de agua/diaxdiasxppmx3x0.76x10-6

4.- Inyectar contra formaciòn overflush consistente en sustituto de cloruro de potasio en 1% y agua limpia en un 99%

5.- Desplazar con flush consistente en sustituto de cloruro de potasio en 1% y agua limpia en un 99%

6.- Cerrar el pozo durante 24 hrs para posteriormente abrirlo a producciòn, los primeros 7 dias se recuperaran 2 muestras diariamente, las 3 semanas siguientes se recuperara 1 muestra semanalmente, los siguientes 6 meses se recuperara una muestra mensual.

La corrosiòn del acero es uniforme; sin embargo, por el efecto del inhibidor puede producirse una corrosiòn localizada. Este tipo de corrosiòn se manifiesta generalmente por cavidades que se forman en la superficie metàlica y es mucho mas grave que la corrosiòn uniforme, debido a que la pèrdida del metal se concentra en puntos especificos y no se distribuye en toda la superficie metàlica.

El hidrogeno causa la fragilizaciòn del acero. Este fenòmeno es comùn en pozos productores de hidrocarburos con altos contenidos de àcido sulfhídrico. Los aceros de mas alta dureza son los màs susceptibles a este tipo de corrosiòn.

Como ya se menciona anteriormente entre màs agresivo o mayor grado de disociaciòn de hidrogeno en agua exista, las molèculas de àcido son màs corrosivas y màs difícil serà inhibir su corrosividad.

La Velocidad de Reacciòn del Acido sobre el metal depende de:

- ◆ Tipo y concentraciòn del inhibidor usado. Dependera de la presiòn, temperatura, tipo de acero
- ◆ A temperatura alta utiliza mayor cantidad de inhibidor y es menor la protecciòn.
- ◆ Mayor tiempo de contacto entre àcido y fierro a temperaturas altas el inhibidor no protegera.
- ◆ Tipo y concentraciòn de àcido entre mayor concentraciòn el inhibidor es menos efectivo.
- ◆ Tipo de metal entre mas dureza tenga es màs difícil inhibir la acciòn corrosiva del àcido.
- ◆ Presiòn.

ANEXO 8

Tubería de Polietileno

La tubería de polietileno es otra de las alternativas que se tiene para proteger los aparejos de bombeo mecánico y de inyección de los agentes corrosivos como ácido sulfídrico, bióxido de carbono y otros agentes químicos.

El proceso de revestimiento de tubería de producción con polietileno de alta densidad- sistema Polycore consiste en la incorporación a una tubería de acero nueva o usada de un revestimiento interior compuesto por otra tubería a la cual queda adherida firmemente de manera que la superficie interior del conjunto posea las cualidades de la tubería común de HDPE muy utilizada para la conducción del petróleo, agua o gas. El anexo 8 nos muestra ventajas, aplicaciones y limitaciones de la tubería de polietileno.

Ventajas de la Tubería de Polietileno

- ◆ Reutilización de tubería degradada, clase 3 o 4, en pozos donde lo permitan.
- ◆ Proteger a la tubería de la corrosión donde aparecen agentes H₂S, CO₂.
- ◆ Mayor resistencia a la erosión en el interior de la tubería por movimiento de fluido
- ◆ Por tener el revestimiento uniforme y sin irregularidades, baja la fricción y la pérdida del fluido transportado.
- ◆ Es resistente a la abrasión y en los ABM protege el interior de la TP

Aplicaciones

- ◆ En pozos inyectoros para recuperación secundaria.
- ◆ En pozos productores donde se utilizan bombas electro-sumergidas y aparecen problemas de corrosión.
- ◆ En pozos de BM con problemas de corrosión y desgaste interior de la TP por rozamiento con las varillas. Particularmente en pozos desviados evitan el uso de centradores y disminuyen el volumen del inhibidor a utilizar.
- ◆ Reutilización de tubería de producción muy degradada.

- ◆ Utilizada en pozos inyectores en etapa recuperación secundaria.
- ◆ Utilizados en sistemas de captación de gas con componentes muy corrosivos.
- ◆ En trabajos con línea de acero no daña el revestimiento interior de la tubería.

LIMITACIONES

- ◆ En pozos cuya temperatura sea mayor a 90 °C no se podrá utilizar.
- ◆ Disminución del diámetro interior del tubo.

D.E.(pulg.)	D.I. s/rev. (pulg.)	D.I. c/rev.(pulg.)	D.I. calib.(pulg.)
2 3/8"	1.995	1.700	1.500
2 7/8"	2.441	2.160	2.000
3 1/2"	2.992	2.670	2.500

OBSERVACIONES

- ◆ La adherencia entre el polietileno y el acero es totalmente mecánica (no se utiliza ni cemento ni adhesivos químicos)
- ◆ El revestimiento es ligero, incrementa un peso adicional entre un 7 y 8.5%
- ◆ El costo por el revestimiento es demasiado bajo.
- ◆ La tubería a revestir debe ser entregada sin cople, para inspeccionar ambas roscas de los piñones.

