

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y TEXTIL



**“DESARROLLO DE APLICACIONES DE PRODUCTOS QUÍMICOS
CONCENTRADOS EN LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS DE
PETRÓLEO: DEMULSIFICANTES E INHIBIDORES DE
CORROSIÓN”**

INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO QUÍMICO**

POR LA MODALIDAD DE EXPERIENCIA PROFESIONAL

PRESENTADO POR:

PERCY ESTEBAN RUBINA FERNANDEZ

LIMA – PERÚ

2012

INDICE

I.	Introducción	4
II.	El órgano empresarial	5
III.	Relación profesional – empleador	9
IV.	Trabajo profesional desarrollado	11
V.	Desarrollo de estudio de aplicación de productos químicos concentrados en reemplazo de productos diluidos en campos petroleros	18
	5.1 Objetivos	18
	5.2 Marco teórico: Conceptos generales	18
	5.2.1 Petróleo, composición y formación	18
	5.2.2. Definición, teoría de corrosión e inhibidor de corrosión	19
	5.2.3. Definición de términos de deshidratación de crudo, emulsión e inhibidores de emulsión	50
	5.3. Evaluación y aplicación de rompedores de emulsión e inhibidores de corrosión en laboratorio y campo	79
	5.3.1 Tratamiento químico en el campo de petróleo	81
	5.3.2. Almacenamiento y distribución	83
	5.3.3. Demulsificantes usados en este estudio	85
	5.3.4. Análisis y resultados de la evaluación de rompedor de emulsión en los campos de Jibarito y forestal	86
	Campo de jibarito	86
	Campo de forestal	92

5.3.5. Análisis y resultados de la evaluación de inhibidor de corrosión en laboratorio	95
5.3.6. Problema de corrosión en campo	106
5.3.7. Análisis y resultados de la evaluación de inhibidores de corrosión en el campo	107
5.3.7.1 Caso I	107
5.3.7.2 Caso II	110
VI. Contribuciones técnicas de la ingeniería química en la producción, almacén y distribución de crudos	112
VII. Conclusiones	114
VIII. Referencias bibliográficas	116
IX. Anexos	118

I. INTRODUCCION:

El lote 1-AB está siendo operado por Pluspetrol Perú Norte S.A. localizado en el nor-este del país (Perú), justo en la zona de la selva. Actualmente, Pluspetrol producía un promedio de 40,000 barriles de petróleo por día con 96.2% de formación de agua, el método principal es vía bombas electro-sumergibles y algunos pozos también son operadas con gas lift.

El API gravitatorio varía de 10.5 a 37.0 de campo a campo, pero el proceso producción es sin duda muy difícil por el cual el crudo liviano se tiene que ser mezclado con el crudo pesado para producir un promedio de gravedad API de 18.5

Los rompedores de emulsión y los inhibidores de corrosión son productos químicos usados en la producción de petróleo para contrarrestar los problemas de emulsión y corrosión en las operaciones. Sin estos productos no es posible poner en las especificaciones el crudo y el agua para ventas o disposiciones.

En un fluido muy corrosivo medioambiental, los inhibidores de corrosión son necesarios para disminuir los efectos del daño por corrosión en los pozos y reducen las fallas prematuras que generan los costos altos en el funcionamiento.

Al principio, la dosificación de los químicos de la producción para el tratamiento normal contra la emulsión era muy alta, la concentración fue de 200 a 1,000 ppm dependiente del tipo de emulsión. En el pasado, la producción de aceite era fluida y a través de separaciones de gas que generaban una emulsión muy severa.

II. EL ÓRGANO EMPRESARIAL:

2.1 Datos Generales

2.1.1 Nombre de la empresa:

CHAMPION TECHNOLOGIES DEL PERU S.R.L.

2.1.2. Ubicación de la empresa:

CALLE SANTANDER 186– MIRAFLORES - LIMA

2.1.3. Giro de la empresa:

Proveedor de productos químicos y asesoramiento a la industria de Petróleo y gas.

2.1.4. Tamaño de la empresa:

Empresa pequeña.

2.2 Breve reseña histórica de la empresa

Champion Technologies (una compañía de Premian Mud Service, Inc.) es una compañía proveedora mundial de una línea completa de productos químicos, patentados, ofreciendo soluciones técnicas para los problemas en la industria del gas, agua y del petróleo. Desde su fundación en 1953, Champion ha expandido su habilidad en el área de la investigación y desarrollo, produciendo y ofreciendo el servicio de sus productos para el área petrolera y aplicaciones relacionadas.

La empresa en el Perú inició hace más de 20 años como representante de Champion Technologies en la venta de producto químico para tratamiento de petróleo. En 1999 inicia con una razón social denominada Champion Technologies del PERU S.R.L., continuando con el servicio de tratamiento químico en las operaciones de la compañía petrolera Occidental en las instalaciones del lote 1AB. En el año 2000 Occidental vende a Pluspetrol Norte S.A. sus instalaciones y Champion Technologies del Perú continúa siendo el proveedor mayoritario en una diversidad de más de 20 productos químicos, adicionalmente se brinda el servicio técnico de tratamiento químico, y tiene los servicios de mantenimiento del sistema de inyección de química y abastecimiento de producto químico.

2.3 Esquema del proceso en la empresa

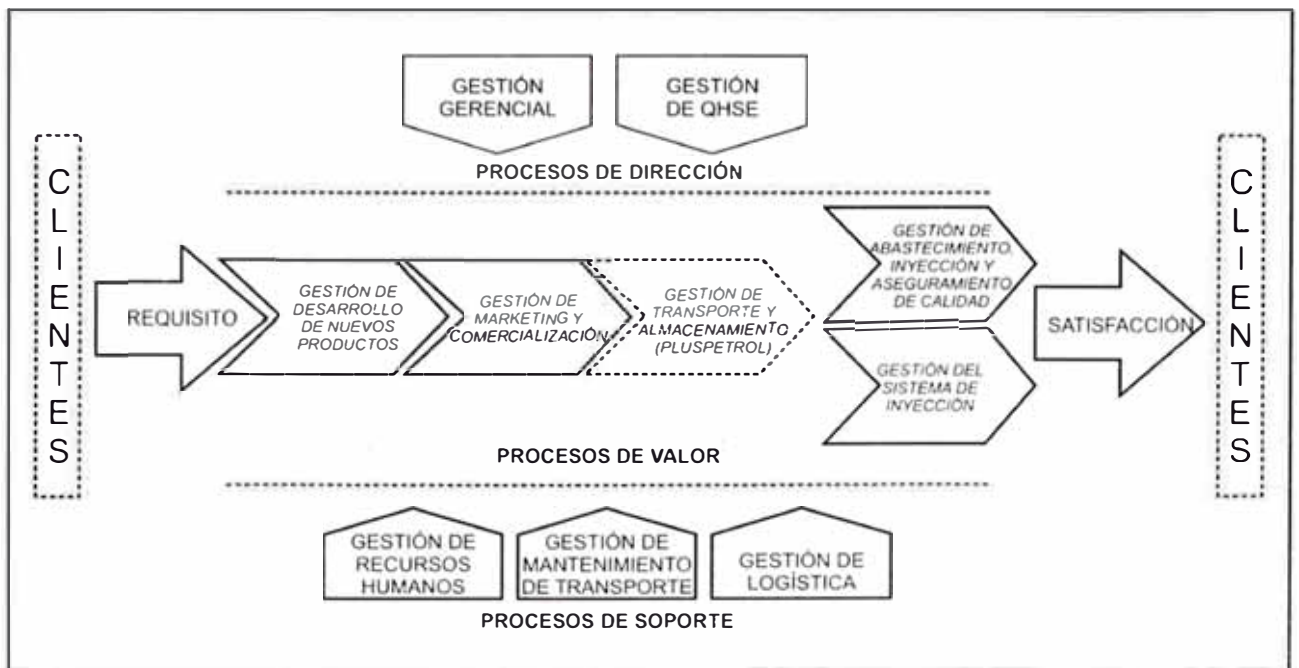


Figura N°1: Esquema del Proceso en la Empresa

2.4. Distribución de oficinas administrativas y áreas operativas

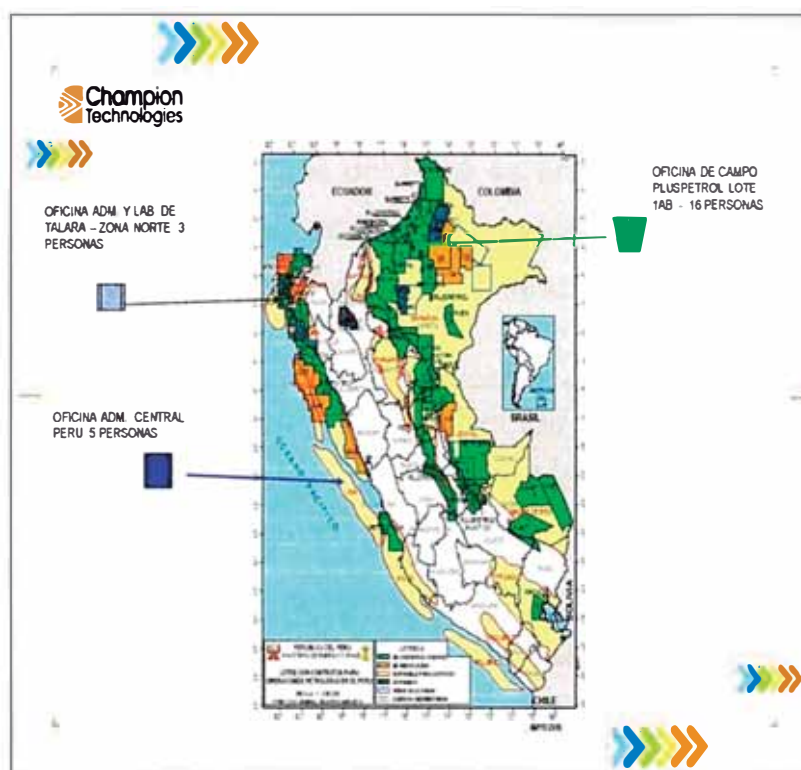


Figura N° 2: Mapa Organizativa

2.5 Misión

Somos una empresa que brinda alternativas de solución a los problemas en la industria del petróleo, a través de un servicio técnico especializado, enfocado a la innovación de nuevos productos químicos, para cumplir las necesidades de nuestros clientes.

2.6 Visión

Mantenernos como la empresa líder en el mercado nacional en el tratamiento químico de la industria de hidrocarburos, con altos niveles de productividad y rentabilidad mediante un equipo humano altamente capacitado con altos niveles de liderazgo y participación en la consolidación de nuestras

ventajas competitivas y una administración eficiente de nuestros procesos.

2.7 Política

Champion Technologies del Perú es una empresa dedicada a proveer productos químicos y dar servicio técnico especializado para el tratamiento químico en la industria de producción de agua, gas y petróleo.

En concordancia con los lineamientos de la casa Matriz de Champion Technologies INC. Referidos a sus Políticas de Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional, nos comprometemos a mejorar continuamente nuestros procesos, desarrollando la competencia de nuestro talento humano buscando la satisfacción de las necesidades de nuestros clientes.

Con el fin de asegurar este compromiso y brindar un mejor servicio a nuestros clientes nos comprometemos a:

- a. Evaluar los impactos ambientales y riesgos para la seguridad y la salud ocupacional, con la finalidad de implementar acciones para su gestión y la mejora continua del sistema en conjunto.
- b. Satisfacer las necesidades de nuestros clientes y cumplir con la normativa legal vigente aplicable y todo compromiso voluntariamente asumido por la organización.
- c. Desarrollar las actividades instituyendo programas para prevenir lesiones, enfermedades laborales y contaminación del medio ambiente, suministrando recursos para lograr los objetivos y metas fijados.

- d. Difundir esta política a todos los trabajadores de la organización y los que laboran en nombre de ella, asegurando su entendimiento, así como tenerla disponible para nuestros clientes y otras partes interesadas.

III. RELACION PROFESIONAL – EMPLEADOR

3.1. Condición de la relación laboral:

Actualmente el cargo que desempeño es de GERENTE DE DISTRITO en el Perú desde el año 2001 hasta la actualidad.

3.2 Documentos probatorios:

Anexo constancia de trabajo.

Lima, 17 de Octubre del 2011



CERTIFICADO DE TRABAJO

La presente es para dar certificación que el Sr. Percy Esteban Rubina Fernández, identificado con DNI: 07299863, se encuentra laborando en nuestra empresa desde el 01 de Mayo de 1999 hasta la fecha, desempeñando el cargo de Gerente de Distrito.

Durante todo este período, el señor en mención no sólo demuestra excelente comportamiento, sino también asistencia, puntualidad, eficiencia y cumplimiento en sus labores.



Daniel Tamashiro Noborikawa
Gerente General
Champion Technologies del Perú S.R.L.

IV. TRABAJO PROFESIONAL DESARROLLADO

Adjunto resumen ejecutivo

RESUMEN EJECUTIVO

=====

NOMBRES : PERCY ESTEBAN

APELLIDOS: RUBINA FERNANDEZ

EXPERIENCIA PROFESIONAL:

1. EMPRESA :

CHAMPION TECHNOLOGIES DELPERU S.R.L.

RUBRO: Proveedor de Productos químicos en la industria de Petróleo

TIEMPO: Agosto 1997 – actualidad

CARGO

A.- GERENTE DE DISTRITO Agosto 2001 - actualidad

Responsabilidades:

Establecer posiciones oportunas ante las tendencias económicas de los mercados a nivel nacional, a fin de garantizar el desempeño de la planificación estratégica de la empresa al aplicar las estrategias políticas, operativas y mercantiles requeridas por el escenario actual.

- Emitir y presentar ante la dirección de la empresa informes técnicos y económicos en relación a la gestión de la empresa al cierre de cada ejercicio fiscal.
- Comunicar los objetivos, metas y directrices generales establecidas por la dirección, a todas las áreas y puestos de trabajo que integran la empresa.
- Promover la emisión, aprobación y definición de la Visión, Misión, Política y Objetivos de la Calidad, valores y políticas internas de la empresa, igualmente la Política de Seguridad, Higiene y Ambiente, así como el cumplimiento de las mismas.
- Liderar la gestión de la empresa promoviendo mecanismos de acercamiento entre los sectores empresariales, públicos y universitarios contribuyendo al desarrollo de la competitividad industrial del país.
- Planificar, coordinar y dirigir programas destinados a incrementar la productividad de los procesos y el desarrollo profesional de los trabajadores.
- Garantizar la planificación oportuna de las actividades requeridas para la emisión, revisión y aprobación de la estructura organizacional de la empresa, así como de los cambios y modificaciones pertinentes.
- Garantizar la planificación de las actividades requeridas para la emisión, revisión y aprobación de las descripciones de cargo de todos los puestos de trabajo

establecidos en la estructura organizacional de la empresa.

- Monitorear los índices de gestión para cada unidad de trabajo.
- Identificar y proveer la necesidad de la asignación de recursos técnicos y humanos, incluyendo la designación de personal adiestrado para la dirección y realización del trabajo, así como las actividades de verificación incluyendo las actividades de auditorías internas de la calidad.
- Designar a un miembro de la empresa el cual reporta en forma directa al Gerente de Perú como Representante de la Dirección con autoridad para establecer e implantar un Sistema de Gestión de la Calidad de acuerdo con la Norma ISO-9000.
- Revisar el informe de resultados de auditoría y aprobar los recursos necesarios para implantar las acciones a tomar.
- Revisar el Sistema de Gestión de la Calidad a intervalos definidos y suficientes para asegurar su adecuación y eficacia.
- Aprobar las órdenes de compras tal como se establece en el diagrama de Compra.

- Promover las actividades relacionadas con la clasificación, calificación y remoción del personal adscrito a la empresa.

CARGO:

B.- SUPERVISOR DE CAMPO Noviembre 1998 - Enero 1999

Responsabilidades:

- Supervisión de tratamientos químicos en la empresa inglesa **Compañía British Petroleum en el lote de Casanare - COLOMBIA.**
- Control y evaluación de los productos usados en la BP, productos de inhibidor de corrosión, inhibidor de incrustación, rompedores de emulsión, clarificadores, inhibidor de parafinas y asfáltenos, secuestrante de oxígeno, y biocida.
- Evaluación de productos químicos en el campo de BP.
- Monitoreo de los tratamientos químicos con productos nuevos e investigación de nueva tecnología.

CARGO:

C- SUPERVISOR DE CAMPO Agosto 1999 -Agosto 2001

Responsabilidades:

- Supervisión de tratamientos químicos en el lote 1AB, coordinación con el personal de Champion para solución de problemas.
- Control y evaluación de los productos usados en el Lote 1AB, productos de inhibidor de corrosión, inhibidor de incrustación, rompedores de emulsión, clarificadores, inhibidor de parafinas y asfáltenos, secuestrante de oxígeno, y biocida.
- Evaluación de productos químicos en el Lote 8 – Pluspetrol, en la zona de Talara en las compañías Petrotech, Petrobras, Sapet y Petroperú.
- Inspección de tuberías de producción y perforación.
- Monitoreo de los tratamientos químicos con productos nuevos e investigación de nueva tecnología.
- Evaluación de los procesos químicos y físicos del tratamiento de agua y crudo en todo el lote.

2. EMPRESA:

NALCO / EXXON ENERGY CHEMICAL,

RUBRO: Proveedor de Productos químicos en la industria de Petróleo

TIEMPO: Febrero 1992 – Agosto 1997

CARGOS:

A. REPRESENTANTE DE VENTAS - Febrero 1992 – Agosto 1995

Responsabilidades:

- Control de los tratamientos químicos en la refinería Repsol y aditivos para combustible en la planta de Ventas en Callao.
- Control de los tratamientos químicos en el lote 1AB de Pluspetrol.
- Miembro del comité de seguridad y control de pérdidas químicas – Occidental Peruana Inc. – Andoas

B. SUPERVISOR DE CAMPO -Agosto 1995 - Agosto 1997

Responsabilidades:

- Supervisión de tratamientos químicos en el lote 1AB, coordinación con el personal de Champion para solución de problemas.
- Control y evaluación de los productos usados en el Lote 1AB, productos de inhibidor de corrosión, inhibidor de incrustación, rompedores de emulsión, clarificadores, inhibidor de parafinas y asfáltenos, secuestrante de oxígeno, y biocida.
- Inspección de tuberías de producción y perforación.

- Monitoreo de los tratamientos químicos con productos nuevos e investigación de nueva tecnología.
- Evaluación de los procesos químicos y físicos del tratamiento de agua y crudo en todo el lote.

CONGRESOS Y SEMINARIOS:

- Organizador del Seminario Internacional " Tratamiento Químico en la producción de Petróleo y Gas". FIQM - UNI y Champion Technologies Inc. (Agosto 2003).
- Doctorado de Marketing y Gestión Comercial – Mayo 2008.
- IV INTERNATIONAL SEMINAR – INGEPET 2002
Exploration and Exploitation of Oil and Gas
- III Simposium Internacional de Ingeniería Química – Expositor - 2003

TRABAJOS DE INVESTIGACION:

- Presentación de un paper en el Congreso NACE (National Association Corrosion Engineers) 2003 en USA sobre el uso de químicas concentradas de inhibidores de corrosión en los campos de producción de Petróleo.
- Presentación de un trabajo de investigación en el Congreso internacional INGEPET - 2003 en Lima-Perú USA sobre el uso de químicas concentradas de inhibidores de corrosión y rompedores de emulsión en los campos de producción de Petróleo.

V.- DESARROLLO DE APLICACIÓN DE PRODUCTOS QUIMICOS CONCENTRADOS EN LA PRODUCCIÓN DE CRUDO DE PETROLEO: DEMULSIFICACIÓN E INHIBIDORES DE CORROSIÓN

5.1. Objetivos:

El propósito de este estudio es discutir y demostrar que los productos químicos concentrados pueden inyectarse directamente al proceso en el lote 1AB de Pluspetrol en lugar de diluirlo en caso de rompedores de emulsión e inhibidor de corrosión. También demuestra la reducción del costo en el conjunto de proceso. En el mundo del petróleo sabemos el costo de producción por el uso de los químicos, este costo da una indicación de la eficacia del funcionamiento tratado. Los temas principales es el ensayo de la planta con químicos diluidos y concentrados como son los rompedores de emulsión e inhibidores de corrosión. El objetivo del estudio fue comparar la eficiencia entre los productos concentrados y sus respectivas diluciones en el campo de petróleo.

5.2. Marco teórico: Conceptos generales

5.2.1. Petróleo: Composición y formación

1. Compuestos complejos de átomos de Carbono e Hidrógeno.
2. Algunas veces asociado con átomos de Oxígeno, Nitrógeno o azufre.
3. Formado por la descomposición de microorganismos.

4. Acción beneficiada por una combinación de tiempo, calor, presión y acción bacteriana.

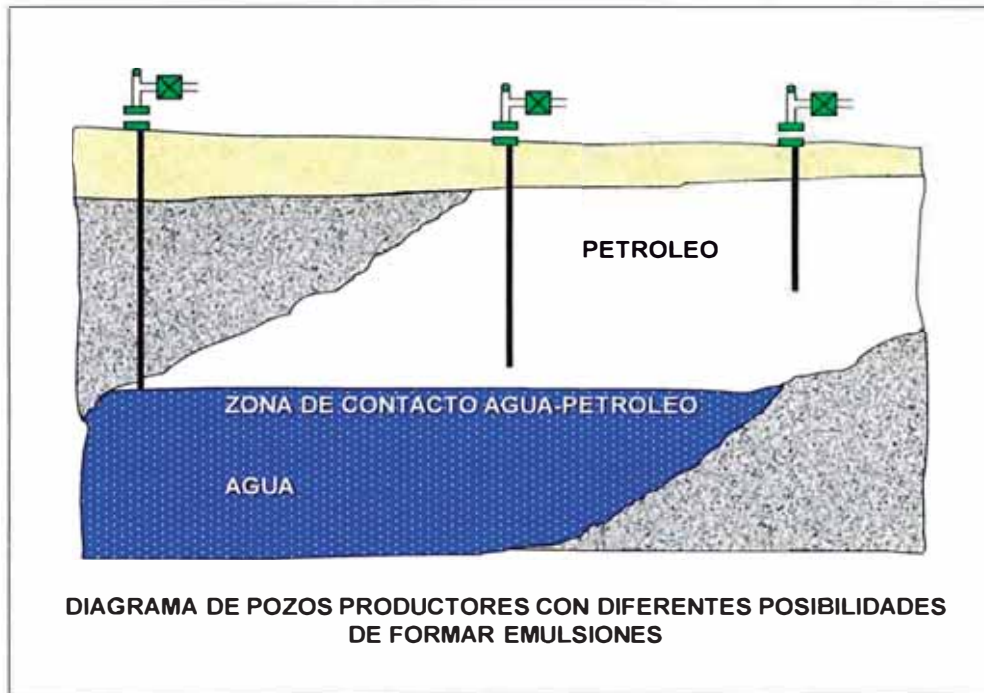


Figura 3: Petróleo composición y formación

5.2.2. Definición, teoría de corrosión e inhibidor de corrosión

A. Definición de corrosión

Definición de corrosión según la NACE: "Corrosión es el deterioro de un material, usualmente un metal, o de sus propiedades, a causa de una reacción química o electroquímica con su ambiente".

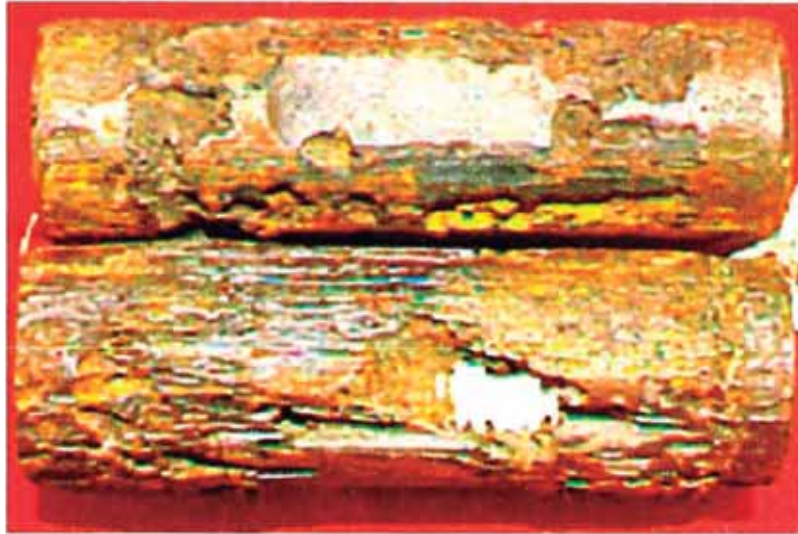


Figura 4: Foto de corrosión en tubería

B. ¿Por qué ocurre la corrosión?

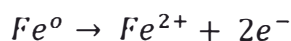
La corrosión ocurre debido a la tendencia del metal a retornar a su forma más estable de oxidación. La mayoría de los metales se encuentran en la naturaleza en forma de “minerales” los cuales son sustancialmente óxidos o sales. El mineral de hierro por ejemplo, se encuentra en forma de óxido rojizo de hierro, más conocido como hematita (Fe_2O_3). De modo que la hematita es convertida en hierro por la adicción de energía (refinado). Esta misma energía es liberada cuando el hierro regresa a su estado natural. El producto de corrosión que se conoce como “herrumbe” (rust), tiene la misma composición que la hematita: Fe_2O_3 .

c. Reacciones electroquímicas

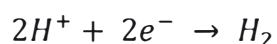
1. Son aquellas que liberan o ganan electrones.

2. Están compuestas por reacciones anódicas y catódicas.

3. REACCIONES ANODICAS: Se oxidan liberando electrones.



4. REACCIONES CATODICAS: Se reducen, consumen electrones.



D.- Termodinámica

Potencial de Media Celda:

1. Rxn. Anódica: $Fe \rightarrow Fe^{2+} + 2e^- - 0,440v$

2. Rxn. Catódica: $2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2 \quad 0,000v$

Potencial de Celda:

1. $E_{cat} - E_{anod} = 0 - (-0.440)v = 0.440 v$

2. entonces E celda es (+) y ΔG es (-)

E.- La celda de la corrosión electroquímica

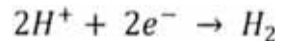
1. Ánodo - donde el metal se ioniza en la solución

2. Cátodo - donde reaccionan los electrones

3. Conductor Metálico - entre el ánodo y el cátodo

4. Electrolito - en contacto con el ánodo y el cátodo

electrones del ión metálico, ocurre la siguiente reacción:



La reacción química en la cual un electrón es ACEPTADO por el ión de hidrógeno, es una REDUCCION.

G.- Mecanismo de la corrosión

Cuando una reacción es una oxidación el electrodo se denomina ANODO y cuando la reacción es una reducción el electrodo se denomina CATODO. Los mecanismos de la corrosión se deben a la acción de las celdas, cuyas partes componentes son: el ánodo, el cátodo, el electrolito y circuito metálico. Si faltara alguno de estos componentes en la celda, no se produciría la corrosión. Por otro lado, sí uno de los componentes es bastante activo, es decir, un ánodo bien anódico, o uno catódico o un electrolito muy conductivo, el proceso de corrosión podría ocurrir más intensamente.

Como el proceso de corrosión es un proceso electroquímico, éste se encuentra relacionado con la cantidad de corriente que pasa a través de la celda. El valor de la corriente se puede obtener de la Ley de OHM, que se expresa por:

$$I = E / R$$

Donde:

I = Intensidad de corriente, en amperios

E = Potencial, en voltios

R = Resistencia, en ohmios

El campo que abarca la corrosión química es más restringido que la corrosión electroquímica, y se compone principalmente de la oxidación, destacando la corrosión a altas temperaturas. No obstante la corrosión química, también puede ocurrir a la temperatura del ambiente, en medio gaseoso y en algunos medios líquidos, en ausencia de agua.

El mecanismo de la corrosión química se caracteriza por una reacción química del metal con un agente corrosivo, sin que haya intercambio de electrones en dirección a otras áreas. El producto de la corrosión se forma en la superficie del metal expuesto al medio, pudiendo constituir en una película que, dependiendo del metal, del medio y de las condiciones en que se procesa la reacción, puede presentar diferentes propiedades. En ciertos casos esta película puede tener propiedades protectoras y llegar a bloquear por completo las reacciones subsiguientes en el medio considerado.

La naturaleza electroquímica de los procesos de corrosión en medio acuoso fue notado en el siglo pasado, cuando en 1825 Walcker observó una pila de temperatura diferencial, Davy distinguió una pila de tensión diferencial en 1826. Becquerel, una pila de concentración diferencial en 1827 y Marianini, en 1830, identificó una pila de aireación diferencial.

La característica fundamental del mecanismo electroquímico, es que se verifica en presencia de electrolito. La reacción de corrosión está compuesta de dos reacciones parciales: una reacción anódica y una reacción catódica que se producen en puntos distintos. La reacción anódica es una reacción de oxidación, donde son liberados electrones, los que se desplazan a otros puntos del metal donde ocurre la reacción catódica, que es una reacción de reducción. La reacción anódica tiene como consecuencia la disolución del metal y la reacción catódica conduce a la reducción de especies presentes en el medio, sin la participación del metal, sobre el cual se produce el proceso. El mecanismo se traduce en el funcionamiento de una pila de corrosión, que requiere cuatro elementos imprescindibles:

1. Un área donde ocurre la reacción anódica, por eso mismo se denomina reacción anódica.
2. Un área distinta de aquella, donde ocurre la reacción catódica, por eso mismo se denomina, reacción catódica.
3. Un contacto metálico que une ambas áreas y por donde fluyen los electrones resultantes de la reacción anódica.
4. Un electrolito en contacto simultáneo con las mismas áreas por donde fluyen los iones resultantes de ambas reacciones.

H.- Tipos de corrosión

Se clasifican de acuerdo a la apariencia del metal corroído, dentro de las más comunes están:

1. **Corrosión uniforme:** Donde la corrosión química o electroquímica actúa uniformemente sobre toda la superficie del metal.
2. **Corrosión galvánica:** Ocurre cuando metales diferentes se encuentran en contacto, ambos metales poseen potenciales eléctricos diferentes lo cual favorece la aparición de un metal como ánodo y otro como cátodo, a mayor diferencia de potencial el material más activo será el ánodo.
3. **Corrosión por picaduras:** Es altamente localizada, se produce en zonas de baja corrosión generalizada y el proceso (reacción) anódico produce unas pequeñas "picaduras" en el cuerpo que afectan. Puede observarse generalmente en superficies con poca o casi nula corrosión generalizada. Ocurre como un proceso de disolución anódica local donde la pérdida de metal es acelerada por la presencia de un ánodo pequeño y un cátodo mucho mayor.
4. **Corrosión intergranular:** Es la que se encuentra localizada en los límites de grano, esto origina pérdidas en la resistencia que desintegran los bordes de los granos.

5. **Corrosión por esfuerzo:** Este tipo de corrosión se presenta cuando el material está sometido a cierto esfuerzo en un ambiente corrosivo lo que ocasiona que el material se rompa o fracture. Una vez que aparece esta corrosión las únicas formas de prevenirla es degradando los esfuerzos sobre el material, controlando las condiciones del ambiente aplicando una protección catódica.

6.- **Corrosión dulce:** En el caso actual en estudio, se discutirá sobre el tipo ocasionada por CO_2 .

Corrosión por dióxido de carbono (CO_2)

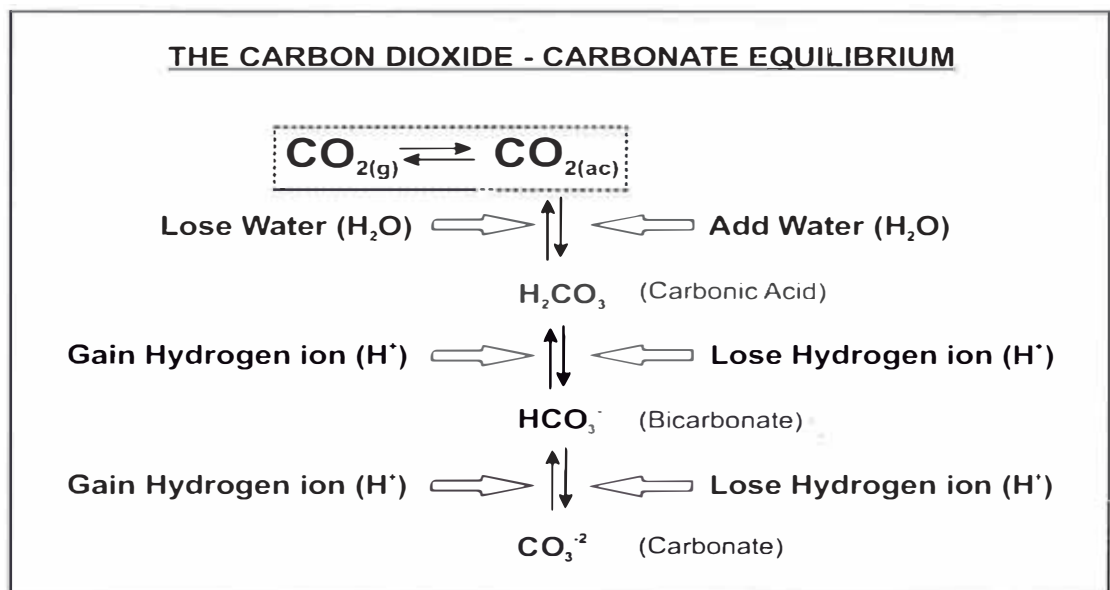


Figura N° 6: Corrosión por Dióxido de Carbono

El dióxido de carbono (CO_2) disuelto en el agua corroe el acero al carbono. En la industria petrolera esta corrosión es encontrada con más frecuencia en pozos de agua, en los que el dióxido de carbono está presente. Si el vapor de agua condensa en las

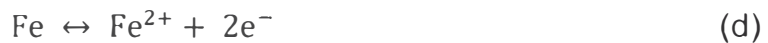
tuberías o líneas de flujo, el ácido carbónico formado produce corrosión por picaduras en el metal expuesto.

La corrosión por CO₂ conocida como corrosión dulce, es común en sistemas de transporte de gas que contenga dicho elemento en presencia de agua. El mecanismo bajo el cual opera se puede subdividir en las siguientes etapas:

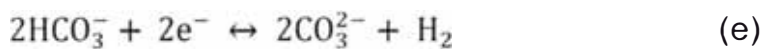
Etapas I: El CO₂ se disuelve en presencia de agua para formar ácido carbónico, el cual se disocia en dos etapas: la formación de iones Bicarbonatos y la subsecuente formación de iones carbonato:



Etapas II: En esta etapa ocurren dos reacciones simultáneas: la disociación (oxidación) del hierro,



y la combinación de estos electrones producidos con el ión bicarbonato producido en la ecuación (b),



Etapas III: La combinación de iones carbonatos producido en las ecuaciones (c) y (e) con el ión ferroso de la reacción (d) para formar carbonato de hierro.



El carbonato de hierro obtenido como producto de corrosión precipita, depositándose sobre la superficie del metal, donde forma una capa que va proporcionando cierto grado de protección al acero

contra una mayor corrosión. Esta capa retarda la velocidad de corrosión cuando no es removida (debido a la acción del flujo) de la superficie del metal.

De acuerdo con estudios y las observaciones realizadas y basado en la configuración del ataque corrosivo en la superficie del metal, en el estado del producto de corrosión y en la tasa de corrosión, clasifican el **mecanismo de corrosión por CO₂** dentro de tres tipos básicos:

TIPO I: La corrosión es homogénea, ocurre a temperaturas menores de 60 °C (140 °F), en donde la disolución del hierro no es muy alta, pequeñas cantidades de FeCO₃, se forman en la superficie, pero este tiene poca capacidad de adhesión y es arrastrado de la superficie del metal por el fluido en movimiento, pasando a la solución. La mayoría de los carbonatos en este rango de temperatura son estables a un pH por encima de 5, de esta manera los carbonatos formados en solución de pH menor de 5 no contribuyen a la formación de una película estable sobre la superficie del metal.

TIPO II: La corrosión es localizada, se define para temperaturas intermedias cercanas a los 100 °C (212 °F), en este rango de temperaturas se produce la mayor tasa de corrosión, y se observa picaduras en el metal. Simultáneamente, comienza el crecimiento de cristales de FeCO₃, sobre la superficie del metal. creándose sitios de alta y baja

densidad electrónica, de esta manera la capa de FeCO_3 , será heterogénea de lento crecimiento y porosa, los poros presente actúan como sitios anódicos en el proceso de corrosión, proporcionando corrosión localizada.

Tipo III: Ocurre a temperaturas relativamente altas, superiores a los $150\text{ }^\circ\text{C}$ ($302\text{ }^\circ\text{F}$), la corrosión disminuye por la formación de una capa delgada, compacta y adherente de FeCO_3 . La velocidad de disolución del hierro y la velocidad de formación del FeCO_3 son altas, de tal manera que la nucleación de cristales de FeCO_3 sobre la superficie es rápida y uniforme. Esto nos indica que la corrosión por CO_2 es controlada por la rápida formación y lenta disolución de esta capa protectora.



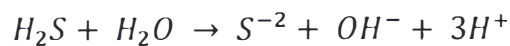
Figura N° 7: Muestra de corrosión por CO_2

7.- Corrosión agria o acida: Ocasionada por el H₂S, la corrosión general por H₂S se presenta en menor proporción que la causada por CO₂, ya que la capa de sulfuro de hierro (FeS) formada por los aceros en este ambiente tiene características semiprotectoras. Sin embargo, bajo ciertas condiciones, esta capa es catódica y forma una cupla galvánica con el metal base, generando un severo ataque localizado.

Existen dos mecanismos mediante los cuales se produce la corrosión por H₂S en aceros al carbono y de baja aleación. El primero, ocurre a temperatura ambiente, donde la humedad juega un papel importante:



ó



El segundo mecanismo ocurre a temperaturas superiores a los 200°C y no interviene el agua. Se representa de la manera siguiente:



- a. Corrosión H₂S se llama Corrosión ácida o agria
- b. H₂S + H₂O + Fe = FeS (sulfuro de hierro) + H₂ + H₂O

- Pirotita FeS
- Pirita Fe_2S_2
- Greigite Fe_3S_4
- Mackinawite Fe_9S_8

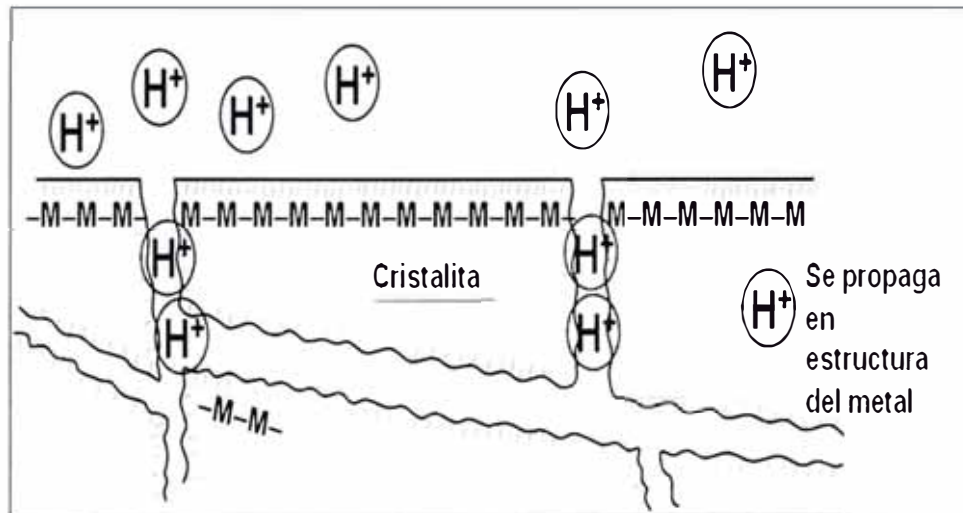


Figura N° 8: Diagrama por corrosión H_2S

Puede ocurrir una fractura o una ampolla. El sulfuro de hidrogeno es un veneno indeseado, generalmente produce fracturas o ampollas.

I.- Definición de inhibidor

Un inhibidor es una sustancia que retarda ó decrece una reacción química. De otro modo, un inhibidor es una sustancia, la cual cuando es añadida a un medio ambiente, retarda la velocidad de ataque del medio ambiente sobre un metal. Los inhibidores de corrosión normalmente se añaden en pequeñas cantidades a los ácidos, aguas de enfriamiento. vapores. etc. ya sea en forma continuada o en forma periódica.

Es necesario incluir el mecanismo de inhibición en la definición de un inhibidor de corrosión debido a que la inhibición es acomplejada por uno ó más mecanismos. Algunos inhibidores retardan la corrosión por **ADSORCION** hasta formar una película invisible de algunas moléculas de espesor; otros forman precipitados visibles los cuales recubren el metal y lo protegen del ataque. Otro mecanismo común consiste en causar la corrosión del metal por combinación de la adsorción y los productos de corrosión para formar una capa pasivante. También se puede incluir en la definición que, son aquellas sustancias que cuando son añadidas a un medio ambiente, retardan la corrosión pero no interactúan directamente con la superficie del metal. Este tipo de inhibidor es la causa favorable para formar precipitados protectores, removiendo los agentes agresivos del medio.

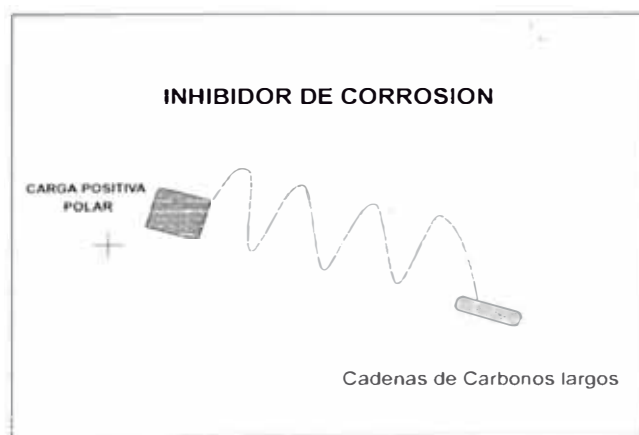


Figura N° 9: Diagrama de inhibidor de corrosión

En el presente estudio se refiere a un inhibidor de corrosión preparado por tratamiento térmico y

reacción de los productos : A) aldehído alfa, beta-etilénicamente insaturado, B) una poliamina orgánica; a una temperatura de por lo menos 170 grados °C y por un tiempo de alrededor de 10 minutos a 48 horas, los cuales son suficientes para proveer un incremento en la estabilidad térmica de al menos unos 25 grados °C en comparación con la estabilidad térmica del producto de reacción antes del tratamiento térmico.

"Un inhibidor comercial es realmente un producto que contiene varios componentes", un componente es el verdadero activo que inhibe, que es muy a menudo una amina, un solvente, y a veces un dispersante, emulsionante u otro adicional para mejorar ciertas propiedades físicas del producto". Inhibidores de corrosión son aplicados al sistema en lotes o en forma continua, en concentraciones de 10 ppm a 100 ppm, que dependiendo de la severidad del fluido corrosivo. En nuestro caso el tratamiento químico es agregado continuamente.