ANEXO 9

Resultados de Pruebas de Laboratorio de la Tubería Epòxica Fenòlica

Espesor de película de Revestimiento en Milésimas de pulg.	CONTAMINANTE		Temperatura en Grados Centigrados (Grados fahrenheit)							
			66 (150°)	93 (200°)	121 (250°)	149 (300°)	177 (350°)	204 (400°)	232 (450°)	260 (500°)
6-8	Agua dulce 5000 psi	Apariencia	Ok	Ok	Ok	MAP				
		Adherencia	B	B	B					
6-8	Càustico de PH 13.5 (5000 psi)	Apariencia	Ok	Ok	Ok	MAP				
		Adherencia	E	E						
6-8	Càustico de PH 11 (5000 psi)	Apariencia	Ok	Ok	Ok	MAP				
		Adherencia	E	E	D					
6-8	Sulfuro de hidrogeno 95% fase liquida (1000 psi)	Apariencia	Ok	Ok	Ok	MAM				
		Adherencia	B	R	R					
6-8	Sulfuro de hidrogeno 95% fase de vapor (1000 psi)	Apariencia	Ok	Ok	Ok					
		Adherencia	B	R	R					
6-8	Lodo Super Acido 4 horas	Apariencia	Ok	Ok						
		Adherencia	E	B						
6-8	Càustico 24 hrs. A 177 °C (5000 psi) luego todo super acido	Apariencia	Ok	Ok						
		Adherencia	B	R						

E – Excelente, B- Buena, R- Regular, D-Deficiente, MAP- Muchas Ampollas pequeñas, MAM- Muchas Ampollas mediana

Tabla 9.- Pruebas de Laboratorio de la tubería Epòxica Fenòlica

Tubería Epoxica fenólica

Es un recubrimiento líquido a base de resinas fenólicas, modificadas con epóxidos de un solo componente que se condensa para formar un copolímero termoestable, curado a base de calor.

El epoxy-fenólico blanco es un recubrimiento flexible, de gran resistencia al ataque de la corrosión, la abrasión y sobre todo a los daños mecánicos. Esta última característica lo hace ideal en los pozos de inyección de gas, sujetos a altas presiones, así como para protección de la tubería de producción y perforación.

La preparación de su superficie requiere estar perfectamente limpia a metal blanco con chorro de arena, aplicación de una base primaria inhibidor de corrosión (Primer-Revemex-Afenolado).

Las especificaciones principales son el color final que presenta Beige, número de aplicaciones según espesor de película solicitada, temperatura de curado de 450 – 500 °F, tiempo de curado de 7.0 – 7.5 hrs..

La tubería Epoxica sirve para proteger la tubería de perforación, tubería de producción, tubería de línea para sistemas de drenaje, para inyección de agua salada, para pozos productores por inyección de gas, evitando el acumulamiento de parafinas y protejiendola contra la corrosión.

ANEXO 10

Rotomartillo

Se utiliza en conjunto con la tubería Flexible o con tubería de producción, opera con cualquier tipo de fluidos incluyendo: lodos, gel, diesel, xileno, nitrógeno y espuma. Funciona al encontrar resistencia. Esta característica extiende la vida de trabajo y permite la circulación continua con alto gasto mientras se introduce o se recupera el pozo. No es afectado por temperatura.

Incorpora impacto descendente, rotación y pulsación de alta presión. Su frecuencia de impacto es de 300 a 600 golpes por minuto y su velocidad de rotación de 7.5 a 35 RPM. Un chorro a presión sale por las vías de circulación a cada embolada, ayudando a alejar los recortes.

El rotomartillo es Uni-direccional y Bi-direccional. El Uni-direccional remueve, carbonato de calcio, sulfato de Bario, grava, arena con resina, parafinas, cemento, asfaltenos, abre o cierra camisa deslizable en pozos verticales u horizontales (con movimiento hacia abajo), arroja el material taponante hacia abajo, coloca y recupera válvulas de pie, conforma tuberías colapsadas, desbasta obstrucciones metálicas, opera en pozos horizontales, agujeros descubiertos y pozos geotérmicos y elimina tapones de sal. Tolera las condiciones más severas, como el ácido clorhídrico, ácido sulfhídrico y bióxido de carbono.

El Bi-direccional tiene las mismas aplicaciones anteriores pero puede operar en pescas, con herramientas de línea de acero.

ANEXO 11

Control de Agua

El control de agua consiste en eliminar entradas de agua y gas indeseables en el yacimiento, esto es para evitar costos de producción y costos al medio ambiente. Los costos de producción asocian a la corrosión, producción de arena, separación de fluidos y desecho de fluidos.

En este caso la producción del agua es problema de la inyección del campo y no del pozo por lo que se sigue un procedimiento junto a un programa especializado que será analizado para tomar una decisión.

La información requerida para su estudio es la historia de producción, presiones, litología y registros, propiedades de fluido roca y diagrama de terminación.

Se hace un análisis de resultados para visualizar el yacimiento, para reconstruir históricamente la producción de agua, para diferenciar entre el avance del acuífero y problema particular del pozo.

Cuando en el yacimiento el mecanismo es el de empuje por agua en corto tiempo su contacto agua-aceite puede invadir la zona disparada.

Otros problemas típicos de producción de agua se presentan en las conificaciones, zonas de alta permeabilidad, heterogeneidad, problemas en las cercanías de la tubería (canalización, corrosión, pobre cemento), movimiento preferencial de agua en interfaces geológicas y humectabilidad.

Ya ubicado el problema se hace una selección de candidatos y un estudio apropiado de su mecanismo de producción de agua, se chequea sus condiciones de producción para finalmente elaborar la manera de colocación del tratamiento. El sistema de control de agua presenta 2 sistemas para tratamientos selectivos y tratamientos no selectivos.

Los tratamientos selectivos entre sus principales características se tienen que los agentes del tratamiento interactúan selectivamente con el agua reduciendo la K_{rw} teniendo un mínimo efecto con los hidrocarburos, pueden ser aplicados en todo tipo de terminación y es un método de bajo riesgo

Entre los aditivos utilizados se encuentran los modificadores de K_r que reducen la producción de agua, incrementan la producción de aceite o gas, si reduce la permeabilidad al agua en hasta un 100 % de saturación de agua o en la mezcla saturada agua-aceite, no reduce la permeabilidad al aceite (o muy poco), en una alta relación agua inmóvil-aceite o en la mezcla saturada agua - aceite. Sistemas seguros porque no reducen drásticamente la producción de aceite, trabaja por adsorción hidrofílica del polímero a la superficie del mineral, crea superficies mojadas por agua.