La composición del inhibidor se puede comprender mejor con la fórmula siguiente:

$$\begin{aligned}
 \text{Inhibidor de Corrosión} &= \text{compuesto activo} + \text{Solvente genérico} & (3) \\
 \text{Compuesto activo} &= \text{productos bases} + \text{Otros} & (4) \\
 \text{Otros} &= \text{Solvente seleccionado, aditivos} & (5)
 \end{aligned}$$

FAMILIA	REACCION DE PRODUCTOS DE MATERIAS PRIMAS	USO GENERAL
Amide	Tall Oil Fatty Acid - Diethylenetriamine	Filming Inhibitors
Amidoimidazoline	Crude Tall Oil Fatty Acid - Diethylenetriamine	Water soluble and oil soluble inhibitors
Amidoimidazoline	2 Tall Oil Fatty Acid - Tetraethylenepentaamine	Water Soluble and oil soluble Inhibitors
Amidoimidazoline	2 Tall Oil Fatty Acid - Diethylenetriamine	Water Soluble and oil soluble Inhibitors
Ammonium Chloride Bis- Quaternary Amine	2 Dimethylalkylamine- Dichloroethylether	Water Soluble Inhibitors, Biocides
Ammonium Chloride Bis- Quaternary Amine	Dimethylalkylamine -Alkylpyridine- Dichloroethylether	Water Soluble Inhibitors, Biocides
Ammonium Chloride Quaternary Amine	Dimethylalkylamine -Benzylchloride	Water Soluble Inhibitors, Biocides
Ammonium Chloride Quaternary Amine	Alkylpyridine- Benzylchloride	Water Soluble Inhibitors
Ammonium Chloride Quaternary Amine	Alkylpyridine- Benzylchloride	Water Soluble Inhibitors
Ammonium Chloride Quaternary Amine	Alkylpyridine- Benzylchloride	Water Soluble Inhibitors
Dimer-Trimer Acid	Dimer-Trimer Fatty Acid	Filming Inhibitors
Dimer-Trimer Acid	Dimer Trimer Fatty Acid	Filming Inhibitors
dimer-Trimer Acid	Dimer Trimer Fatty Acid	Filming Inhibitors
Di-Tri Imidazoline	Dimer-Timer Acid - Diethylenetriamine	Filming Inhibitors
Ethoxylated Amide	Crude Tall Oil Fatty Acid – Diethylentriamine Amide Ethoxylated	Water Soluble Inhibitors
Ethoxylated Amine	Primary Tallow Amine Ethoxylated	Used as a surfactant for water Soluble Inhibitors
Fatty Acid	Tall Oil Fatty Acid	Used in manufacturing of imidazolines or amides
Imidazoline	Tall Oil Fatty Acid -Diethylenetriamine	Water Soluble Inhibitors
Imidazoline	Tall Oil Fatty Acid - Tetraethylenepentaamine	Water Soluble and oil soluble Inhibitors
Polyamide	Tall Oil Fatty Acid - blend of 40% dimer- 60% Trimer Acid	Used in manufacturing of imidazoline and filming inhibitors
phosphate ester		Filming
phosphate ester		Filming
pyridine residue		Filming

Tabla N° 1: Materias primas de Inhibidor de Corrosión

	R	
1 ^a	-CH ₂ (CH ₂) ₅ CH ₃	1b
2 ^a	-CH ₂ (CH ₂) ₇ CH ₃	2b
3 ^a	-CH ₂ (CH ₂) ₉ CH ₃	3b
4 ^a	-CH ₂ (CH ₂) ₁₁ CH ₃	4b
5 ^a	-CH ₂ (CH ₂) ₁₃ CH ₃	5b
6 ^a	-CH ₂ (CH ₂) ₁₅ CH ₃	6b
7 ^a	-CH ₂ (CH ₂) ₆ CH ₃ =CH ₂ (CH ₂) ₇ CH ₃	7b

Estructura molecular de las 1-(2-hidroxi-etil)-2-alkil-imida-zolinas **1a-7a** y sus correspondientes precursores amidicos **1b-7b**

Figura N° 10: Estructura molecular de un inhibidor de corrosión

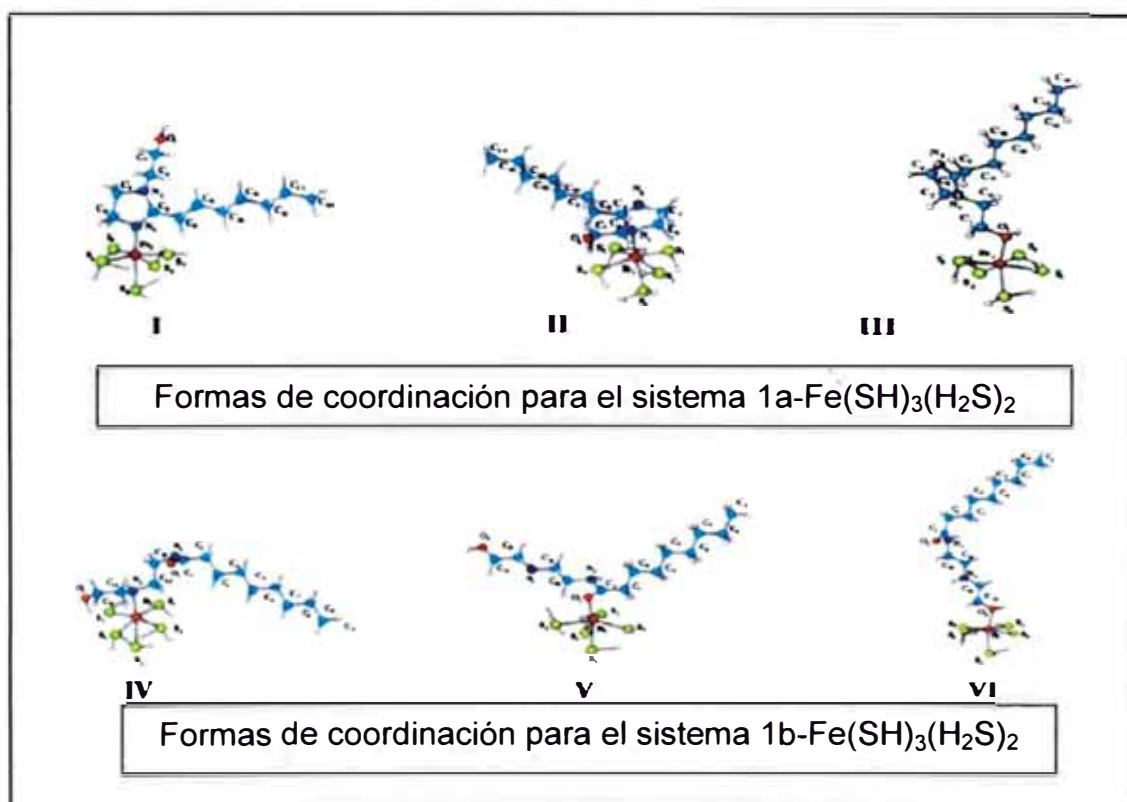


Figura N° 11: Formas de coordinación en un inhibidor de corrosión

J.- Teorías de la inhibición química

Adsorción química

La mayoría de los inhibidores forman algún tipo de película en la superficie protegida del metal. La primera capa formada puede que esté fuertemente enlazada por una carga eléctrica análoga a una reacción química. Este tipo de enlazamiento se llama **QUIMIOSORCION**. Las fuerzas físicas más débiles de enlazamiento también están involucradas, especialmente durante la deposición de capas subsecuentes de la película.

Mojabilidad en petróleo

Algunos inhibidores orgánicos pueden formar películas que son suficientemente gruesas para ser visibles. Estas películas muy a menudo son repelentes del agua o del aceite. Los hidrocarburos presentes en la formulación del inhibidor ó en los fluidos del sistema que está siendo tratado son capaces de humedecer al inhibidor adsorbido debido a su naturaleza **LIPOFILICA** de las cadenas largas de hidrocarburos presentes en la molécula del inhibidor. Reemplazando o repeliendo al agua de la superficie del metal, la capa de petróleo es capaz de formar una barrera física al igual que la pintura. Otra acción es la reducción del paso de corriente eléctrica desde y hasta la superficie del metal causada por la resistencia ohmica de la película adsorbida.

Pasivación de la superficie

La Pasivación ocurre cuando bajo las condiciones de oxidación una fina película inestable llega a formarse, disminuyendo marcadamente el ataque anódico en la reacción de corrosión. La corrosión resistente que resulta de esta interacción, imparte al metal características de **NOBLE**. Los inhibidores inorgánicos anódicos tales como los **CROMATOS**, usualmente son más capaces de producir pasivación que los inhibidores catódicos. Los inhibidores pasivadores tales como los cromatos forman películas ó precipitados complejos los cuales son un "colchón" para la superficie metálica.

Características físicas de los inhibidores de corrosion

1. Solubilidad

Todos los inhibidores de corrosión líquidos pueden ser clasificados según su solubilidad y dispersibilidad en agua y aceite. Estas características son importantes por varias razones. Algunas técnicas de tratamiento utilizan el inhibidor diluído con un solvente apropiado (agua, petróleo crudo, kerosene, etc.) antes de su aplicación. Un inhibidor es considerado soluble en un solvente si la mezcla inhibidor-solvente se mantiene clara. Un inhibidor es considerado dispersable en un solvente si se mantiene disperso aún a una moderada agitación. La cantidad del solvente es casi

siempre igual o mayor que la cantidad del inhibidor. La dispersión del inhibidor en el solvente se puede romper rápidamente (en menos de un minuto). Esto es una dispersión temporal. Un inhibidor que se mantiene uniformemente dispersado en un solvente es un "inhibidor dispersable". Dependiendo de la formulación del inhibidor, las propiedades pueden combinarse como lo mencionado antes. Por ejemplo un inhibidor puede ser parcialmente soluble y parcialmente dispersable en un solvente específico.

2. Forma

La mayoría de los inhibidores que se usan en la industria del petróleo son líquidos. Su densidad puede variar desde 7 hasta 12 libras por galón dependiendo de la naturaleza química del inhibidor, su sistema de solvente y su tipo de aplicación. El tipo de solvente debe ser diseñado de tal forma que no alcance el punto de congelamiento cuando se aplica en condiciones frías del campo. El producto también deberá ser un líquido estable con mínima pérdida de vapor cuando se someta a condiciones calurosas de campo. Los inhibidores líquidos normalmente están disponibles en cilindros de 55 galones de capacidad. Los inhibidores líquidos también pueden ser encapsulados en un recipiente soluble en agua y sumergidos en el fondo

donde poco a poco se disuelven a la temperatura de fondo del pozo.

3. Compatibilidad con otros productos químicos

Ordinariamente no existe ningún problema respecto de la compatibilidad de un inhibidor de corrosión con otros productos químicos cuando éstos están presentes en pequeñas concentraciones. Sin embargo en algunos casos, dos ó más productos pueden reaccionar entre sí, anulando su efectividad. Muchos productos químicos que se aplican en los campos de producción de petróleo no son compatibles con los inhibidores de corrosión debido a la variación del tipo de solvente, tipo de química (aniónico, catiónico), etc. En la actualidad, muchos inhibidores de corrosión no son compatibles entre ellos mismos. Una investigación debe realizarse cada vez que se vaya a aplicar una mezcla de productos químicos.

4. Características para formar emulsiones

Debido a la naturaleza de superficie activa de la mayoría de los inhibidores de corrosión, las emulsiones pueden formarse en un sistema crudo-agua. Algunas de estas emulsiones rompen rápidamente mientras que otras son extremadamente estables y prácticamente imposibles de romper. La inclusión de un demulsificante en la formulación de un inhibidor

de corrosión no es garantía contra la formación de emulsiones estables. Los fluidos producidos de cada campo deben ser probados para tener la seguridad que no se formarán emulsiones estables con la aplicación de un inhibidor de corrosión específico. Una simple prueba de botella incluyendo petróleo y agua, se realiza con el fin de determinar las propiedades de formación de emulsión.

5. Degradación térmica

Los inhibidores de corrosión tienen límites de temperatura encima de las cuales pierden su efectividad y frecuentemente cambian su composición química. Esta temperatura puede variar para cualquier inhibidor dependiendo de la presión, presencia de agua, y otras condiciones. Un típico ejemplo es para una sal ácido-amina. A condiciones atmosféricas, esta sal se decompondrá hasta producir agua y una amina y lo hará a 160 ° F - 190 ° F (70 ° C - 87 ° C). Sin embargo este producto puede ser usado en pozos de petróleo en presencia de agua sin una aparente degradación térmica. Los inhibidores según su estructura química pueden ser estables a un rango de temperatura entre 200 ° F - 600 ° F (93 ° C - 315 ° C).

6. Procedimiento de pruebas

Prueba estática: La pérdida de peso de un cupón de corrosión de acero dúctil después de un

período de exposición en una solución inhibida es comparada con los resultados obtenidos en una solución no inhibida de agua sintética. En el caso de inhibidores solubles en agua, el agua salada es inhibida previamente.

Prueba de la rueda : La prueba de la rueda consiste en la pérdida dinámica de peso del cupón, entre un cupón que sumergido en el fluido de prueba es rodado en la rueda a una revolución prefijada(rpm) y a una temperatura por un período de tiempo. Este cupón es el llamado "Blanco" o de "Control". En el sistema. usando la misma técnica una concentración conocida de inhibidor es usada. Al final de la prueba , la pérdida de peso del cupón es evaluada.

Pruebas de flujo : El método de recirculación dinámica es deseable cuando se desea simular las condiciones de flujo de campo. Algunos de los parametros de control son la velocidad del medio corrosivo, la relación crudo-agua, la temperatura y la concentración de los gases disueltos. Las variables que pueden ser evaluadas son el tipo de medio corrosivo, la concentración del inhibidor, el efecto de la corrosión sobre el espécimen y el tipo de tratamiento. Este tipo de prueba de flujo permite evaluar la formación de película filmica en comparación con la prueba estática. Asimismo permite correlacionar los resultados entre las

pruebas de laboratorio y las de campo en ambos medios : corrosión dulce y corrosión agria.

Prueba del ion de cobre: En la prueba del ión de cobre, un cupón suspendido de un cable de vidrio es sumergido en una solución al 5% de cloruro de sodio por cinco minutos. Seguidamente, el cupón se sumerge en una solución de kerosene al 1% del inhibidor de prueba también por cinco minutos. Después el cupón es transferido a una solución de sulfato de cobre al 10% permaneciendo allí hasta que la deposición de la película de cobre se note. Las pruebas generalmente se realizan a temperatura ambiente. El tiempo (en segundos) en que aparece el platinado de cobre sobre el cupón es un indicativo del inhibidor de parar la corrosión.

Prueba de "side-stream": Las pruebas también se realizan en el campo monitoreando la corrosividad del fluido y la efectividad del inhibidor en presencia de varios inhibidores, usando un medidor de resistencia de polarización lineal.

K.- Aplicación de los inhibidores de corrosión

Pozos de petróleo y gas

Existen muchas técnicas para aplicar los inhibidores de corrosión en pozos de petróleo y gas. Todas ellas tienen un objetivo común : el formar una película en el metal en un medio

corrosivo y renovando esta película periódicamente (tratamiento tipo "batch") ó continuamente (tratamiento continuo), ó la combinación de ambos. El tipo de inhibidor y el tipo de tratamiento está dictado por el tipo de equipamiento del pozo. Si el pozo tiene la tubería sentado en el "packer", entonces la recirculación entre la sarta y el "casing" anular es imposible. Muchos pozos que no tienen "packers" pueden hacer posible la recirculación. Los pozos fluyentes presentan la situación de modo diferente que los pozos por levantamiento artificial por gas o por bombas electrosumergibles.

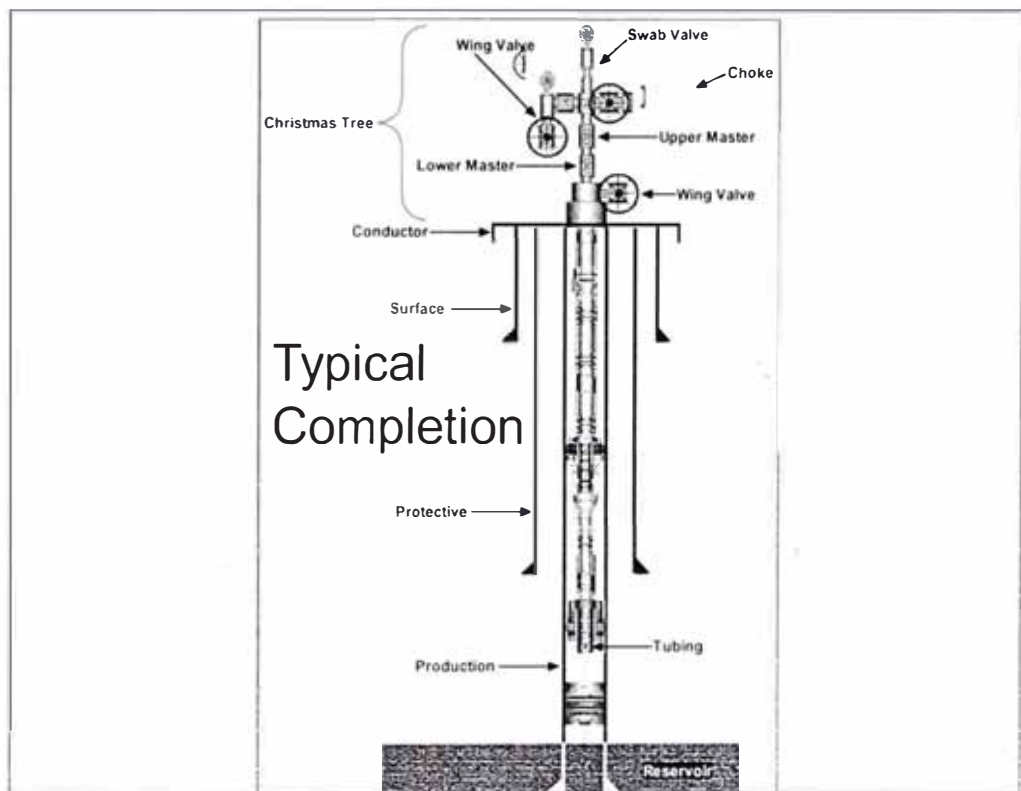


Figura N° 12: Completación Típica de un pozo productor

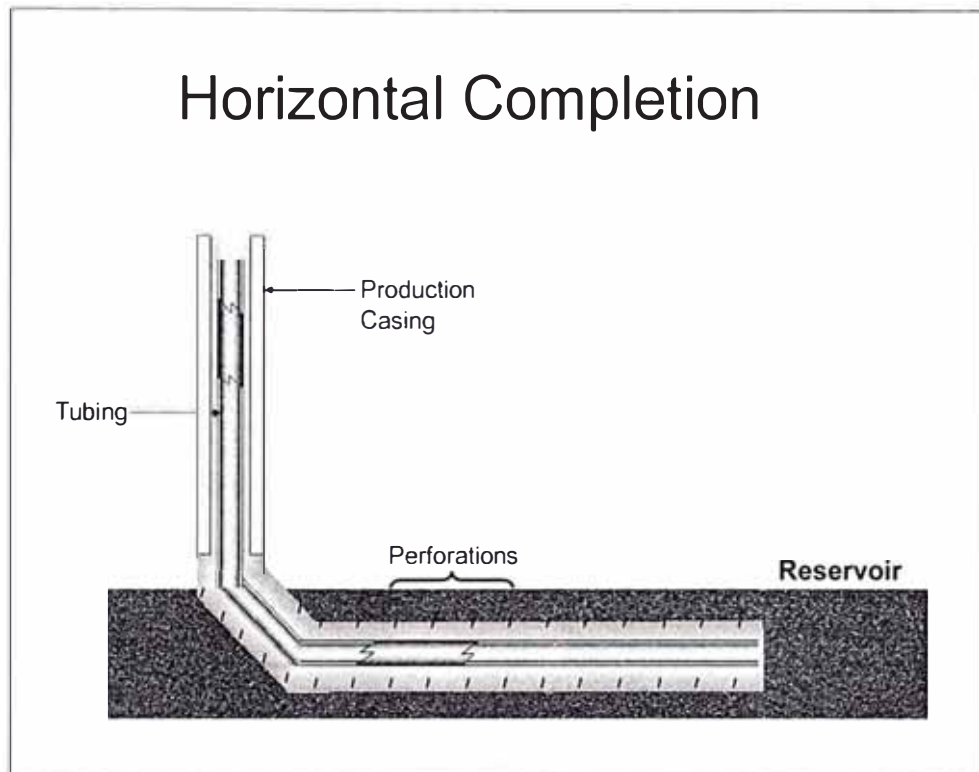


Figura N° 13: Completacion horizontal

L.-Selección de inhibidores de corrosión en los campos

La selección de un inhibidor de corrosión está primeramente dictada por la naturaleza del sistema a tratar y por el método de aplicación. Esto se basa normalmente en algunas pruebas adicionales a la experiencia de campo. Para desarrollar una metodología de Selección de Inhibidores de Corrosión , los factores que han tenido que ser considerados fueron

- Concentración óptima del producto
- Persistencia y Estabilidad fílmica
- Comportamiento de partición
- Compatibilidad con otros productos

Un estudio paralelo, efectuado por el Dr. Richard Finley (Champion Technologies, Inc.), demostró el efecto de los siguientes factores en la velocidad de corrosión principalmente por ataque de dióxido de carbono:

Efecto del pH

Una relación existente se comprobó entre la presión parcial del dióxido de carbono y el pH; mientras más bajo el pH, la velocidad de corrosión se incrementará. El efecto fue más pronunciado para valores de pH debajo de 3.8. Cualquier presencia alcalina de bicarbonatos influye en el incremento del pH. De este modo, con un incremento en el pH, la velocidad de corrosión disminuirá debido a la menor disponibilidad de iones de hidrógeno y la subsecuente disminución de la velocidad de la reacción de reducción del hidrógeno. La presencia de "buffers" naturales en las aguas de formación también tiende a alterar la velocidad de corrosión, limitando la disminución del pH debido a la disociación del ácido carbónico (H_2CO_3). Altos valores del pH reducen la solubilidad del carbonato de hierro; dando la posibilidad para la formación de una película protectora.

Efecto de la presión parcial del dióxido de carbono

La corrosividad del agua está parcialmente relacionada con el contenido de dióxido de carbono disuelto, que a su vez depende de su presión parcial. La velocidad de corrosión de aceros al carbono aumenta con el incremento de la concentración del dióxido de carbono, debido al decaimiento del pH en la solución y el incremento de la velocidad de la reacción de reducción del ácido carbónico. Los estudios iniciales en los años 40, se basaban en las observaciones del comportamiento de la presión parcial del dióxido de carbono que fue el mayor parámetro que controlaba la corrosión. Más tarde, quedó claro que otros muchos parámetros influenciaban sobre la corrosión por CO₂.

Efecto de la temperatura

La temperatura actúa sobre la corrosión por CO₂ a través de:

- Incremento de la velocidad de corrosión debido a la reacción de reducción del ácido carbónico,
- Por efecto de la disminución de la solubilidad del CO₂, y
- La formación de CO₃Fe como producto de corrosión. De Waard y Milliams, fundamentaron que a la velocidad de corrosión es aplicable una dependencia de la temperatura debajo de los 60 °C.

El laboratorio Ikeda realizó un trabajo más consistente fundamentando una temperatura dependiente de la velocidad de corrosión máximo entre los 100 °C y 120 °C, encima de la cual la corrosión decrecía. Las velocidades se reducían encima de los 120°C dando como resultado una película densa, espesa y apretada formada por una uniforme nucleación y precipitación de los cristales de carbonato de hierro sobre la superficie del metal.

Efectos del ambiente

Corrientemente en los procesos industriales, es aconsejable cambiar las variables del proceso. En este caso, una de las más frecuentes preguntas es: ¿Qué efectos tendrá tal cambio en la velocidad de corrosión?. En los siguientes párrafos, algunas de las más comunes variables ambientales serán tratadas en base a los conceptos desarrollados anteriormente.

Efecto de agentes oxidantes

La mayor parte de la corrosión observada en la práctica se da en condiciones en que la oxidación del hidrógeno para dar agua es una parte necesaria del proceso de corrosión. Por esta razón los agentes oxidantes son con frecuencia potentes aceleradores del proceso de corrosión. Aunque pueden acelerar la corrosión de unos materiales, pueden en cambio retardar la que se produzca en otros mediante

formación de óxidos en superficie o absorción de capas de oxígeno que las hacen resistentes a los ataques químicos. Ejemplos de agentes oxidantes:

- El oxígeno es el mejor oxidante que existe debido a que la molécula es poco reactiva (por su doble enlace) y sin embargo es muy electronegativo, casi como el flúor.

Efecto del par galvánico

En muchas aplicaciones prácticas, el contacto de materiales disímiles es inevitable. En procesos complejos y arreglos de tubería; metales y aleaciones diferentes están en contacto dentro del medio corrosivo. Los efectos del par galvánico serán vistos al detalle posteriormente y se mencionan brevemente a continuación. Consideremos una pieza de zinc sumergido en una solución de ácido clorhídrico y en contacto con un metal noble tal como el platino. Como el platino es inerte en este medio, este tenderá a aumentar la superficie en la cual la evolución del hidrógeno puede ocurrir. Seguidamente, la evolución del hidrógeno ocurre mucho más rápidamente en la superficie del platino que en el de zinc. Estos dos factores aumentan la velocidad de la reacción catódica y consecuentemente aumentan la velocidad de corrosión del zinc. Notar que este efecto del par galvánico en esta situación es virtualmente idéntico a la adición de un oxidante a la solución corrosiva. En ambos casos, se aumenta la velocidad de

consumo de electrones y por ende la velocidad de disolución del metal. Es importante mencionar que un par galvánico no siempre aumenta la velocidad de corrosión de un material dado; en algunos casos disminuye la velocidad de corrosión. Estos casos especiales serán discutidos en un capítulo posterior.

Efecto de la velocidad del flujo

Altas velocidades de flujo normalmente dan altas velocidades de corrosión, afectando tanto a la polarización por activación (prevención o destrucción de la capa filmica), como a la polarización por concentración (incremento del transporte del CO_2 a la superficie del metal). Cuando la corrosión por CO_2 tiene lugar sin la presencia de la película de carbonato de hierro, altas velocidades de flujo dan como resultado bajos niveles de corrosión debido a la remoción de las películas de carburo de hierro. Las morfologías de corrosión del tipo "mesa" y "picaduras" están básicamente asociadas con el flujo de régimen turbulento y a una condición de la saturación con el carbonato de hierro.

5.2.3 Definición de términos en deshidratación de crudo, emulsión e inhibidores de emulsión

Demulsificante: Mezcla de compuestos surfactantes en un sistema de solvente, formulado para desestabilizar una emulsión particular.

Sobretratamiento: El exceso de Demulsificante puede provocar la estabilización de la emulsión o cambiar sus propiedades.

Slugging compound: Rompedor total, slug o knockout. No genera sobretratamiento a ninguna dosis.

BS: Comúnmente se refiere al contenido de emulsión, aun cuando en el proceso de venta se emplea como el total de sedimento.

PPM: Dosis de Demulsificante, equivale a Galón de químico por cada millón de galones de fluido o de petróleo tratado.

% De Agua Libre: La API la define como la cantidad de agua sedimentada en cinco minutos.

Caída de agua: Drop Water o velocidad de sedimentación. Es el volumen de agua separada en un tiempo dado, después de aplicar un tratamiento químico.

Tiempo de residencia: Tiempo de permanencia de un fluido o sus componentes en un punto del proceso.

Interfase: área de contacto entre dos fases.

Mojabilidad: afinidad de un compuesto por una de las fases en contacto.

BSW: contenido de sedimentos y agua de la muestra de petróleo.

Surfactante: compuesto capaz de modificar la tensión interfacial existente en el área de contacto entre dos fases.

Tensión Interfacial: Es la tensión límite entre dos líquidos o entre sólido y líquido. Corresponde al trabajo necesario para crear un centímetro cuadrado de nueva interfase.

Estabilidad de una Emulsión: Resistencia de ésta a ser separada en sus componentes. Entre menor sea la tensión interfacial mayor será su estabilidad.

Molécula hidrofílica: Altamente polar soluble en agua.

Molécula hidrofóbica: No polar soluble en aceite.

Molécula bipolar: Posee simultáneamente características hidrofílicas e hidrofóbicas, una en cada uno de sus extremos.

A.- Definición de emulsión

Sistema heterogéneo compuesto de al menos dos líquidos inmiscibles, uno de los cuales se encuentra disperso, (fase dispersa), dentro del otro, (fase continua o externa), en forma de pequeñas gotas.

Características:

- Son termodinámicamente inestables.
- No son espontáneas son generalmente inducidas.
- Su estabilidad está íntimamente ligada a la relación de volumen y características químicas de sus componentes.
- Su complejidad es tan variada que dos pozos adyacentes pueden tener diferentes tipos de emulsión.

B.- Componentes de una emulsión

Una emulsión estable está formada por:

- Dos líquidos inmiscibles, en nuestro caso petróleo y agua.
- Un agente emulsionante, molécula bipolar que en concentraciones de PPM es capaz de reducir la tensión interfacial y estabilizar la emulsión.
- Una fuente de energía externa que fomenta la dispersión de las gotas. Su presencia en el sistema es la responsable de la estabilización de la emulsión, estos pueden estar presentes en :
 - El agua: sólidos dispersos como arenas, productos de corrosión y/o de incrustación.
 - El petróleo: hacen parte de la composición del hidrocarburo, su composición es tan variada como los tipos de crudo que puedan existir.

C. Agentes emulsionantes presentes en el petróleo

- Esta amplia gama incluye Resinas, Asfáltenos, Parafinas, Ácidos y sales Nafténicas.
- En general son moléculas orgánicas complejas. Usualmente condensados de anillos aromáticos que contiene cadenas lineales o ramificadas de carbonos saturados y anillos nafténicos. Algunas veces contienen átomos de oxígeno, nitrógeno y/o azufre.
- La presencia de vanadio y/o níquel aumenta la bipolaridad de la molécula y por ende su poder emulsionante.
- La naturaleza de la emulsión depende en gran medida del tipo de agente emulsionante presente.

D. Factores de estabilización

- Temperatura: alta temperatura favorece la dispersión de las gotas, la intensidad de la agitación y el carácter hidrofílico del agente emulsionante.
- PH: valores alcalinos incrementan su estabilidad.
- Salinidad del agua: situaciones de extrema salinidad tanto alta como baja promueven su estabilidad.
- Volumen y tamaño de las gotas dispersas: Menor número de gotas y gotas más pequeñas tendrán mayor concentración de Surfactante y una película más resistente.
- Edad de la emulsión: Emulsiones almacenadas en tanques o PITS son más estables por la oxidación del agente emulsionante o por la formación de nuevos agentes al contacto con el aire.
- Densidad y viscosidad de la fase continua: en los crudos pesados la emulsión es usualmente más estable.
- Tipo de agente emulsionante presente: sus propiedades químicas rigen la estabilidad de la emulsión.
- Agitación: su intensidad genera el grado de dispersión y distribución del agente emulsionante.

E.- Origen de emulsión

- La emulsión se origina en los puntos de alta agitación cuando los demás componentes están presentes.

- En el proceso de producción existen múltiples puntos donde se puede provocar la agitación o forzar el íntimo contacto de los elementos necesarios para su estabilización.

F. Tipos de emulsión

De acuerdo con la fase externa o continua esta se clasifica en:

- Directa W/O: en la cual la fase externa o continua es el petróleo y la fase dispersa es el agua.
- Inversa O/W: en estas la fase continua es el agua y la fase dispersa es el petróleo.
- Pueden existir simultáneamente incluso como complejas W/O/W.

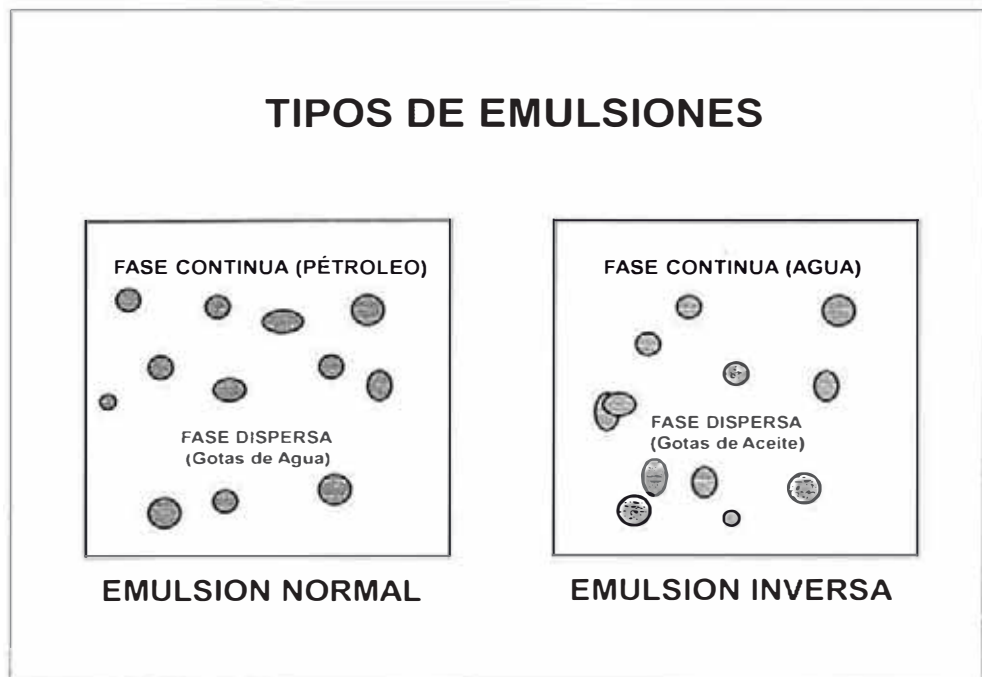


Figura N° 14: Tipos de Emulsión

G.- Mecanismos de estabilización

La gota dispersa es rodeada completamente por el agente emulsionante provocando:

- Una disminución de la tensión interfacial.
- Una barrera física que impide el contacto entre las gotas.
- Un campo electrostático que genera repulsión de las gotas.
- La estabilización de la emulsión se genera por uno o por la combinación de los anteriores mecanismos, dependiendo del agente emulsionante presente.
- El grado de alineación de las moléculas del emulsionante en la interfase rigen el efecto de disminución de la tensión interfacial.

H. Demulsificante

- Pueden ser descritos como agentes de actividad superficial de alto peso molecular, con características químicas definidas que promueven la desestabilización de un sistema estable aceite-agua.
- Su acción está centrada en el proceso de desestabilización de la emulsión.

I. Proceso de desestabilización

La desestabilización de una emulsión encierra dos pasos definidos como:

- Floculación: Es el aglutinamiento de partículas similares, normalmente dentro de un líquido. Esta es reversible.
- Coalescencia: Es la combinación de las partículas, para generar un aumento en su tamaño y originar su separación de la fase que las contiene.

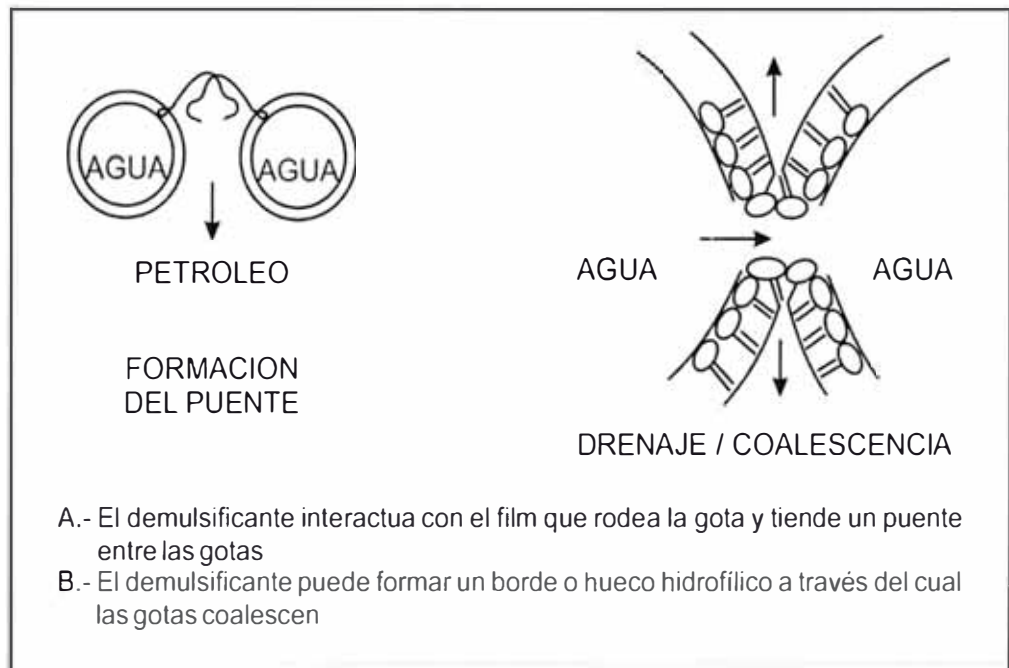


Figura N° 15: Proceso de Desestabilización

J. Métodos para tratar emulsiones

- Sedimentación por gravedad
- Calentamiento
- Desmulsificación química
- Coalescencia eléctrica

Estos métodos pueden ser usados individualmente o en combinación.

Sedimentación por gravedad

El tiempo necesario para que las gotas de agua sedimenten es influenciado por la diferencia de densidades que existen entre el agua y el petróleo, por la viscosidad del petróleo, por el tamaño y condición de las gotas de agua.

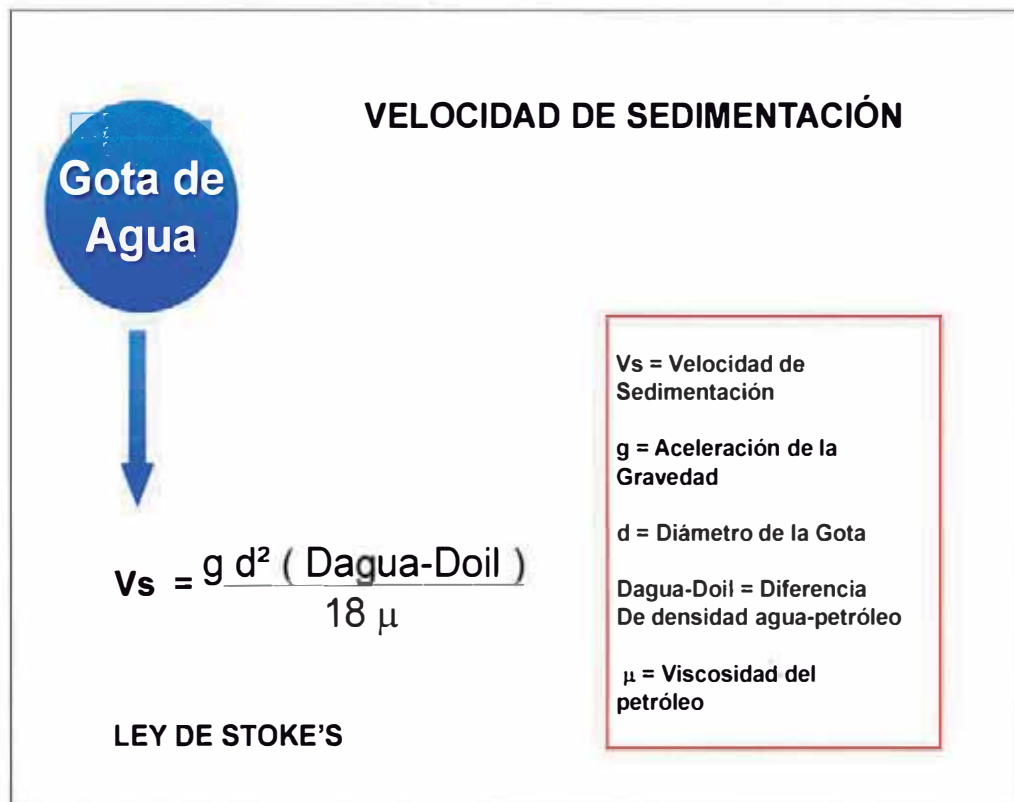


Figura N° 16: Velocidad de Sedimentación

Las turbulencias que podrían generarse aumentan el tiempo necesario para que las gotas de agua sedimenten.

El tiempo de sedimentación puede variar considerablemente de un sistema a otro, porque son influenciados por una serie de factores.

Las pruebas de botella combinada con la experiencia y los datos teóricos pueden ayudar a hacer una buena estimación del tiempo requerido para la sedimentación.

Principios de la separación por gravedad del agua y petróleo.

El principio básico que rige la separación por gravedad del agua y del petróleo es la ley de stokes, el que provee una explicación de cómo las gotas de agua dispersas (emulsiones) precipitan separándose de la fase crudo.

La velocidad limite constante que alcanzan las gotas de agua, pueden ser calculados por la ecuación de stokes.

$$v_t = \left\{ g(\Delta\rho_{ow})D^2 / 18\mu \right\}$$

Donde:

Vt : es la velocidad limite a la cual sedimentan las gotas de agua en cm/sec.

D :diámetro de las gotas de agua, en cm.

$\Delta\rho_w$: diferencia de densidades entre el agua y el petróleo, en gr/cm^3 .

μ : Viscosidad dinámica del aceite, en poises.

G : constante de la gravedad, 981.5 cm/s^2

Conclusiones que se deducen de la ecuación de Stokes

La velocidad de sedimentación de las gotas de agua es influenciada linealmente por la diferencia de densidades entre el agua y el petróleo. A mayor diferencia la velocidad límite será mayor.

La velocidad límite también es influenciada por la viscosidad del petróleo. Cuanto menor es la viscosidad, la velocidad límite será mayor.

Considerando el cuadrado del diámetro de las gotas de agua, cuando más grandes sean el tamaño de las gotas, están sedimentaran más rápidamente al fondo del tanque.

De lo anterior se podría deducir que el tamaño de las gotas es el factor más importante, sin embargo en el caso de petróleos pesados, los factores que más influyen son las propiedades físicas, es decir la diferencia de densidades entre el agua y el petróleo y la viscosidad del petróleo.

Limitaciones de la ecuación de Stokes

Estrictamente hablando, la ecuación de Stokes solo es válida cuando las gotas de agua dispersas en el petróleo son como una esfera rígida sólida. Cuando no se toma en cuenta esta consideración, la deformación de las gotas de agua influye negativamente porque añaden mayor superficie para el empuje de dichas gotas.

La ecuación también se aplica solo cuando el número de Reynolds, calculado con las gotas de agua esféricas, es menor de 2, que corresponde a un flujo laminar.

La ecuación también se aplica a sistemas estáticos, en aquellos recipientes donde se presentan velocidades horizontales y verticales, ayudaran favorablemente a la sedimentación de las gotas de agua.

El menor diámetro de las gotas de agua en el que cumple la ecuación de stokes es 3 micrones y el mayor de 100 micrones.

Calentamiento

El calor asociado a una adecuada agitación del crudo emulsionado, permiten que las gotas coalescan y sedimenten.

El calor influye de diversas maneras, para resolver las emulsiones:

- Reduce la viscosidad del petróleo, haciendo que las gotas sedimenten más rápidamente.
- Debilitando y rompiendo la película interfacial por expansión del agua.
- Aumenta la movilidad molecular de las gotas de agua, aumentando por ende la oportunidad de colisionar y coalescer.
- Desactiva los agentes emulsionantes y mejora la acción de los productos químicos.
- Aumenta la diferencia de densidades del agua y del petróleo y por tanto disminuye el tiempo de sedimentación.

El excesivo calentamiento es caro y a su vez puede causar las pérdidas de los componentes más livianos del petróleo por evaporación.

K.- Propiedades de un buen demulsificante

- Alta actividad superficial.
Esta genera una rápida migración del demulsificante a la interfase. El principal obstáculo en la demulsificación es el agente emulsionante, el cual se encuentra concentrado en la interfase

de las gotas, por lo que el proceso de demulsificación ocurre en la interfase.

- Debe impartir una fuerte atracción entre las gotas emulsionadas.

Una vez en la interfase el demulsificante debe generar la coalescencia como resultado del incremento de las fuerzas de atracción entre las gotas.

En algunos casos esta atracción es suficiente para resolver completamente la emulsión.

- Debe tener suficiente habilidad para desestabilizar el film que rodea las gotas.