Los tratamientos no selectivos tienen la característica de no distinguir entre los hidrocarburos y el agua, es decir no interactúan para reducir únicamente la K_{rw} sino también tienen efecto sobre el aceite, taponan físicamente la zona productora de agua y en caso de colocación inadecuada bloquea la zona productora de aceite también.

Entre los aditivos a utilizar se encuentran cementos especiales, solubles en ácido. Los Polimeros que utiliza reducen la Kr de un 60% y la permeabilidad del aceite de un 8%, resiste cambios de salinidad y alta temperatura.

Las resinas que utiliza se activan al contacto con agua de formación originando que la resina se precipite y selle la matriz

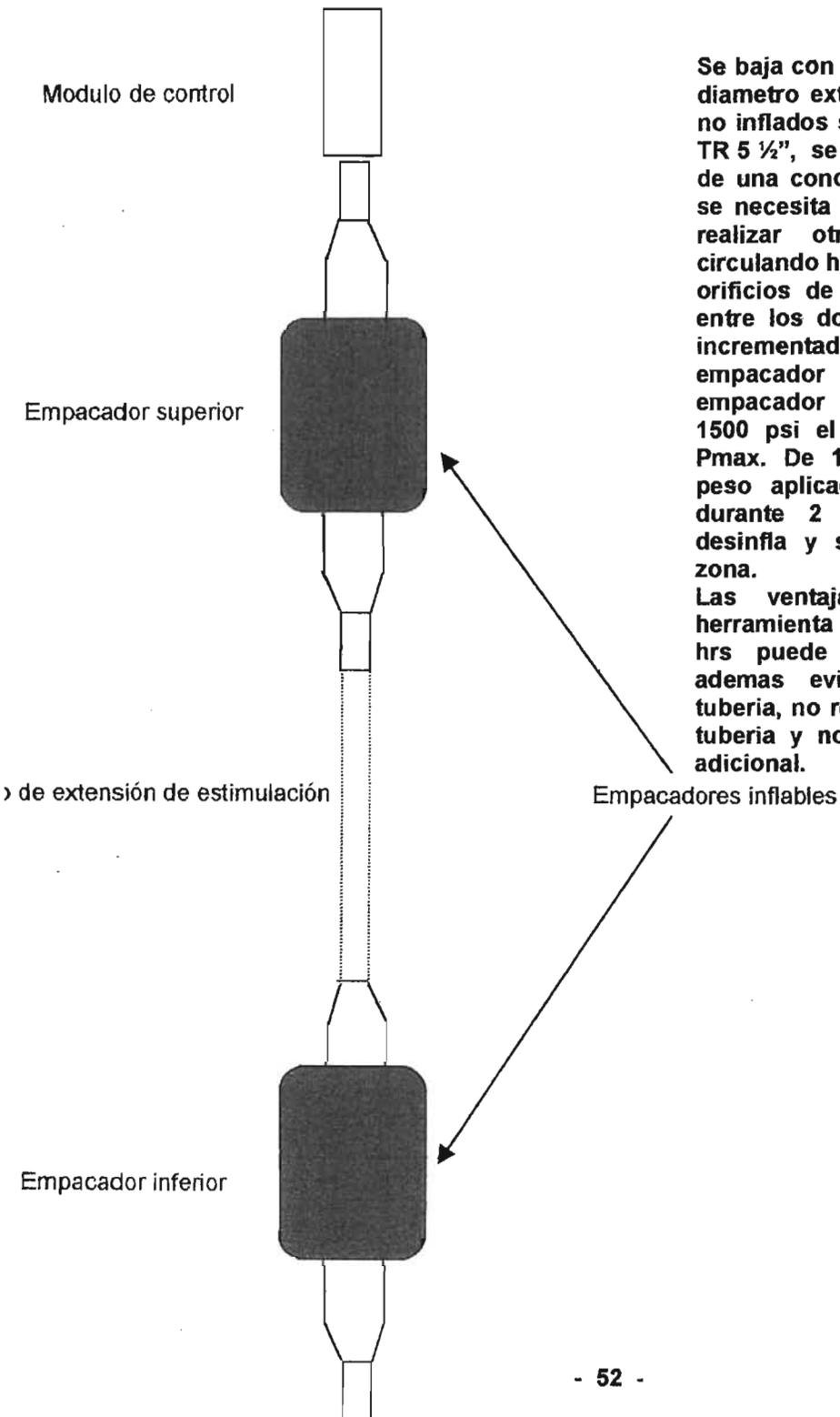
El sistema para desplazamiento de tratamiento selectivos normalmente son introducidos en el pozo sin aislación mecánica, una aislación mecánica puede ser usada para mejorar la colocación en zonas específicas; son usados donde la aislación de la zona no es factible como pozos con engravados, con áreas de alta permeabilidad sin intercalación y en algunas veces en conificación.

El desplazamiento del tratamiento no – selectivo es utilizado para absoluta o completa aislación, son mejores en zonas aisladas mecánicamente, taponos de gel o cemento pueden trabajar para aislar la parte inferior solamente, se puede utilizar siempre la técnica de inyección dual, algunas veces se utiliza la técnica de inyección dual sin aislación mecánica.

Al utilizar el método de inyección dual sin empacador se tendría poco control, se basa en el contraste de las densidades de los fluidos, se inyectan ambos fluidos a la misma presión de inyección de fondo y al máximo gasto matricial posible, el fluido del anular comúnmente es crudo seguido de envirosol XS y nitrógeno sin son pozos de gas.

ANEXO 12

Tubería Flexible con Empacador Montable Inflable



Se baja con tubería flexible de 1 ¼", el diametro exterior de los empacadores no inflados son de 3" y despliegan en TR 5 ½", se puede trabajar con acidos de una concentración hasta 15 %, no se necesita sacar la herramienta para realizar otra operación, se baja circulando hasta 50 lpm a través de los orificios de circulación que se tiene entre los dos empacadores. Una vez incrementado el gasto e inflado el empacador se aplica peso, el empacador aísla con una Pmax. De 1500 psi el fluido estimula con una Pmax. De 1000 psi. Se recupera el peso aplicado dejando de bombear durante 2 min. El empacador se desinfla y se mueve a la siguiente zona.

Las ventajas que presenta esta herramienta es que en un lapso de 24 hrs puede realizar 3 operaciones, además evita la corrosión de la tubería, no reinyecta la suciedad de la tubería y no requiere equipo trabajo adicional.

ANEXO 13

Análisis químico de las Varillas de Bombeo Mecánico

Grado	Carbono	manganeso	fosforo	azufre	silicio	niquel	chromo	molibdeno	otros	tipo de acero
	Porcentaje									
C11	.30 - .37	1.20 - 1.50	.040 max	.040max	20-.30	.25 max	.25 max	.05 max	.010-.030 Va .35 max Cu	1536
D56	.37 - .42	1.35 - 1.55	.035 max	.040 max	20-.35	.30 max	.25 max	.05 max	.050-.060 Va .35 max Cu	Especial
D61	.40 - .45	.75 - 1.00	.035 max	.040 max	.15-.30	.25 max	.80 - 1.10	.15 - .25	.020 - .030 Va .45 max Cu	4142
T66	.38 - .42	1.10 - 1.40	.035 max	.040 max	.20-.35	.30 max	.55 - .85	.24 - .32	.045 - .065 Va .35 max Cu	Especial
K65	.20 - .25	.75 - 1.00	.035 max	.040 max	.20-.35	1.65-2.00	.25 max	.20 - .30	.010 - .030 Va .40 max Cu	4623
D63	.19 - .23	.85 - 1.05	.035 max	.040 max	.15-.35	.90 - 1.20	.80 - 1.05	.22 - .30	.020 - .030 Va .40 - .60 Cu	Especial

Tabla 13.1.- Análisis químico de las varillas de bombeo

Propiedades Mecánicas de las Varillas de Bombeo

Grado	Resistencia A la tracción (1000 psi)	Límite elástico (1000 psi)	Elongación en 8 pulgadas (%)	Reducción de Area (%)	Dureza Brinell	Temtratamiento
C11	90 - 115	60 - 75	18 - 23	50 - 85	190 - 205	Normalizado
D56	115 - 140	85 - 110	14 - 18	45 - 60	240 - 290	Normalizado y templado
D61	115 - 140	95 - 110	10 - 15	45 - 65	241 - 280	Normalizado y templado
T66	140 - 150	115 - 125	10 - 18	50 - 60	283 - 301	Normalizado y templado
K65	90 - 110	75 - 85	16 Min.	60 - 70	180 - 220	Normalizado y templado
D63	115 - 140	95 - 110	14 Min.	50 - 60	227 - 260	Normalizado y templado