Después de la floculación las gotas solo están separadas por el film que las rodea. La desaparición del film crea la coalescencia de las mismas, incrementando rápidamente su tamaño y generando su separación inmediata.

Demulsificantes con deficiencias en este aspecto, generan la acumulación de emulsiones no resueltas en las interfases de los diferentes equipos. Generando resultados cíclicos.

- Debe tener la capacidad de dispersar los sólidos, los cuales generalmente se encuentran en la interfase de las gotas.

En estos casos el demulsificante debe formar un film alrededor del sólido generando su afinidad por una de las fases, es decir debe cambiar la mojabilidad de los sólidos. Los cuales se dispersaran en la fase acuosa.

Parafinas o sólidos orgánicos deben ser dispersados en la fase aceite.

L. Composición de un demulsificante

- Usualmente este es la mezcla de dos o más demulsificantes intermedios en un solvente aromático.
- Históricamente los primeros demulsificantes comerciales fueron los ácidos grasos y jabones mezclados con sales inorgánicas.
- Posteriormente se emplearon derivados de ácido sulfónico y sales de amonio, así como sulfonatos, alkanolamidas incluyendo sus esteres. Dosis por encima de 1000PPM fueron usadas.
- Las caídas en el precio y el descubrimiento de las propiedades hidrofílicas del óxido de etileno generaron una nueva línea de productos. Posteriormente se encontró que el óxido de propileno incrementaba la solubilidad del demulsificante en aceite.
- En la actualidad todos los demulsificantes son derivados de alcoholes, ácidos grasos, aminas grasas, glicoles y resinas producto de la condensación de alquilfenol-formaldeído. Todos estos tienen en común la presencia de hidrógenos reactivos, los cuales son utilizados para enlazar las diferentes cantidades de óxido de etileno y/o propileno.
- La variedad de compuestos oxialquilatados permite a los químicos y formuladores ajustar el grado de solubilidad en aceite o agua de un Demulsificante. Esta solubilidad en combinación con la estructura molecular dada imparte al

Demulsificante su habilidad para funcionar con diferentes tipos de crudos.

- Los desemulsificantes son compuestos de alto peso molecular, que tienen agentes activos, los cuales son similares en naturaleza a los detergentes y agentes humectantes.
- Los óxidos de etileno y propileno se usan en la producción de ácidos etoxilatos, alcoholes y alkyl-fenol.
- Los oxialkylatos son convertidos en compuestos de alto peso molecular por reacción de una o más compuestos de diácidos orgánicos, diepoxidos, aldehídos y otros.
- Últimamente los desemulsificantes son poliesteraminas, obtenidos por la policondensación de:
 - Copolimero epon (resina epoxica)
 - una amina oxialquilada
 - un ácido dicarboxílico.

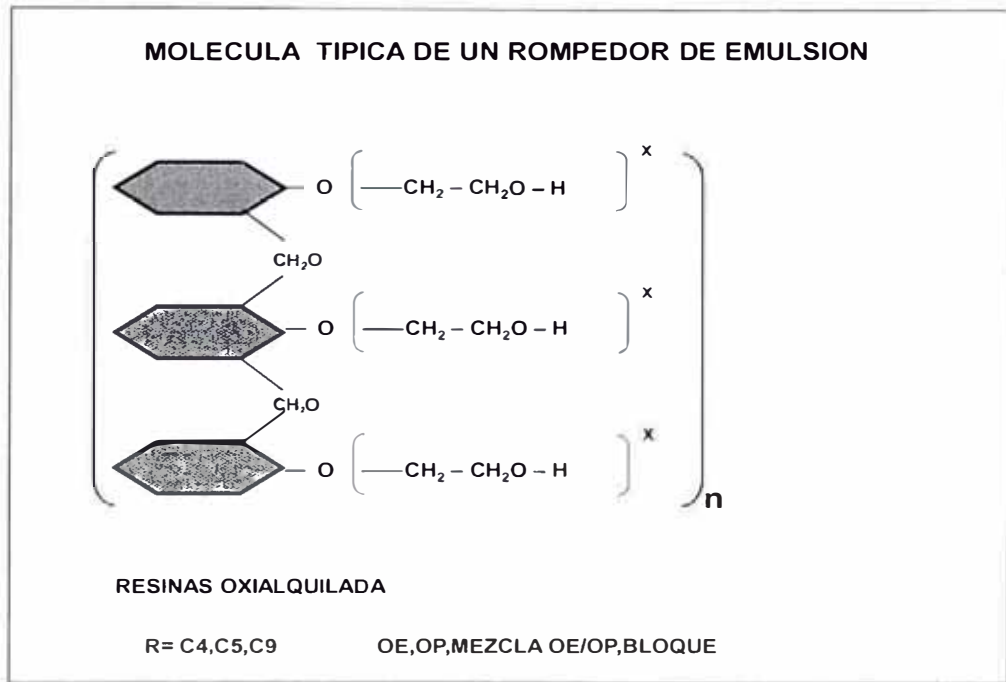


Figura N° 17: Molécula Típica de un rompedor de Emulsión

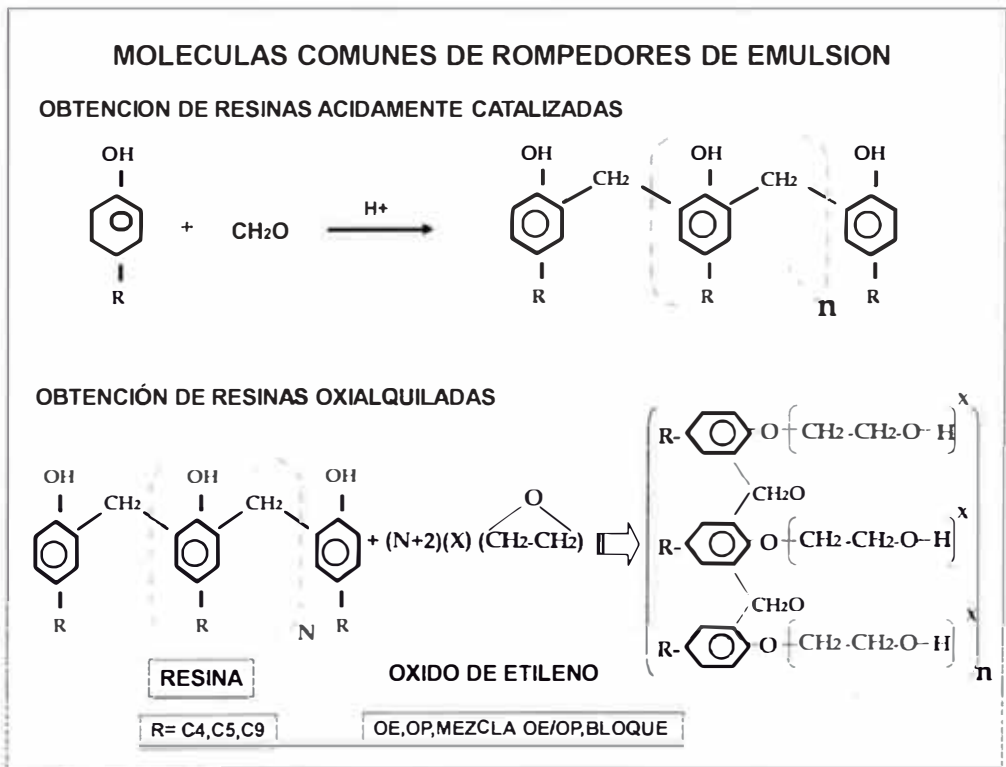


Figura N° 18: Moléculas comunes de rompedores de Emulsión

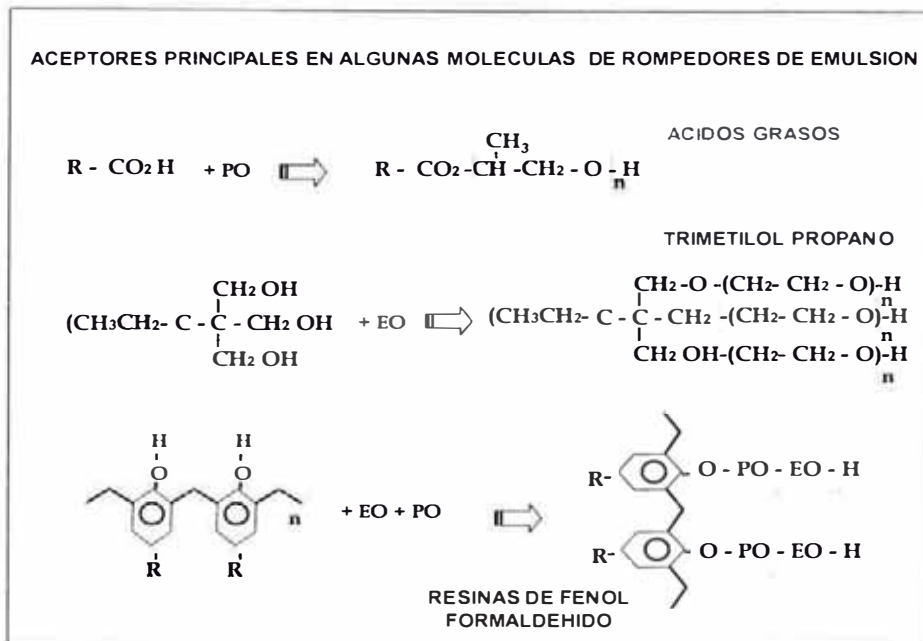


Figura N° 19: Aceptores principales en algunas moléculas de rompedor de Emulsión

PROPIEDADES DE LAS BASES DESMULSIFICANTES	
FAMILIA GENERICA	CUALIDADES EN EL TRATAMIENTO
RESINAS ETOXILADAS	FUERTES HUMECTANTES AL AGUA. CAIDA RAPIDA DE GOTAS DE AGUA Y BUENA PERFORMANCE GENERAL DE TRATAMIENTO SOBRE UNA GAMA VARIEDAD DE CRUDOS.
ESTERES DE POLIOLES	RAPIDA BRILLANTEZ DEL CRUDO. PUEDEN PRESENTAR CAIDA LENTA DE AGUA Y ENLODAMIENTO. SUSCEPTIBLES AL SOBRETAMIENTO.
SULFONATOS	PERFORMANCE GENERAL MEDIOCRE. NO TIENDEN AL SOBRETAMIENTO. BUENOS AGENTES HUMECTANTES

Figura N° 20a: Propiedades de las bases desmulsificantes

PROPIEDADES DE LAS BASES DESMULSIFICANTES	
FAMILIA GENERICA	CUALIDADES EN EL TRATAMIENTO
POLIGLICOLES Y POLIOLES	RAPIDA CAIDA DE GOTAS DE AGUA. BUENA PERFORMANCE GENERAL . NO PREDISPONEN A ENLODAMIENTO PERO PUEDEN DAR ALTO % EMULSION. SENSIBLES A LA AGITACION
ESTERES DE RESINAS	MUY SOLUBLES EN PETROLEO. PUEDEN EXHIBIR TRATAMIENTO COMPLETO. LOS MAS SOLUBLES EN AGUA SON EXCELENTES DETERGENTES. BUENOS AGENTES HUMECTANTES Y PARA TRATAMIENTO DE INTERFASES
DIEPOXIDOS	CAIDA RAPIDA DE GOTAS DE Y BUENA PERFORMANCE GENERAL. DESHIDRACION FINAL BUENA (SECADO)
ELASTOMEROS	CAIDA RAPIDA DE GOTAS DE AGUA Y BUENA PERFORMANCE GENERAL, EN ALGUNOS CASOS TRABAJAN SOLOS

Figura N° 20b: Propiedades de las bases desmulsificantes

FACTORES CRITICOS EN EL PROCESO DE DESMULSIFICACION	
• CALOR:	INCREMENTA LA FRECUENCIA DE COALICION DE LAS GOTAS DE AGUA REDUCE LA VISCOSIDAD DE LA FASE ACEITE INCREMENTA LA SOLUBILIDAD DE LOS AGENTES EMULSIONANTES. INCREMENTA EL DIFERENCIAL DE GRAV. ESP. AGUA/ACEITE.
• DEMULSIFICANTE:	SELECCIÓN APROPIADA
• AGITACIÓN:	MEJORA DISPERSION DEL DESEMULSIFICANTE. MEJORA FRECUENCIA DE COALICION DE GOTAS
• TIEMPO DE RETENCIÓN:	FAVORECE SEPARACION DE FASES Y COALESCENCIA

Figura N° 21: Factores Criticos en Demulsificacion.

M.- Métodos de aplicación de un demulsificante

Los demulsificantes pueden ser adicionados a la emulsión en cualquier punto desde el fondo del pozo hasta los tanques de almacenamiento. Sin embargo este puede ser dividido en cuatro tipos de aplicación:

Tratamiento pozo abajo

- Se produce una mezcla intensa.
- A altas temperaturas del fondo.
- Se produce un contacto químico antes que la emulsión se estabilice.
- Reduce la viscosidad, reduciendo las emulsiones, reduciendo las presiones y aumentando la producción.

Tratamiento en líneas de flujo

Es una práctica usual inyectar el desmulsificante en la cabeza del pozo. Empero, el uso de muchos inyectores inicialmente puede ser costoso, así como el mantenimiento.

Tratamiento en planta

El punto de inyección común es antes de los separadores.

No existe una regla para elegir el mejor punto de inyección. Cada sistema debe ser evaluado para determinar cuál es el mejor punto de inyección de la química.

Tratamiento por batch o lotes

Aplicado en tratamiento con problemas puntuales de crudo, inyecta el producto a una dosis alta en un tiempo corto.

N.- Prueba de planta

Las pruebas de planta en la evaluación de los desmulsificantes, seleccionados previamente en las pruebas de botella, persiguen los siguientes objetivos.

- Obtener petróleo en especificaciones comerciales, a un costo y dosis más competitivo que el producto en uso.
- Obtener un agua con menor arrastre de crudo.
- Evitar problemas operacionales por incompatibilidad con otros productos químicos.
- Alcanzar razonable rango de tratamiento de tal forma que las fluctuaciones de la producción puedan ser manipuladas apropiadamente.

Una prueba de planta debe empezarse con una dosificación realista del producto en evaluación, para ir luego reduciendo buscando que el sistema mantenga el equilibrio.

O.- Proceso de deshidratación

- El principal objetivo es obtener un petróleo bajo las especificaciones dadas de contenido de agua, usualmente por debajo de 1%.
- El proceso consiste en la separación paso a paso y en algunos casos simultáneos de los componentes del fluido.
- El diseño del mismo depende de las fases presentes en el fluido.
- Siendo el proceso continuo el resultado final dependerá de la eficiencia de separación de las etapas intermedias.

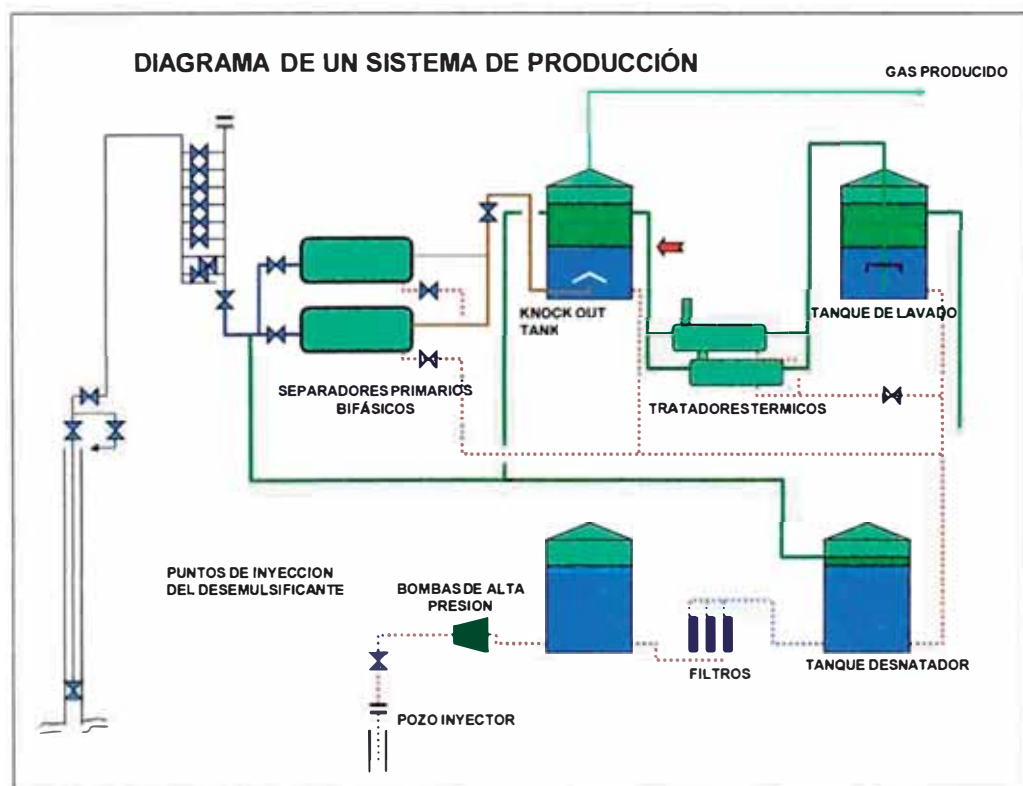


Figura N° 22: Diagrama de un Sistema de Producción

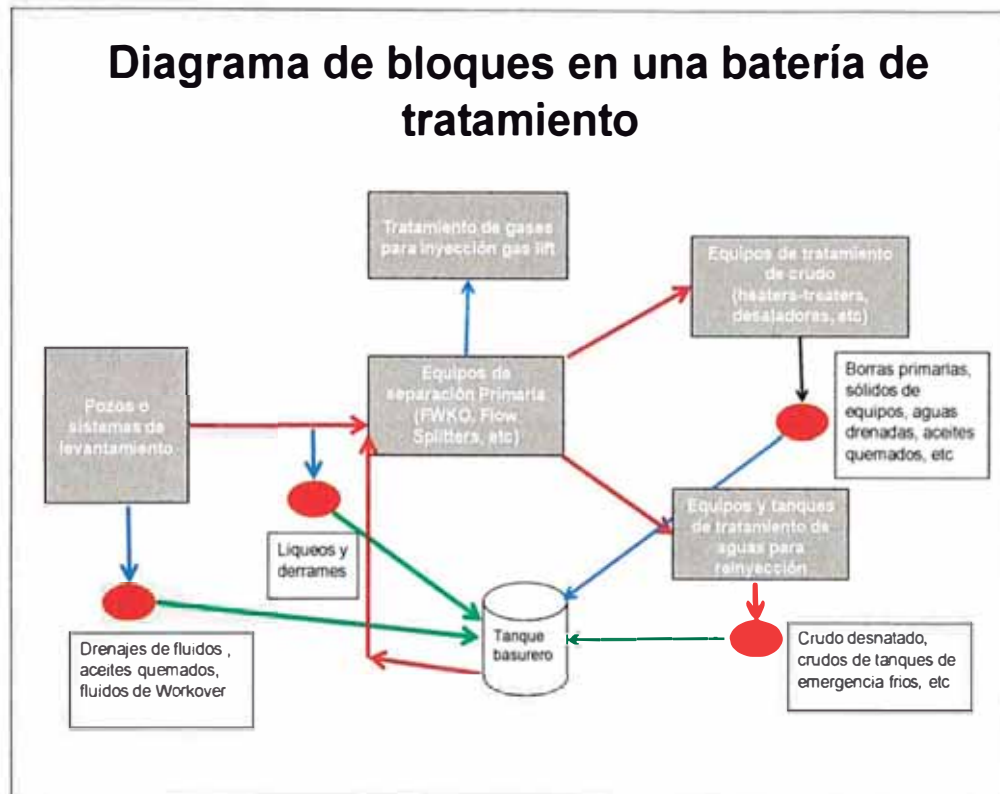


Figura N° 23: Diagrama de bloques en una batería de Tratamiento

P.- Etapas de separación

- El fluido producido es una mezcla de gas, petróleo, agua y algunas ocasiones sólidos.
- Separación gas líquido: el gas es separado de la fase líquida mediante un separador de gas. El proceso incluye caída de presión, expansión del gas, cambios bruscos de dirección del flujo mediante el choque contra barreras difusoras.
- Separación de agua-petróleo: el petróleo y el agua son separados por diferencia de densidades.
- El aumento de temperatura incrementa la eficiencia de separación.

- Equipos como tanques de lavado, tratadores térmicos y tanques de sedimentación son usados.
- Separación de sólidos: usualmente su separación ocurre en los anteriores equipos por diferencia de densidad

Q. Equipos de superficie en proceso de deshidratación

- Separadores de gas: su función es proveer gas libre de petróleo y petróleo libre de gas.

Principios de separación:

Impacto: usualmente el primer recurso en todos los separadores, se genera en el baffle de entrada, donde el fluido impacta el baffle dispersándose en gotas y reduciendo su velocidad.

Fuerza centrífuga: una fuerza centrífuga es generada al forzar el flujo de entrada a tomar un camino circular en el separador, la cual es utilizada para propósitos de separación.

Gravitación: el descenso y ascenso de las partículas más pequeñas determina la capacidad del separador.

Inercia: cuando una partícula en movimiento golpea una superficie, esta continúa moviéndose en alguna dirección, debido a la inercia, mientras que el gas se esparce alrededor de esa superficie.

- Free water knockouts- Separadores trifásicos- gas, agua y petróleo. Ver figura 24 y 25.

- Tratadores térmicos.- Adicionan calor mediante tubos de fuego. Ver figura 27 y 28
- Gun barrels o Tk. de precipitación. Ver figura 26
- Tanques de lavado. Tratamiento de lavado del crudo con agua fresca. Ver figura 29.