Tabla 13.2.- Propiedades Mecánicas de las Varillas de Bombeo

CAMPO POZA RICA

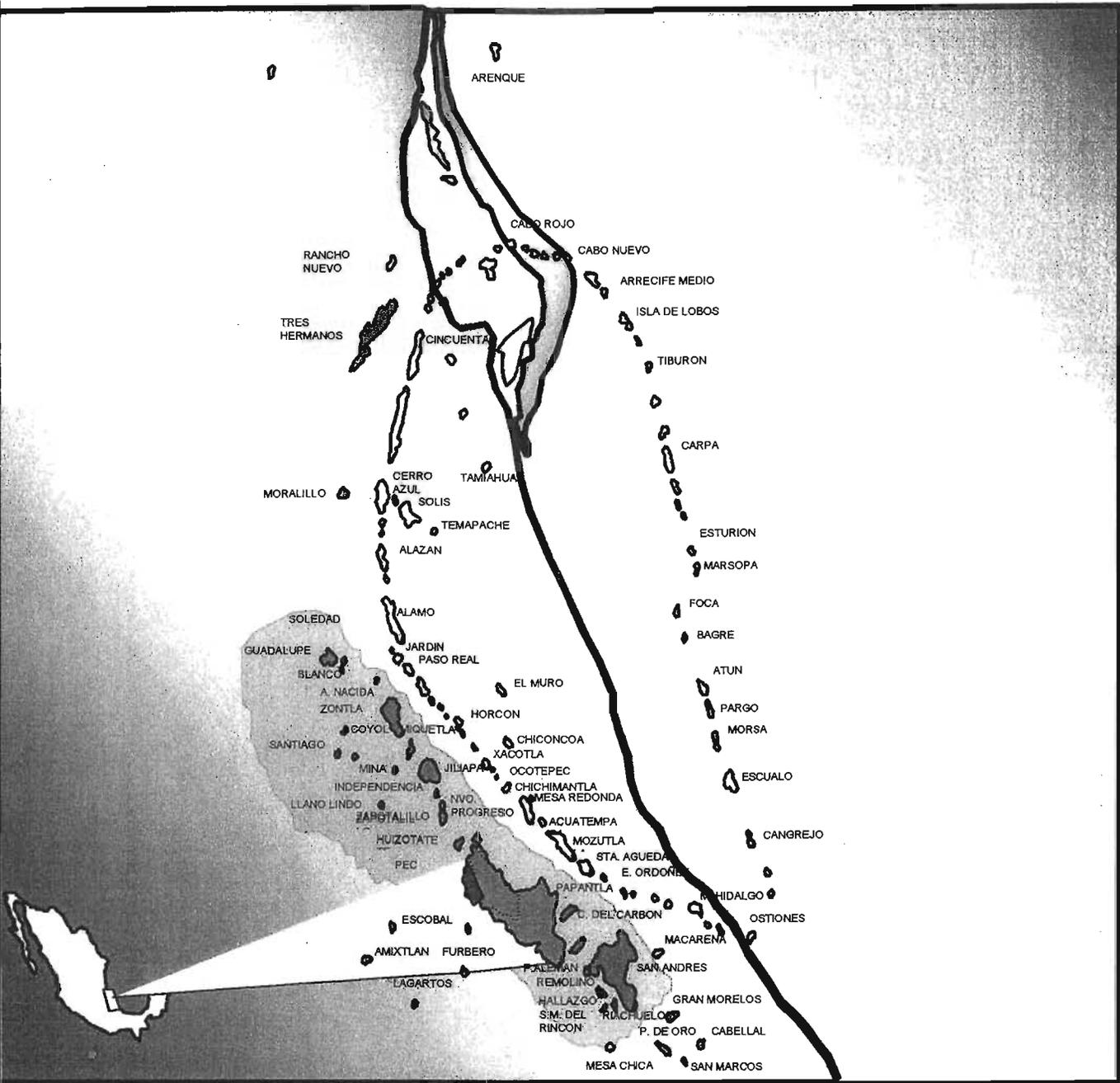
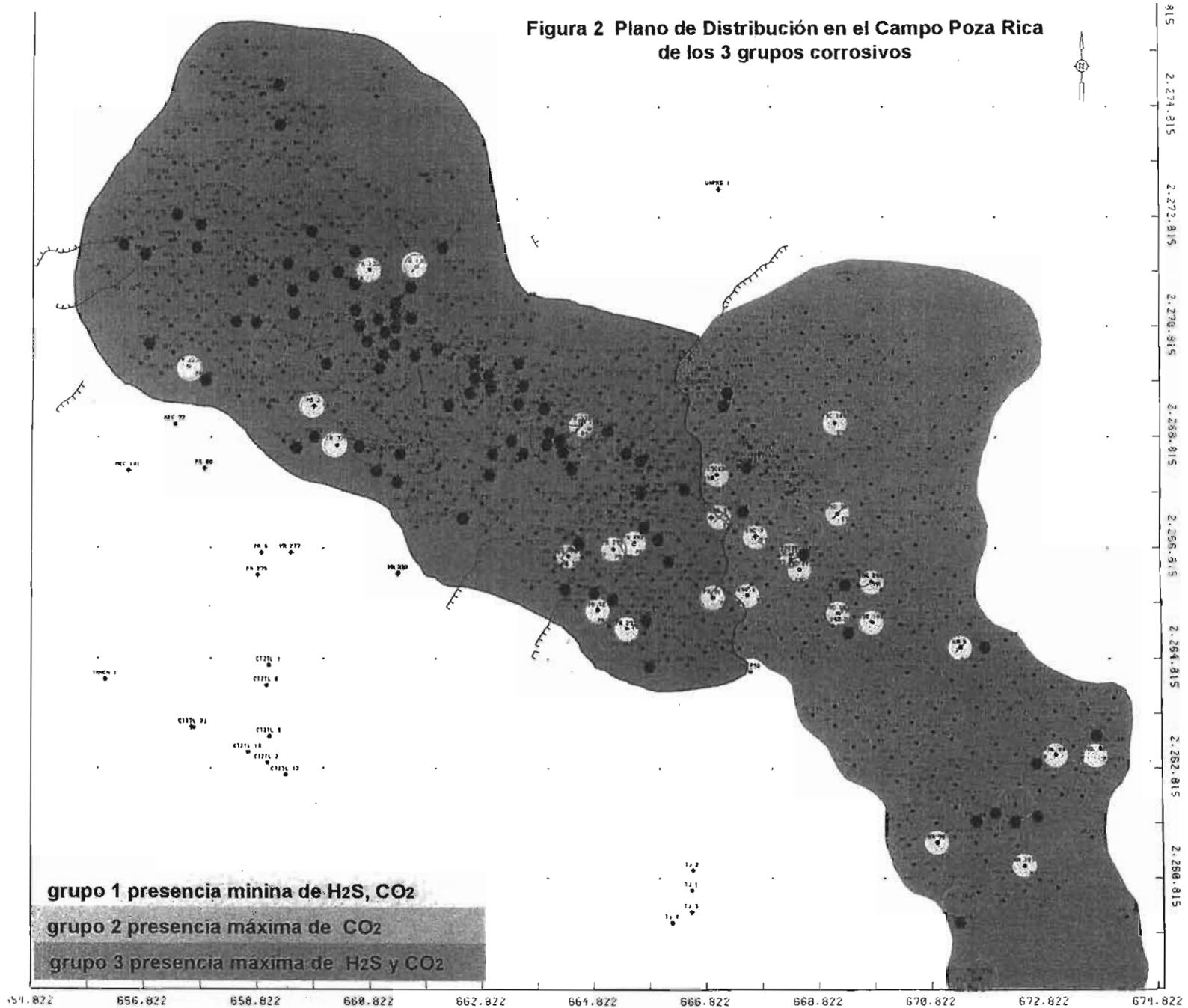