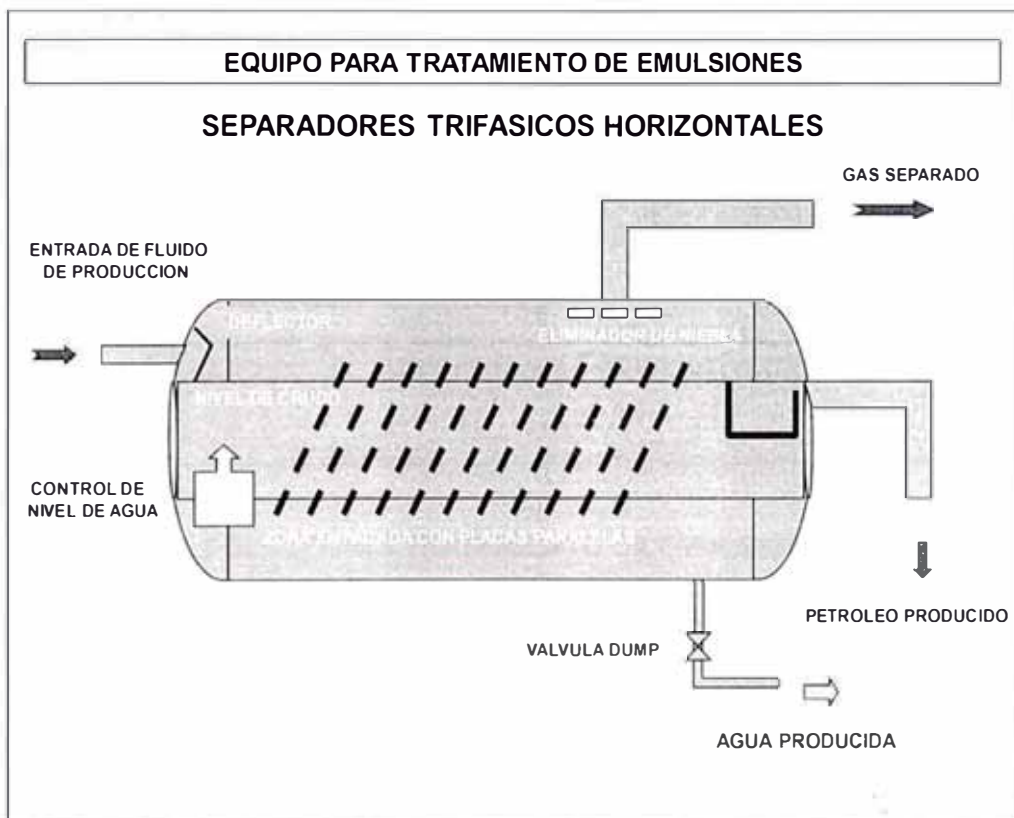


Figura N° 24 : Separadores Trifásicos

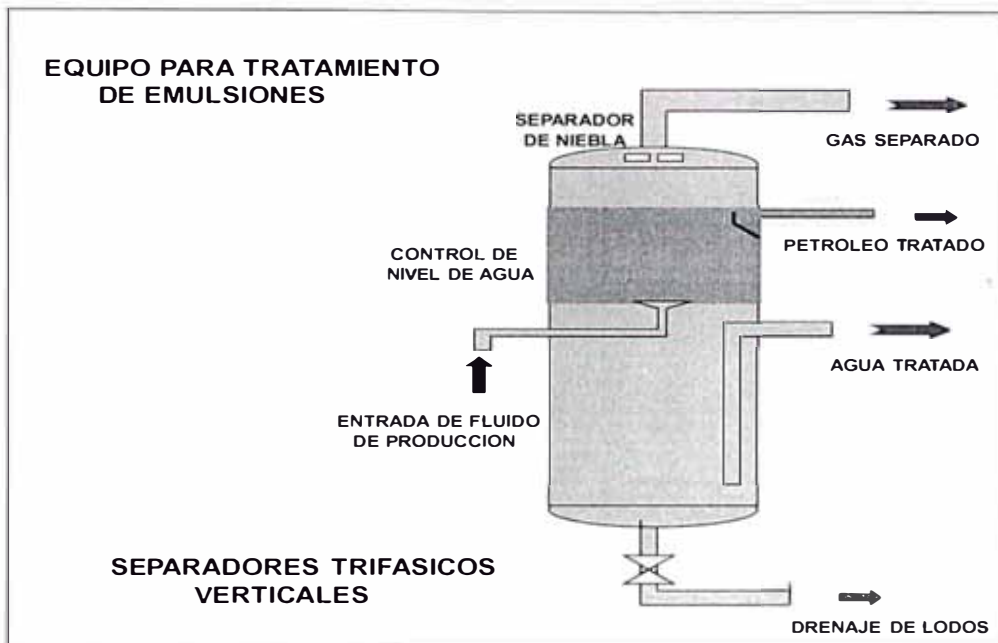


Figura N° 25: Separadores Trifásicos verticales

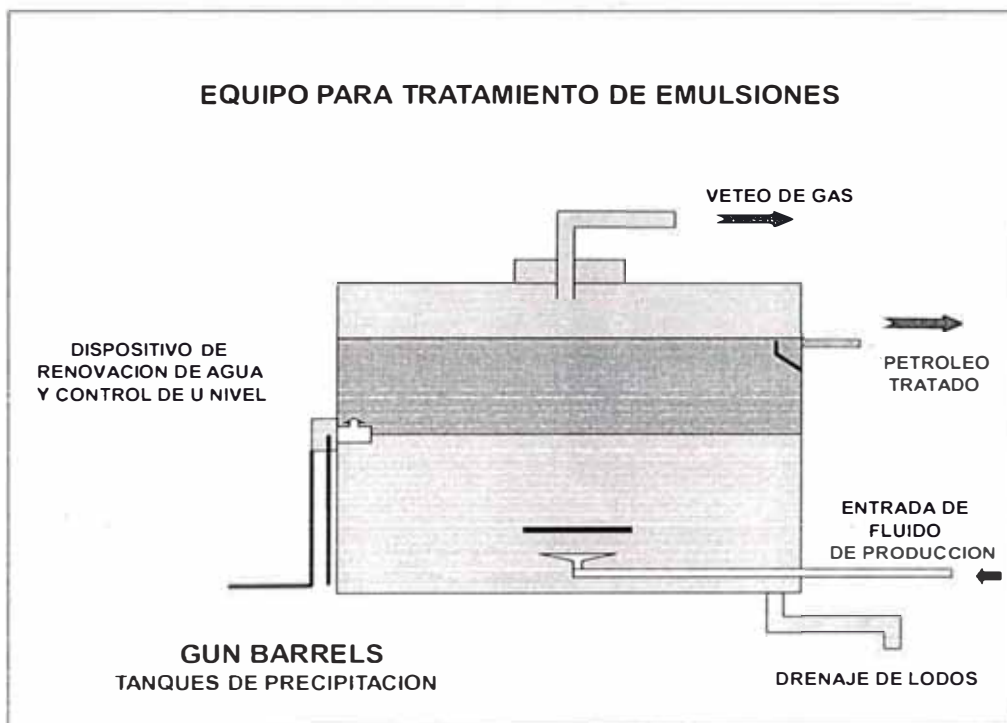


Figura N° 26: Gun Barrels

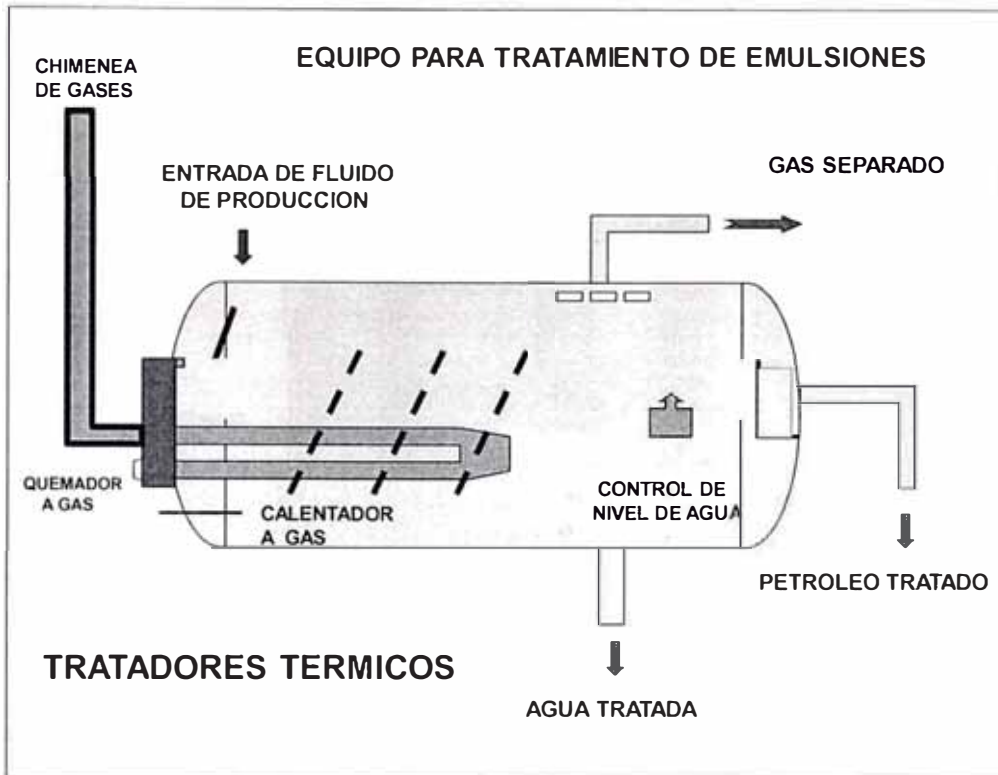


Figura N° 27: Tratadores Térmicos

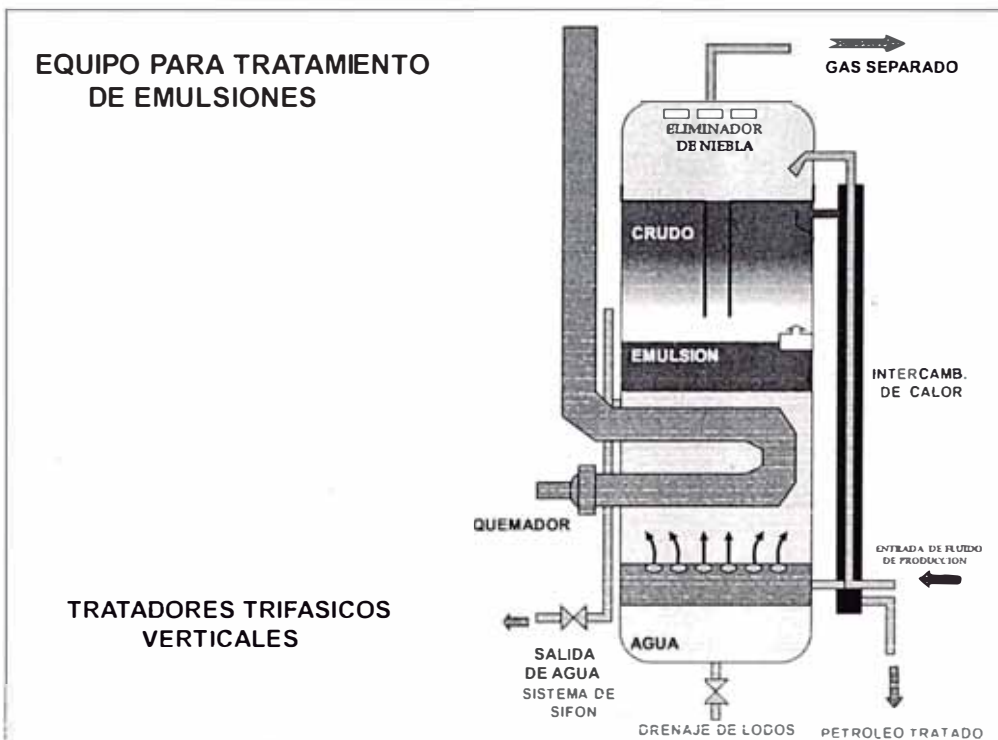


Figura N° 28: Tratadores Trifásicos Verticales

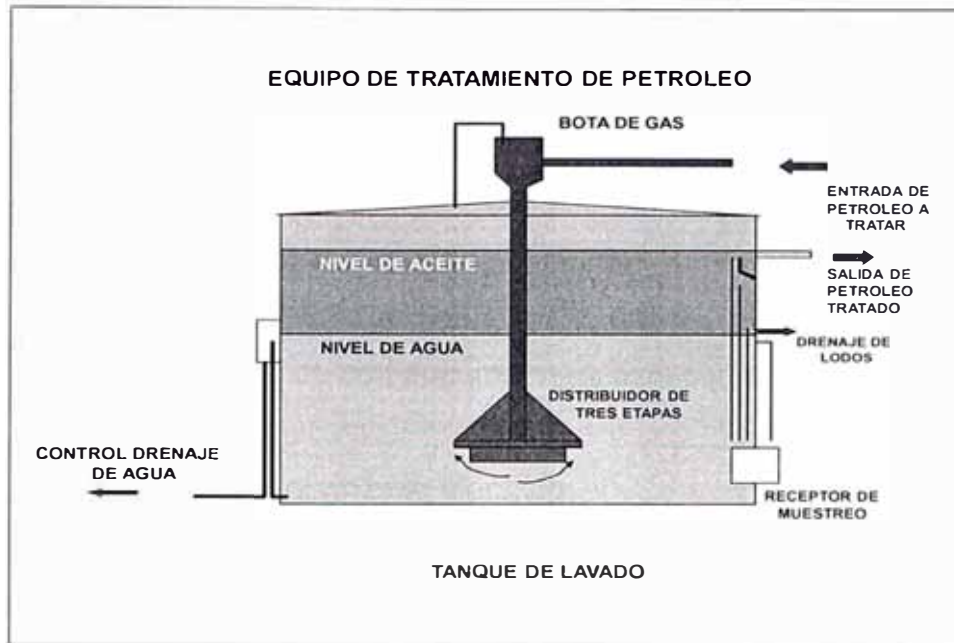


Figura N° 29: Tanque de Lavado

R. Tratamiento de deshidratación del crudo en el campo

Los tipos de tratamiento usados para la deshidratación de hidrocarburos pueden ser:

- Químico.
- Eléctrico.
- Térmico.
- Mecánico.

Usualmente solo el uso de una combinación de estos asegura un buen resultado final

Tratamiento químico

- La aplicación del químico demulsificante está encaminada a desestabilizar de alguna forma el

film que rodea la gota de agua o a neutralizar el efecto del agente emulsionante.

- Su historia comprende el uso de compuestos inorgánicos, seguido por el descubrimiento de las propiedades emulsionantes de jabones y detergentes y en la actualidad por el desarrollo de compuestos orgánicos complejos.

Tratamiento eléctrico

- Las gotas de agua son cargadas eléctricamente por inducción, cuando son sometidas a la influencia de un campo de alto potencial eléctrico. Mientras la gota permanece en el campo eléctrico esta mantiene su carga por estar rodeada de un medio no conductor.
- Las gotas eléctricamente cargadas tienden a alinearse y moverse hacia el electrodo con carga opuesta, este movimiento promueve la mutual atracción entre las gotas adyacentes, ocasionando el choque y posterior coalescencia de las gotas. Estas gotas precipitan al fondo del recipiente por efecto de la diferencia de densidad.
- Los equipos pueden ser de: corriente alterna AC, corriente continua DC o polaridad dual AC/DC.
- Equipos que aplican este principio eléctrico son los desaladores y deshidratadores.

Tratamiento térmico

- El incremento de temperatura por métodos directos o indirectos, beneficia la coalescencia de las gotas por la reducción de la viscosidad del petróleo.
- Teorías en proceso de comprobación aseguran que el incremento de temperatura trae consigo un movimiento irregular que promueve la coalescencia.
- Igualmente aseguran que la expansión de la gota durante el calentamiento, tiende a romper el film que la rodea en emulsiones poco estables.

Tratamiento mecánico

- El fluido es sometido a centrifugación mediante centrifugas industriales de más de 17000 rpm.
- Este procedimiento es poco usado por sus limitaciones de volumen y alto costo.

5.3 Evaluación y aplicación de rompedor de emulsión e inhibidor de corrosión en laboratorio y en el campo

En la Selva Norte del Perú, desde hace 25 años, se encuentra operando la Compañía Occidental Peruana, Inc. Sucursal del Perú, cuya matriz es la Corporación Occidental Oil and Gas (OOGC) de los EE. UU. de Norteamérica. En la época de realizar este Trabajo la producción de petróleo crudo era de 65,000 Bbls por día como promedio. mientras

que la de agua de formación era de 820,000 Bbls de agua promedio por día.

Para la realización de este trabajo, se eligió aquellos pozos que por la frecuencia de fallas en líneas de flujo o tubulares de producción, ameritaban tomarlos como “pilotos”, tales como: Dorissa # 1, Jibarito # 8, Forestal # 13, Capahuari Sur # 18, Jibarito # 11 y otros. La utilización de equipos paralelos de Resistencia de Polarización Lineal (Pautostat) y Velocidad de Corrosión Instantánea (Pair Meter) fueron utilizados en esta Evaluación.

En el Lote 1-AB, está en proceso de producción desde la década del 70, primero por Occidental Petroleum Corporation Inc. y desde el 2001 se transfirió a Pluspetrol Perú Corporation S.A. que continúa operando esta área, las arenas productivas son Chonta (arena más profunda) y Vivian (arena menos profunda) a 6,000 al 10,000 pies de profundidad, en nueve (9) locaciones diversas en este lote. Existen 120 pozos productores con gravedad de API diferente (crudo pesado de API de 10 a 14, crudo mediano de API de 19 a 24 y crudo liviano de API mayor de 24 a 38) , la locación que tiene crudo liviano y mediano bombean a las áreas de producción de crudo pesado para mezclar y obtener crudo más liviano al reducir la viscosidad y aumente el API para ser bombeado con mayor facilidad hacia la locación Gathering Station en Andoas para completar con el tratamiento de crudo en el proceso de deshidratación considerando 6 trenes en paralelos de tratamientos, en la cual cada tren consiste en un tratador y un desalador y finalmente bombear el crudo a tanques de reposo

cumpliendo con los parámetros de calidad de crudo para la venta.

Los parámetros de calidad de crudo de las baterías tiene un promedio de 0.05 a 1.5 de por ciento de BSW, con una sal en crudo de 10 a 80 de PTB (Libras por Mil de Barriles), al mezclar los crudos de las baterías con esos parámetros de calidad son enviados a Gathering Station para su tratamiento de deshidratación final y obtener el crudo dentro de la especificación para las ventas, menos de 10 PTB, volumen de sal y 0.5 BSW agua y sedimento.

5.3.1 Tratamiento químico en el campo de petróleo

Al principio, los productos químicos aplicados en el lote 1AB eran de cilindros de 55 galones (ver Anexo: página # 140) , recipiente de metal o plásticos, dependiendo el tipo de producto, en la década de los 80 década este lote, consumió cerca de 10,000 cilindros de 55 galones de capacidad por año, entre demulsificantes, inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustación, biocida, surfactantes, los productos químicos eran de procedencia de Houston.

En la década de los noventa después de algunas investigaciones concerniente a los contenedores químicos, aparecieron los tote tanks como una alternativa para el transporte de química, el primer tote tank fue de 275 galones de capacidad y luego fueron de 330 (Anexo: ver página # 139), hechos significativamente para una reducción de costo. Por este tiempo, cuatro compañías químicas proveían de productos químicos y servicio técnico.

En 1995 empezaron nuevos estudios sobre la reducción de costos, compañías químicas y el personal de Oxy demostraron que si la química viene en un contenedor con más capacidad, el costo de las químicas y el transporte se reduciría, esto fue alrededor del año 96, Champion Technologies Inc. ofreció la instalación de una planta de mezclado automática, donde los demulsificantes e inhibidores de corrosión eran mezclados en el lote 1-AB usando químicas concentradas el cual venía en isotanks desde Houston de 5,500 galones de capacidad (Ver Anexo: pagina # 138) y 23-26 TM de peso; en el cual el solvente era nafta y diesel para el caso de los demulsificantes proveía la empresa operadora- OXY y agua tratada para el caso de los inhibidores de corrosión que proveía Champion con una planta de tratamiento de agua.

El porcentaje de solventes fueron: demulsificantes desde 40 a 50 % de nafta y luego fue reemplazado por diesel. Para los inhibidores de corrosión fueron desde 45 % a 50 % de agua tratada.

En el 2000 empezó el estudio de reemplazar los productos diluidos por los productos concentrados que llegaban en isotanks. La primera prueba realizada en el laboratorio en Houston está relacionada con el inhibidor de corrosión (Ver Anexo: Tabla IV, V, VI, VII y VIII: paginas 126 al 129) comparando el producto concentrado versus el diluido (producto usado en ese tiempo).

La segunda prueba realizada en el campo en los pozos Jibarito # 8 y Jibarito # 11 (Ver Anexo: Tabla X y IX

respectivamente). Como resultados de las pruebas en laboratorio de Houston y en lote 1AB, decidimos en coordinación con la empresa operadora extender el uso de estos productos concentrados en todas las baterías y pozos.

El estudio de reemplazo de rompedores de emulsión diluidos se llevó a cabo en las plantas de Jibarito y Forestal, obteniendo excelentes resultados de parámetros de calidad (PTB y BSW) con los productos concentrados. (Ver Anexo: Tabla I, II y III).

Como una consecuencia de este proyecto, la empresa operadora obtuvo un ahorro de 700,000 U\$ en reducir de costos de transporte, equipos pesados, mano de obra, costos de importación y reducción de trasvase en puntos de inyección en el lote 1AB. Champion desactivó la planta de mezcla en el 2001 y desde esa fecha los productos químicos aplicados como inhibidores de corrosión y demulsificante son embalados en Tote tank de 330 galones o 275 galones.