Figura 1. Plano de Localización del Campo Poza

Figura 2 Plano de Distribución en el Campo Poza Rica de los 3 grupos corrosivos



DIFUSIÒN DEL HIDROGENO EN EL ACERO

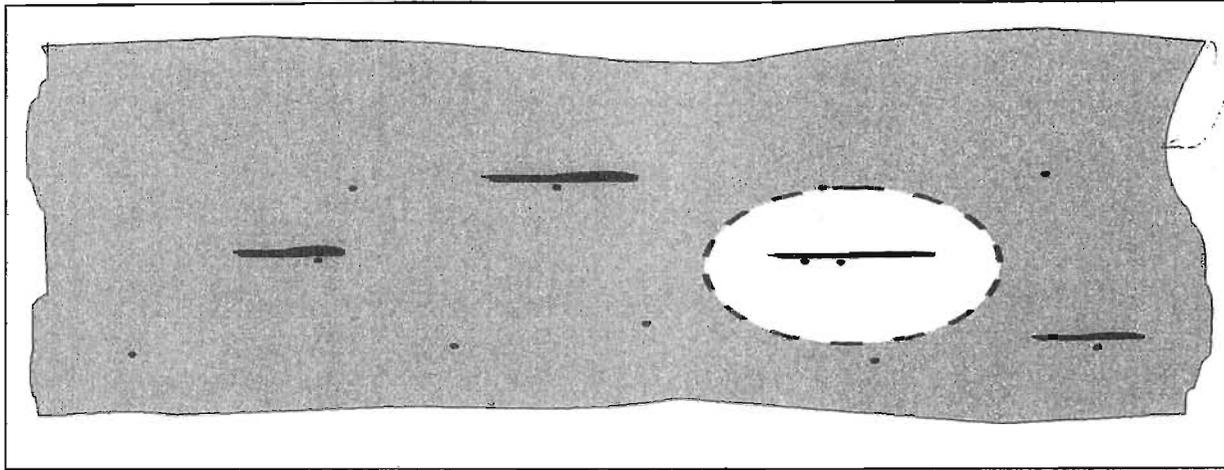


Figura 3. Difusión del hidrógeno a través del espacio del tubo.

UNION DE ATOMOS DE HIDROGENO EN EL ACERO

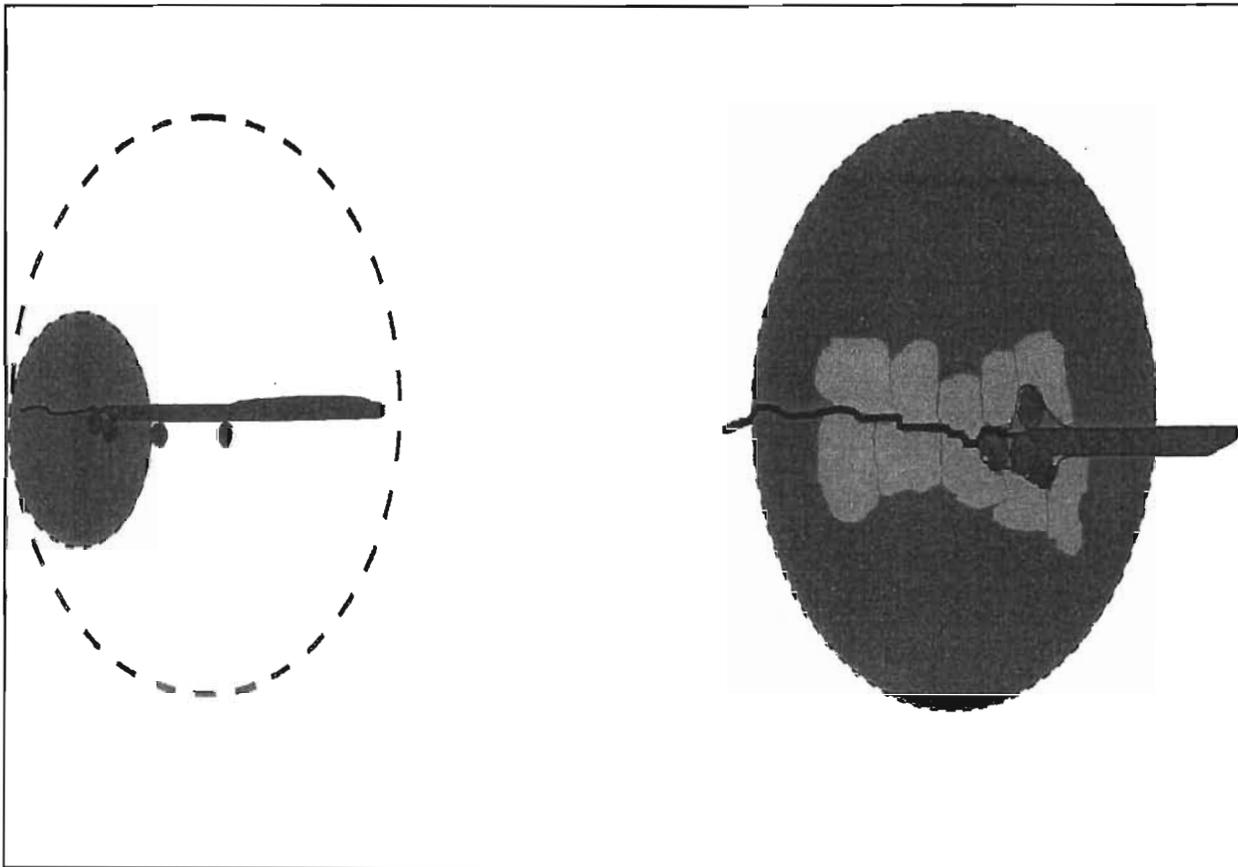


Figura 4. Acumulación del hidrógeno en los espacios intergranulares del acero

FRACTURAS EN EL ACERO

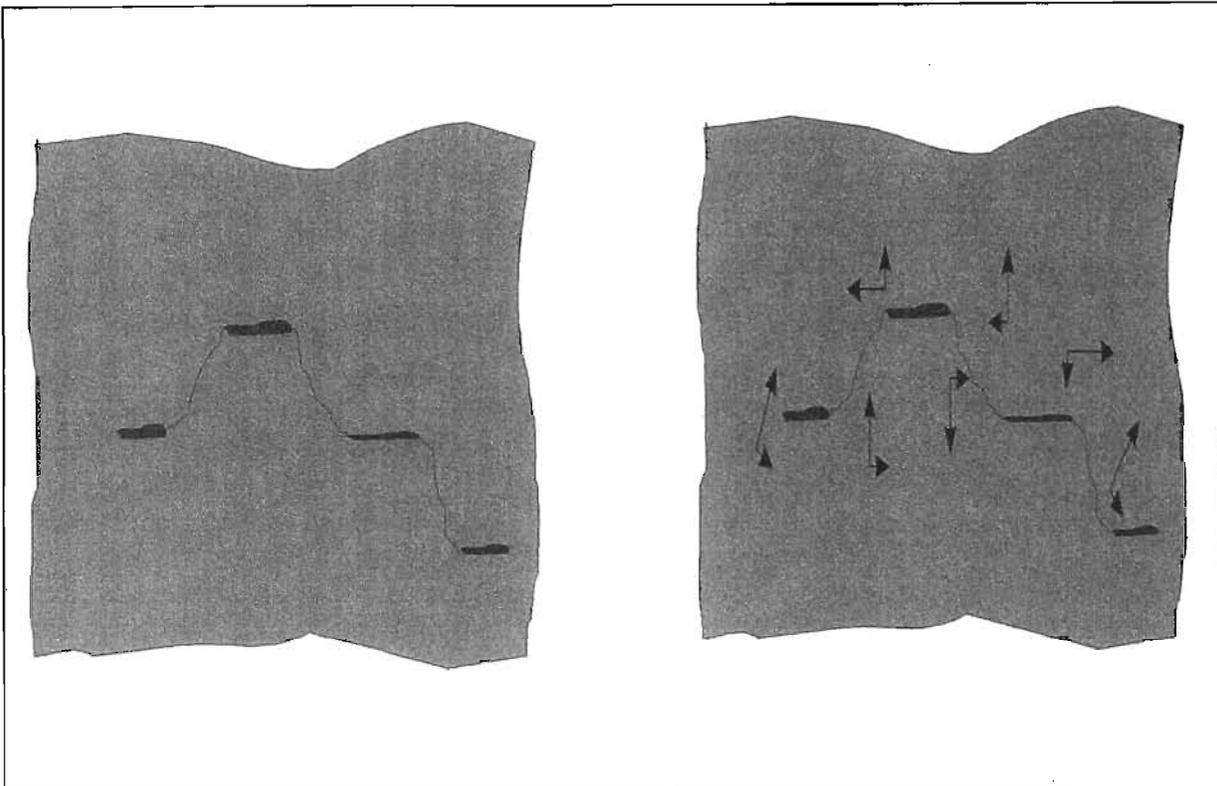


Figura 5. fisuras escalonadas y finalmente la separación del acero en planos

Figura 6 Agrietamiento por corrosión debido a la presencia de agua y sulfuro de hidrógeno