5.3.2. Almacenamiento y distribución

Los isotanks o containers de 5,500 galones con producto químico venían en barco Yacupuma desde Houston-Iquitos por el río Amazonas y luego eran transportados por barcazas a Andoas por el río Pastaza hasta la orilla donde se encontraba los tanques de recepción de productos químicos, en ese lugar la transferencia de la química era conducida por tres bombas neumáticas hechas de acero inoxidable 316, doble diafragma hecho de teflón y especiales componentes; estos fueron localizados en la

orilla del río, la química es transferida directamente desde el isotank hacia un tanque de almacenamiento: uno de 500 galones para rompedor de emulsión y 2 tanques de 1,000 galones para inhibidores de corrosión e incrustación. Uno de estos tanques de 1,000 galones era internamente protegido con un forro de fibra de vidrio (para inhibidor de incrustación) y los otros 2 tanques con una pintura fenil epoxy llamado Engard 482 (para demulsificantes e inhibidores de corrosión).

El trasvase de los productos químicos de los tanques de recepción hacia los Tote tanks y cisterna de productos químicos se realizaba mediante bombas neumáticas. La distribución de los productos químicos desde los tanques de recepción de Andoas hacia los puntos de inyección se realiza por intermedio de camiones que llevaban en tote tanks y mediante la cisterna de 3,300 galones de capacidad (3 compartimentos: 500 galones para rompedor de emulsión, 1,000 galones de Inhibidores de incrustaciones y 1,500 galones de inhibidores de corrosión), hacia todos los puntos de todas las baterías del lote 1AB. El camión cisterna trasvasa directamente desde los compartimentos usando un dispositivo abastecedor diseñado especialmente para este propósito, el cual cumple las regulaciones de seguridad como las de medio ambiente.

En el pasado el proceso fue muy complicado, el principal paso en el proceso antiguo fue: a) cuando el isotank llegaba a Andoas una grúa lo descargaba hacia la orilla del río Pastaza, b) cargaba el isotank sobre un camión, c) descargaba el isotank cerca de la planta de mezcla, d)

cargaba el isotank a un derrape especial para mezclar con el solvente apropiado, e) descargaba el isotank desde el derrape, lo transportaba cerca de la orilla del río Pastaza, f) cargaba hacia la barcaza para transportarlo a Iquitos-Houston; todos estos pasos han sido cancelados y reemplazados por nuevos procesos descritos anteriormente. El costo del proceso logístico eran muy elevados.

5.3.3 Demulsificantes usados en este estudio

Los demulsificantes comerciales usados en esta área tienen una nafta aromática como solvente, varias investigaciones en los laboratorios han conducido hacia el uso de nuestra nafta que produce la Topping Plant como un crudo material por disolución. Después mezclaron con química sin diluir sin verse problemas. Sin embargo, durante un período largo de reserva, reacciones colaterales fueron observadas, los demulsificantes diluidos empezaron a precipitar como un sólido blanco en la parte inferior de los contenedores. Este hecho hizo que se hicieran investigaciones adicionales usando otros solventes como el diesel. La mezcla final fue estable con este tipo de solvente y la mezcla de este producto continúa, pero no por largo tiempo. Desde el uso de los concentrados empezó el uso final del producto.

Estudios dan información concerniente a la eficiencia de los demulsificantes que depende del porcentaje de activo y tipo de solvente añadido a un producto sin diluir tan bueno para la estabilidad de la emulsión.

El lote 1 AB produce aproximadamente 820,000 barriles por día de agua de formación en 220 °F. La salmuera contiene 4000 a 160,000 ppm de cloruros y 400 a 16,000 ppm de calcio. La producción tiene también de 8% a 18% de bióxido de carbono en la fase gas. Estos parámetros crean problemas de la operación para controlar la corrosión y la formación de calcita o incrustación. Los factores claves en la producción incluyen: A) alto porcentajes de agua B) la presión parcial del bióxido de carbono, C) salinidad de agua, y D) las temperaturas altas. Adicionalmente, los depósitos de parafina y asfáltenos pueden presentar los problemas hueco abajo y en la superficie.

5.3.4 Análisis y resultados de la evaluación de rompedor de emulsión en los campos de Jibarito y Forestal

CAMPO DE JIBARITO

I.- SELECCIÓN DE CAMPO:

El campo de Jibarito, produce un crudo pesado de 10 API y para ser procesado, es mezclado con crudo mediano de 24 API, inyectando en los pozos y troncales de los pozos de producción. Esta mezcla es difícil de tratar debido a la precipitación de parafinas, asfáltenos y otros componentes emulsificantes, por lo cual, el campo de Jibarito fue seleccionado para esta evaluación.

II.- TIPOS DE PRODUCTOS QUIMICOS A EVALUAR EN EL ESTUDIO Y PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS:

Los productos químicos aplicados para la determinación de la comparación son:

Producto A: diluido, uso regular

Producto B: concentrado tipo 1

Producto C: concentrado tipo 2, nuevo diseño

TABLA I A: Referencia al anexo: TABLA I

TABLA I A: PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS DE DEMULSIFICANTES EN EVALUACION

ITEM	PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS	PRODUCTO A: DILUIDO – USO REGULAR	PRODUCTO B: CONCENTRADO TIPO 1	PRODUCTO C: CONCENTRADO TIPO 2: NUEVO DISEÑO
1	FAMILIA QUIMICA	RESINA OXYALKYLATO- MEZCLA DE POLIOL ESTERES	RESINA OXYALKYLATO- MEZCLA DE POLIOL ESTERES	COMPLEJO POLIOL – MEZCLA DE RESINAS
2	% ACTIVO	48	80	75
3	SOLVENTES	NAFTA AROMATICA PESADA, XILENO, ETILBENCENO, ISOPROPANOL, ETANOL, PROPANOL	NAFTA AROMATICA PESADA, XILENO, ETILBENCENO, ISOPROPANOL, ETANOL, PROPANOL	NAFTA AROMATICA PESADA, XILENO, ETILBENCENO
4	ESTADO FISICO	LIQUIDO	LIQUIDO	LIQUIDO
5	COLOR	CLARO AMBAR	CLARO AMBAR	CLARO AMBAR
6	PUNTO DE FLUIDEZ (°F)	-30 °F	-30 °F	-30 °F
7	PUNTO DE INFLAMACION (°F)	60 °F	58 °F	90 °F
8	pH	6 – 8	4 – 6.8	4 – 6.8
9	SOLUBILIDAD	ACEITE	ACEITE	ACEITE
10	DENSIDAD . LBS GAL @ 60 °F	7.943	8.042	8.114
11	GRAVEDAD ESPECIFICA @ 60 °F	0.92 – 0.95	0.9667	0.9577 – 0.9877
12	VISCOSIDAD CPS @ 75 °F	70	140	130

III.- DESCRIPCION DE ESTUDIO:

Se planearon las pruebas de botellas en el campo de Jibarito, ejecutando esto con ambas químicas, diluidas y concentradas a diferentes concentraciones. Primero, esto corría con un producto concentrado el cual fue la base para diluir el demulsificante usado en ese tiempo, la segunda prueba fue con un nuevo demulsificante designado con una mejor performance que las pruebas anteriores. Corre la prueba asegurando la reproductibilidad. Uno de los resultados es positivo y sería conducido como la prueba de planta. Esta prueba de planta revelaría las conclusiones y características que nosotros hemos observado en la prueba de botellas acerca de la particularidad del producto, desde el demulsificante regular (diluido) que estaba en uso hasta el punto que nosotros hemos intentado para alcanzar la correlación de la prueba de botellas con el tratamiento del proceso en orden para conseguir mejor performance que el actual demulsificante.

En Abril del 2001 se empezó la prueba en planta con el primer concentrado del Producto B en la batería de Jibarito, la química fue inyectada en varios puntos, algunos de ellos en cabeza de pozo y otros a la entrada de la planta, el dosaje del demulsificante regular.

Finalmente, obtuvo resultados para el Producto A, como consumo entre el rango de 315 a 318 cuartos por día, equivalente a 186.5 ppm a 192.9 ppm, durante el periodo de Enero a Marzo del 2001.

El producto B, obtuvo consumos entre el rango entre 126.4 a 148.2 cuartos por día, equivalente a 71.2 a 75 ppm. El consumo para el Producto C fue de 122 cuartos por día equivalente a 66 ppm (Ver Anexo : Figura I).

Los datos de comparación de consumos mensuales fue tabulada desde Enero a Setiembre de 2001 (Ver Anexo: Tabla I) correspondiente al demulsificante regular designado con el Producto A, producto concentrado designado como Producto B y un producto concentrado diseñado nuevo designado como Producto C para otro tipo, todo de esta data son ploteados para un entendimiento mejor incluido la proporción del costo como una performance adicional (Ver Anexo: Figura II). Los parámetros principales son los dosajes (QTS), concentración (ppm), API, BSW y PTB.

Según los resultados, el dosaje inyectado fue cerca de la mitad de concentración relacionada a uno de los regulares, estos buenos resultados coinciden con los valores bajos de API. El producto A tiene valores aceptable con API desde 17.3 a 17 de Enero a Marzo, durante el período desde Junio a Agosto correspondiente al Producto B el API descendió desde 17 a 16.4 y se obtuvo resultados buenos y el mes de setiembre con el Producto C el API llegó a alcanzar 16.2 y los resultados fueron mejores.

El parámetro BSW (sedimentos y agua) (Ver Anexo: Figura IV), el promedio mensual fue de 0.7 a 0.8

porcentaje para el Producto A; 0.6 a 0.8 para el Producto B y 0.5 de porcentaje para el Producto C. En este caso, la cantidad del tipo de química tuvo un efecto definido como la ruptura de la emulsión en el pozo, el producto C tuvo una mejor performance acorde con los resultados de la prueba de planta, con similares condiciones del sistema.

Jibarito es un campo con formación de producción de agua, esta agua tiene un alto contenido de cloruros el cual hace más dificultoso el tratamiento, es necesario lavar el crudo con agua fresca caliente a bajas concentraciones de sal, el demulsificante C trabaja en este paso con más eficiencia que los regulares y también mucho mejor que las otras concentraciones del Producto B. El rango de los PTB's es desde 21.3 a 25.6 para producto A; de 25.9 a 33 para producto B y de 22.3 para el nuevo Producto C (Ver Anexo: Tabla I y Figura III).

IV.- ANALISIS DE COSTOS:

Según: Tabla I (anexo: página # 119), elaboramos la Tabla IB, detallada abajo, indicando la reducción de costos de tratamiento de demulsificante obteniendo con el producto B una reducción de costos de 34.5% y con el producto C una reducción de costos de 38.8%.

TABLA I B: Referencia al anexo de la TABLA I:

TABLA I B

PRODUCTO	PRECIO US\$/GAL	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL (qts/mes)	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL (cilindro de 55 galones)	COSTO MENSUAL (U\$)	REDUCCION DE COSTO MENSUAL (%)
PRODUCTO A	9.05	9390	42	20905	
PRODUCTO B	13.2	4147	18.9	13,685	34.5
PRODUCTO C	14	3660	16.6	12,782	38.8

**PRODUCTO A = 60% VOLUMEN DE PRODUCTO CONCENTRADO B +
40% DE DIESEL**

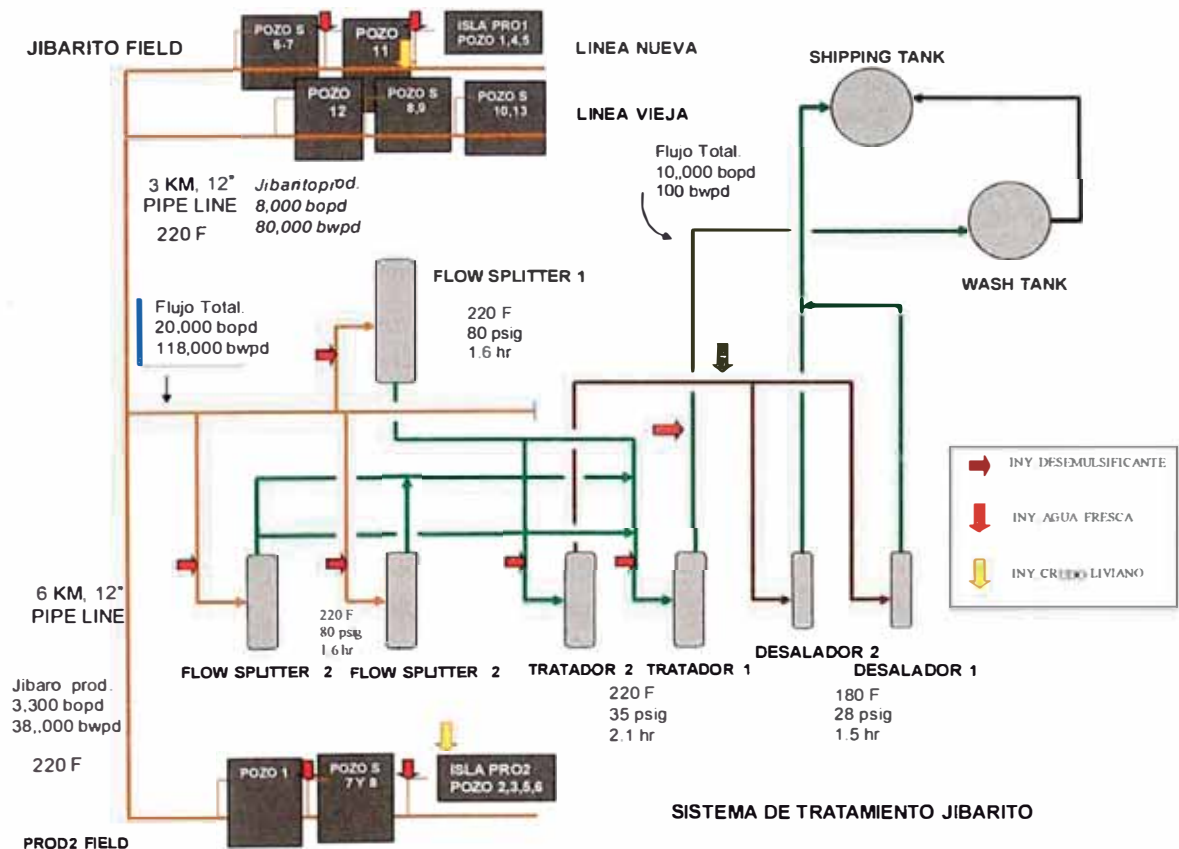


Figura N° 30: Sistema de Tratamiento en Jibarito

CAMPO DE FORESTAL

I.- SELECCIÓN DE CAMPO:

El campo de Forestal, produce un crudo mediano de 24 API y tiene alta tendencia asfaltenicas para ser procesado, el demulsificante a usar tiene que tener el poder de estabilizar los asfáltenos y que no precipite, para evitar la fuerte emulsión.

II.- TIPOS DE PRODUCTOS QUIMICOS A EVALUAR EN EL ESTUDIO:

Los productos químicos aplicados para la determinación de la comparación son:

Producto D: diluido, uso regular

Producto E: concentrado tipo 1

Producto F: concentrado tipo 2, nuevo diseño

Tabla III A: Referencia al anexo de la TABLA III

**TABLA III A: PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS
DE DEMULSIFICANTES EN EVALUACION**

ITEM	PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS	PRODUCTO D: DILUIDO – USO REGULAR	PRODUCTO E: CONCENTRADO TIPO 1	PRODUCTO F: CONCENTRADO TIPO 2
1	FAMILIA QUIMICA	RESINA OXYALKYLATO- MEZCLA DE POLI ESTERES	RESINA OXYALKYLATO- MEZCLA DE POLIOL ESTERES	POLIOL – RESINAS
2	% ACTIVO	48.6	81	75
3	SOLVENTES	NAFTA AROMATICA PESADA, XILENO, ETILBENCENO, ISOPROPANOL, ETANOL, PROPANOL	NAFTA AROMATICA PESADA, XILENO, ETILBENCENO, ISOPROPANOL, ETANOL, PROPANOL	NAFTA AROMATICO PESADO
4	ESTADO FISICO	LIQUIDO	LIQUIDO	LIQUIDO
5	COLOR	CLARO AMBAR	CLARO AMBAR	AMBAR CLARO
6	PUNTO DE FLUIDEZ (°F)	-32 °F	-30 °F	-<-0
7	PUNTO DE INFLAMACION (°F)	60 °F	58 °F	60 +- 5
8	pH	5.5 – 7	4 – 6.8	3 – 6
9	SOLUBILIDAD	ACEITE	ACEITE	ACEITE
10	DENSIDAD , LBS GAL @ 60 °F	7.866	8.103	8.10 +- 0.13
11	GRAVEDAD ESPECIFICA @ 60 °F	0.912 – 0.952	0.9424	0.9729 +- 0.015
12	VISCOSIDAD CPS @ 75 °F	65	120	130

III.- DESCRIPCION DEL ESTUDIO

Las principales características de la batería y los fluidos en Forestal es como sigue: (Ver Anexo: **TABLA II**)

Primero que todo, la relación de la planta fueron tabuladas desde Enero a Julio para el demulsificante regular D, desde Mayo empezó la inyección del concentrado E, en pequeñas cantidades (base del producto regular) desde Agosto y primeros días de Setiembre para el concentrado E, y desde Setiembre para el concentrado F, especialmente designado para este tipo de emulsión. (Ver Anexo : TABLA III).

La química fue inyectada en cada separador. El dosaje fue desde 22 a 27 qpd para el Producto D, desde 25 a 26 qpd para el producto E, mientras que el demulsificante nuevo estaba en un promedio de 18 qpd. Acorde con los resultados, el demulsificante E mostró casi los mismos resultados que el regular (Ver Anexo: Figura VII). Sin embargo, el demulsificante F es mejor que los otros relacionado con el contenido de sales o PTB, dosaje y concentración, en ambos casos, el costo para el nuevo demulsificante designado es mejor que los otros relacionados al costo efectivo (Ver Anexo: Figura V y VI).

IV.- ANALISIS DE COSTOS:

Según Anexo: Tabla III, elaboramos la Tabla III B, indicando la reducción de costos de tratamiento de demulsificante obteniendo con el producto E (60% concentrado de producto D + 40% de diesel) una reducción de 9.6% y con producto F (concentrado nuevo diseño) una reducción de costos de 32.9%.

Tabla III B : Referencia al anexo : Tabla III

TABLA III B

PRODUCTO	PRECIO U\$/GA L	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL (qts/mes)	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL (cilindro de SS galones)	COSTO MENSUAL (U\$)	REDUCCION DE COSTO MENSUAL (%)
PRODUCTO D	8.5	1346	6.1	2,852	
PRODUCTO E	13.4	780	3.5	2579.5	9.6
PRODUCTO F	14.2	540	2.5	1913.4	32.9

PRODUCTO D = 60 % VOLUMEN DE PRODUCTO CONCENTRADO E + 40% de
DIESEL

5.3.5 Análisis y resultados de la evaluación de inhibidores de corrosión en laboratorio

El lote 1-AB produce aproximadamente 820,000 barriles por día de formación de agua a 220 °F de temperatura, desde 8 a 18% de CO₂, 4000 a 160000 ppm de cloruros y de 400 a 16,000 ppm de contenido de calcio, estos parámetros hacen esta operación una de las más difíciles de controlar los problemas de corrosión e incrustación. Los principales factores a ser considerados son: a) elevado corte de agua, b) presión parcial del CO₂, c) salinidad del agua, d) temperaturas altas, en adición a la formación de parafinas y asfáltenos.

A. Selección y monitoreo de inhibidores de corrosión

Los inhibidores de corrosión fueron seleccionados primero en los laboratorios de USA con contenido de

agua sintética similar a la composición de minerales que produce el agua en esta área. Generalmente, estos son aminos cuaternarios e imidazolinas, solubles en agua y crudo disperso, los inhibidores de corrosión fueron diluidos con agua como un final componente, la cantidad de este tipo de solvente fue alrededor del 50% mezclado con las mezclas antiguas de la planta de Champion localizado en Andoas, actualmente desactivado. El concentrado sin diluir fue traído desde Houston. A continuación mencionamos algunas pruebas de laboratorio.

B.- Pruebas de laboratorio

Las pruebas de corrosión del laboratorio fueron realizadas para evaluar los desempeños de inhibidores de corrosión que utilizan varias técnicas del laboratorio bajo condiciones de campo simulando la de operación. Las pruebas de laboratorio realizadas fueron a alta temperatura y alta presión (HTHP) prueba de la rueda y las pruebas RCE – electrodos rotación cilíndrica, seguido por pruebas de lazo de flujo bajo condiciones simuladas de campo. Las sustancias químicas evaluadas presentaron una inhibición excelente a la corrosión durante las pruebas del laboratorio.

C.- Materiales y procedimiento

- Para las pruebas de corrosión rueda HTHP (Alta Temperatura Alta Presión) fueron utilizados

recipientes a presión, aleación de 316 SS y de 70 ml de capacidad. Los cupones de prueba fueron mecanizados de acero AISI 1010, con dimensiones de 3,5 "x0.25"x0.06".

Las pruebas de la corrosión fueron realizadas en CO₂ saturado 90% de salmuera sintética y 10% de LVT 200 (Kerosene) @ 100 ppm de H₂S. La salmuera sintética fue preparada basado en la química de agua de campo (Anexos: Tabla V). La fase del gas de la prueba contenía 250 psi CO₂. Las pruebas fueron realizadas en 250 F durante 72 horas. Los productos químicos fueron evaluados en concentraciones de 5, 10, 15, 25 y 50 ppm. La protección de la corrosión y el desempeño químico fueron evaluados utilizando los datos de la pérdida de masa de los cupones de la prueba.

- Prueba RCE: Un esquema del ensamble de la prueba de RCE, consistió en un estándar de vaso de vidrio de 1 litro y una unidad rotatoria comercialmente disponible, es mostrado en la figura N° 31. Los especímenes mecanizados usados en la prueba fue de AISI 1018 acero, midiendo 0,5" diámetro y 5/16" longitud. Las pruebas fueron realizadas a condición dinámica (pruebas regulares). La velocidad giratoria para las pruebas regulares fue 2000 rpm que correspondió a una velocidad lineal de 4 p/s (1,2 m/s) en la superficie de cupón.

La prueba consistió en ambiente desaireada y CO_2 saturado 95% de salmuera sintética y 5% de kerosene. Las pruebas de RCE fueron realizadas a 70 C y 1 atm de CO_2 . Los datos de la corrosión fueron obtenidos basada a la técnica de la resistencia de la polarización electroquímica.