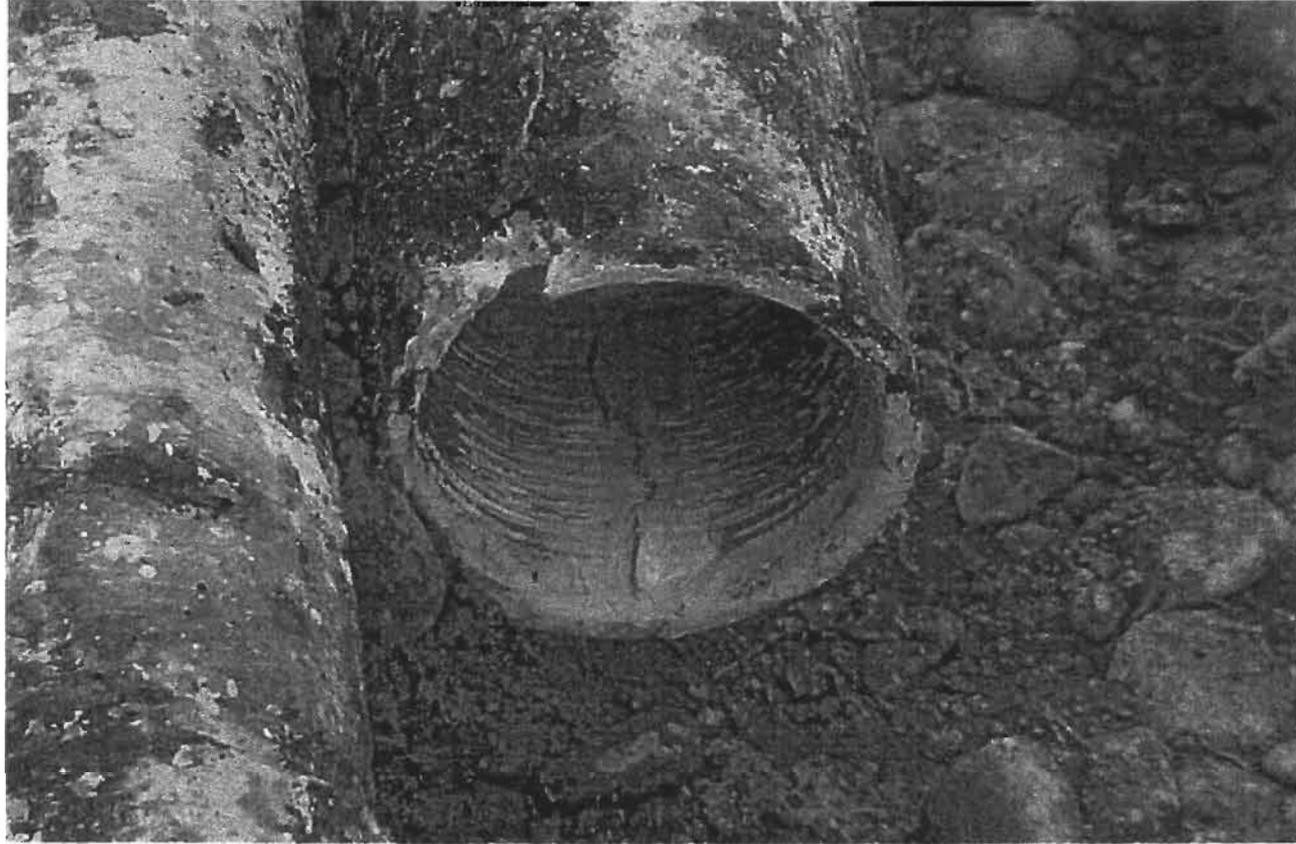


Figura 7 Agrietamiento por corrosión debido a la presencia de agua y sulfuro de hidrógeno



Figura 8 Agrietamiento por corrosión debido a la presencia de agua y sulfuro de hidrógeno

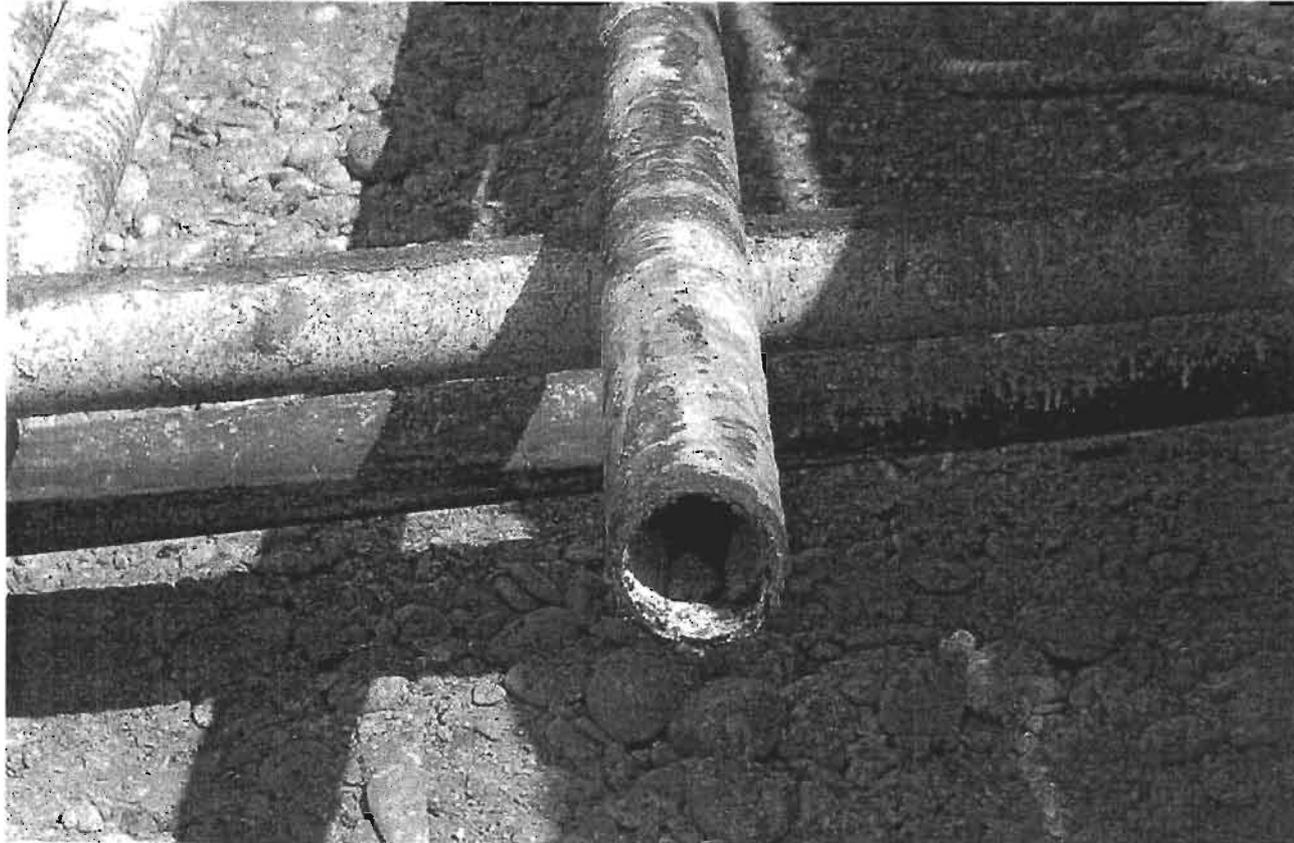


Figura 9 Agrietamiento por corrosión debido a la presencia de agua y sulfuro de hidrógeno



Figura 10 Agrietamiento por corrosión debido a la presencia de agua y sulfuro de hidrógeno