El espécimen de la prueba fue introducida en el vaso de la prueba y sin inhibidor (blanco) y fue medido la velocidad de corrosión a las condiciones establecidas. Luego, el producto químico fue inyectado en el vaso de la prueba después de que la velocidad de la corrosión es constante sin inhibidor. Las medidas de la resistencia de la polarización fueron registradas continuamente.

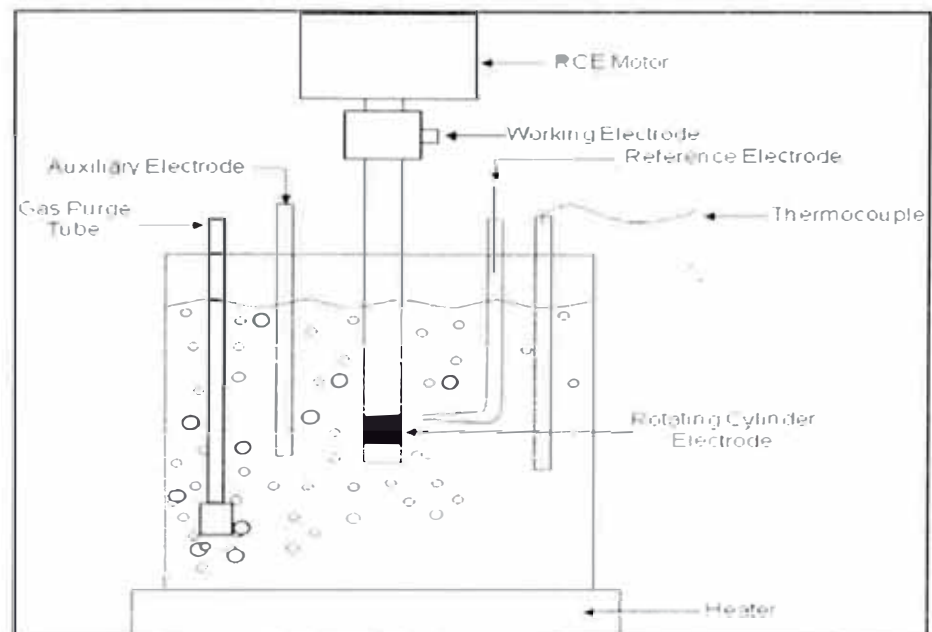


Figura N° 31: Esquema de celdas en RCE

- Pruebas del Lazo de flujo – Un lazo del flujo que consiste en un tubo de diámetro de una pulgada Hastelloy C276 y un 1 autoclave de galón Hastelloy C276 fue utilizado para estas pruebas. Un esquema del lazo del flujo es mostrado en la figura N° 32. En el lazo del flujo, que simula el flujo lleno de tubo, sólo el flujo líquido es controlado. Las especímenes tubulares de la prueba utilizadas para las pruebas fueron de una pulgada de largo AISI 1018 acero al carbono. El diámetro interno de las especímenes fue mismo que conduce por tubería de 1,59 cm (5/8 pulgada). El ensamblaje del cupón consistió en tres tubulares separadas por espaciadores de aislante con el mismo diámetro interno. La velocidad del flujo seleccionada para las pruebas fue 19 gpm que correspondió a una velocidad lineal del flujo de 6 M/s (20 p/s) en las superficies de cupón. La protección de la corrosión y el desempeño químico fueron estudiados utilizando los datos de pérdida de masa de los electrodos de la prueba.

Las pruebas del lazo del flujo fueron realizadas en el deareada (sin oxígeno) y CO₂ saturado a 90% de salmuera sintética y 10% de LVT-200. La solución de la prueba fue empujada en el autoclave y el lazo a la presión de CO₂. Los gases de la prueba fueron introducidos y fueron estabilizados para alcanzar 100 psi CO₂ en 80 °C. Las pruebas fueron realizadas por 18 horas (de

noche). A fines de la prueba, los cupones fueron recuperados, fueron examinados, fueron limpiados de productos de corrosión y pesados.

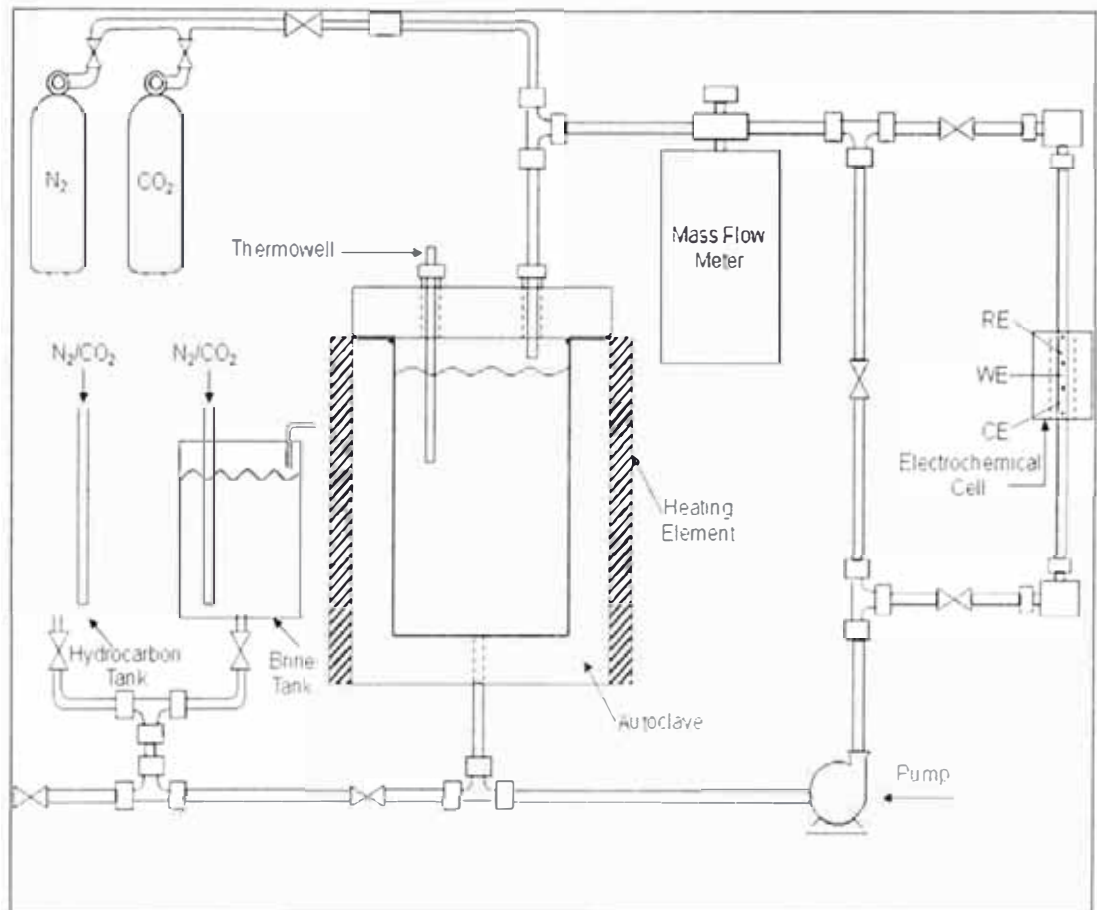


Figura N° 32 : Esquema de Equipo de Flow Loop Test

D.- Resultados de laboratorio.

- Pruebas de corrosión de rueda (HTHP)

Los resultados de la prueba son resumidos en el Anexo: **Tabla IV**. El porcentaje de la protección de la corrosión que fue proporcionada en una concentración dada fue calculado utilizando la fórmula siguiente:

$$\text{Porcentaje de protección} = \left[\frac{\text{ML}(\text{Sin inhibidor}) - \text{ML}(\text{Con inhibidor})}{\text{ML}(\text{Sin inhibidor})} \right] \times 100 \quad (1)$$

ML (sin *inhibidor*) = medida de la pérdida de masa en ausencia del producto inhibidor.

ML (con inhibidor) = medida de la pérdida de masa en presencia del producto inhibidor.

El performance del inhibidor Y aumentó con la concentración creciente. La concentración química mínima requerida para la mejor protección de la corrosión fue 25 ppm para el producto Y.

- Prueba RCE (Rotating Cylinder Electrode)

Las velocidades de corrosión calculados para el medio inhibido o sin inhibir, basados en los datos de Resistencia polarización electroquímica durante la prueba RCE están detallados en el anexo, pagina #127, Tabla VI. Los porcentajes de protección de corrosión fueron obtenidos por cada química usando la siguiente formula.

$$\text{Porcentaje de Proteccion} = \left[\frac{\text{CR}(\text{sin inhibir}) - \text{CR}(\text{inhibido})}{\text{CR}(\text{sin inhibir})} \right] \times 100 \quad (2)$$

CR (sin inhibir) = velocidad de corrosión medido en ausencia de la química

CR (inhibido) = velocidad de corrosión medido con presencia de química

Los productos INHIBIDOR X e Y obtuvieron excelente protección de corrosión (98% – 99%) durante la prueba RCE regular @ 5 ppm de concentración.

- Prueba del lazo de flujo: Los resultados de la prueba de la corrosión obtenidos de las pruebas del lazo del flujo son resumidos en el anexo adjunto: Tabla VII. La velocidad de la corrosión medida sin inhibidor (blanco) fue 338 mpy. En las medidas de las velocidades de corrosión llegaron a bajar con el producto X a 34 mpy y el producto Y a 41 mpy, obteniendo porcentaje de protección 88% y 90% respectivamente.

Según el laboratorio los resultados concluyen que:

a) Los productos químicos, inhibidor X – producto diluido y el producto Y – producto concentrado, tuvieron una inhibición aceptable de la corrosión durante las pruebas de la rueda de la corrosión - HTHP. La concentración química óptima requerida para mejor protección de la corrosión fue 25 ppm durante esta prueba. Ver anexo, Pagina # 126.

b) Basados los resultados de prueba de RCE, los productos químicos, inhibidores X e Y indicaron la inhibición excelente de la corrosión. Los porcentajes calculados de la protección de la corrosión que fue proporcionada por los productos

químicos fueron 98% - 99 % basado en datos de la técnica de LPR. Ver anexo, pagina # 127.

c) Durante las pruebas del lazo del flujo, el inhibidor Y, recientemente formulado proporcionó la mejor protección de la corrosión a 75 ppm con un porcentaje de protección de 90%. Ver anexo, pagina # 128.

Después de las pruebas de laboratorio en Houston, los productos fueron monitoreados en el lote 1AB aplicando las técnicas de LPR.

Las pruebas de LPR, Liner Polarization Resistance, se basan en la medida de la resistencia de la polarización. La resistencia de la polarización es medida con el cambio de potencial y la corriente en el terreno.

El equipo usado en la prueba en el lote 1AB es el CORRATER RCS 9000, basado en la relación matemática del régimen de pérdida de metal y la corriente de corrosión llamada resistencia de polarización lineal o LPR. (Ver Anexo: Figura VIII: equipo corrater y probeta)

La corriente de corrosión (I_c) existente entre celdas microscópicas sobre la superficie de un metal, no puede ser medida directamente. El método de resistencia de polarización lineal está basado en la afinidad lineal que existe entre

pequeños cambios en potencial del metal en contacto con el líquido y la densidad de la corriente. La afinidad básica entre la diferencia de potencial E_a y corriente medida I_m esta expresada por la ecuación Stearn y Geary:

$$\frac{E_a}{I_m} = \frac{B_a B_c}{2,3 I_c (B_a + B_c)} \quad (1)$$

B_a = Constante Tafel para relación anódica

B_c = Constante Tafel para relación catódica

La ley de Ohm expresa la relación potencial, corriente y resistencia:

$$E = I R \quad (2)$$

La teoría electroquímica de corrosión dice que hay un factor que relaciona la corriente de corrosión a la velocidad de corrosión.

$$C_m = K_i I_c \quad (3)$$

De las ecuaciones (1), (2) y (3) podemos derivar la ecuación del CORRATER:

$$K_a = \frac{B_a B_c}{5,4 (B_a + B_c)} \quad (\text{asumir } B \text{ valores constantes}) \quad (4)$$

$$R_p = \frac{K_i K_a}{C_m} \quad (\text{sustituir 4.3.2 en 1}) \quad (5)$$

Rp: es la resistencia electrodo a solución (polarización)

$$E_a = I_m (R_p + R_a) \text{ (o con voltaje aplicado de } E_a \text{)} \quad (6)$$

Ra: es la resistencia de la solución

$$E_a = I_m \frac{K_i K_a}{C_m} \text{ (asume } R_a \ll R_p, \text{ sustituir 5 y 6)} \quad (7)$$

$$C_m = K_i K_a \frac{I_m}{E_a} \text{ (Rearreglando 7)} \quad (8)$$

La ecuación (8) es la ecuación del CORRATER relacionando el potencial aplicado, la corriente medida y la velocidad de corrosión.

El circuito eléctrico equivalente de la celda de corrosión por los electrodos y el fluido mostrando la importancia de Ra y los efectos de la capacitancia de la doble capa.

En un sistema CORRATER, Ea se establece por una fuente externa: Im puede ser medida; y Cm se indica en unidades de rate (MPY) o micrones por año. Note que ninguna de las ecuaciones menciona cuantos electrodos deben ser usados. Lo que quiere decir que las probetas de 2 y 3 electrodos determinan la corrosión de la misma manera y están sujetos a las mismas limitaciones. Sin embargo, un tercer electrodo, ubicado correctamente, puede corregir el Ra. Esto es

necesario en casos especiales donde se encuentra una combinación de alta velocidad de corrosión y baja conductividad.

5.3.6 Problemas de corrosión en campo.

Los problemas severos de corrosión se habían experimentado en este campo. La corrosión interna ha causado derrames en las tuberías de producción, derrame en la línea de agua, y en la tubería subterránea de la producción. El mecanismo de la corrosión en la tubería de la producción ha sido de cuatro tipos: picadura localizado, ataque general, localizado" de tipo mesa" y la erosión-corrosión. De 1991 a 1992, 25 fugas fueron informados, de 1993 a 1998, 13 fugas, ocurrido en diferente pozos, desde que 1998 hasta ahora, estas fugas fueron reducidos a cero, debido a: A) nuevos inhibidores de corrosión seleccionados, B) Control y optimización de dosis, C) el programa no destructivo (NDT) fue desarrollado para determinar la condición de tubería previamente utilizada y relaciona la corrosión y el daño mecánico a percepción extrasensorial específica D) el cambio en la micro estructura de acero (la ferrita en la tubería de grados N-80 y J-55 a SD 70, con 1,0 % de Cromo que según los varios estudios, tales aceros exhibieron mejora considerablemente la resistencia de la corrosión sobre acero sin el contenido de cromo.

5.3.7 Análisis y resultados de la evaluación de inhibidores de corrosión en el campo

Los inhibidores de corrosión fueron inyectados vía downhole (hueco abajo) en los pozos, la inyección vía anular mediante el fluido de recirculación. El nivel de agua de superficie contiene alrededor del 95 % de agua, el volumen de fluido de recirculación fue generalmente entre 100 a 200 barriles por día, mientras que el inhibidor de corrosión estuvo en el rango de 10 a 25 cuartos por día dependiendo de la severidad de la corrosión del pozo.

Desde 1999 las pruebas concernientes a la eficiencia de los inhibidores de corrosión que se llevaron a cabo, en especial con el inhibidor sin diluir, fue el producto concentrado creado como el inhibidor comercial nuevo, según los resultados de las pruebas de laboratorio, se decidió para que las pruebas fueran directamente en pozos seleccionados.

Los resultados del monitoreo de corrosión en los pozos seleccionados están en el Anexo: pagina # 130 y pagina # 134, Tabla IX y X respectivamente.

5.3.7.1 **CASO I:**

Uno de los pozos seleccionados fue **Jibarito 11**, este pozo muestra una **corrosión alta** (SRPY = PORCENTAJE DE TUBERIAS RECHAZADAS = 14.7 %) el valor aceptable de SRPY es $\leq 6\%$, el estudio primero fue trabajado con el inhibidor de corrosión regular (comercial) X y luego fue trabajado con el inhibidor sin diluir Y por encima del nivel de la válvula

abierto a 50%, la tercera prueba fue con el mismo producto Y1 pero por encima del nivel de la válvula a 100% abierto. (Ver diagrama de inyección en pozo, Anexo: Figura IX, pagina # 132).

**PRODUCTO X = 55% VOLUMEN DE PRODUCTO CONCENTRADO Y
+ 45% VOLUMEN DE AGUA TRATADA**

**i.- TIPOS DE INHIBIDORES DE CORROSION
EVALUADOS:**

Producto X: diluido, uso regular (44% activo), aplicación de recirculación a válvula de bola 50% abierta.

Producto Y: concentrado tipo 1 (80% activo), aplicación de recirculación a válvula de bola 50% abierta.

Producto Y1: concentrado tipo 1, (80% activo), aplicación de recirculación a válvula de bola totalmente abierta o 100% abierta.

Tabla IX A: En referencia del anexo: Tabla IX

**TABLA IX A: PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS DE
INHIBIDORES DE CORROSION EN EVALUACION**

ITEM	PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS	PRODUCTO X: DILUIDO – USO REGULAR	PRODUCTO Y: CONCENTRADO TIPO 1
1	FAMILIA QUIMICA	AMIDOIMIDAZOLINA Y SURFACTANTES	AMIDOIMIDAZOLINA Y SURFACTANTES
2	% ACTIVO	44	80
3	SOLVENTES	METANOL, CONDENSADO CATIONICO, SURFACTANTE DE ALQUIL AMINA, IPA, 2 BUTOXIETANOL, ACIDO ACETICO, AGUA TRATADA	METANOL, CONDENSADO CATIONICO, SURFACTANTE DE ALQUIL AMINA, IPA, 2 BUTOXIETANOL, ACIDO ACETICO
4	ESTADO FISICO	LIQUIDO	LIQUIDO
5	COLOR	CLARO AMBAR	CLARO AMBAR
6	PUNTO DE FLUIDEZ (°F)	-20 °F	-20 °F
7	PUNTO DE INFLAMACION (°F)	92 °F	62 °F
8	pH	4.5 – 5.5	4 – 5
9	SOLUBILIDAD	AGUA	AGUA
10	DENSIDAD , LBS GAL @ 60 °F	8.01 – 8.26	7.9259
11	GRAVEDAD ESPECIFICA @ 60 °F	0.962 – 0.992	0.9367 – 0.9667
12	VISCOSIDAD CPS @ 75 °F	20 - 40	5 – 25

El tratamiento de la corrosión fue 30 ppm para el inhibidor diluido y 15 ppm para el inhibidor de corrosión sin diluir en ambos casos la velocidad de corrosión fue medida usando la técnica del LPR, cuando las lecturas han sido estabilizadas o alcanzado una velocidad de corrosión inferior las pruebas se dan por terminadas. En el primer caso la velocidad de corrosión fue de 3.3 mpy

para el inhibidor regular X, 5.3 mpy para el inhibidor sin diluir Y y 1.9 mpy para el inhibidor sin diluir Y1 pero con la válvula de recirculación completamente abierta. Como un resultado de esta velocidad de corrosión, el porcentaje de protección por encima del nivel de la válvula abierto al 100 % alcanzó el valor más alto de 94.6%, mientras los otros alcanzaron solamente 93.8% y 93 % (Ver Anexo: Figura X y XI).

ii.- ANALISIS DE COSTOS DE CASO I:

Tabla IX B: En referencia al anexo: Tabla IX

TABLA IX B

PRODUCTO	PRECIO U\$/GAL	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL (qts/mes)	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL (cilindro de 55 galones)	COSTO MENSUAL (U\$)	REDUCCION DE COSTO MENSUAL (%)
PRODUCTO X	8.0	780	3.6	1584	
PRODUCTO Y	13.0	390	1.8	1287	18.75

5.3.7.2.- CASO II:

El Pozo **Jibarito 8** fue seleccionado por ser considerado un pozo **severamente corrosivo** (SRPY = PORCENTAJE DE TUBERIAS RECHAZADAS = 24.5%) severamente corrosivo, los resultados de la prueba de campo son resumidos en la Tabla X. el procedimiento del monitoreo en este pozo fue iniciado sin inyectar el

inhibidor de corrosión obteniendo valores hasta 145 mpy (considerado como blanco) durante 53 horas.

Luego, de estabilizar los resultados altos de velocidad de corrosión, inicio la inyección con una dosis de tratamiento anticorrosivo el producto INHIBIDOR Y @ 5 ppm y durante 20 horas obtuvieron valores de 50 a 75 mpy. Decidimos incrementar la dosis del inhibidor de corrosión a 10 ppm y durante aproximadamente 33 horas obtuvimos valores promedios de 42 mpy. Continuamos evaluando e incrementamos la dosis a 15 ppm de inhibidor de corrosión, durante 43 horas obtuvimos valores de 9.9 mpy. Incrementamos la dosis a 20 ppm durante 17 horas obteniendo un promedio de 6 mpy y finalmente se incrementó la dosis a 25 ppm durante 58 horas hasta estabilizar en valores de 3.2 mpy. A 25 ppm de concentración encontramos la velocidad de corrosión baja y decidimos cerrar la inyección del producto inhibidor de corrosión. Continuamos evaluando sin inyección de inhibidor de corrosión logrando valores de 93.5 mpy y decidimos inyectar el inhibidor de corrosión un batch a 34 ppm por 68 horas obteniendo valor de 3.9 mpy. Para conseguir una dosis de mantenimiento reducimos a 22.5 ppm obteniendo valores de 2.6 mpy y 3.8 mpy equivalente a porcentaje de protección de 97.22 % y 95.93 % respectivamente. **Ver Anexo:** TABLA X: pagina 134, Figura XII: pagina 136 y Foto I: pagina 141.

VI. CONTRIBUCIONES TÉCNICAS DE LA INGENIERÍA QUÍMICA EN LA PRODUCCIÓN, ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE CRUDOS.

1. Actualmente, este proyecto ha sido desarrollado, realizado y extendido en todas las áreas para el tratamiento químico para resolver los problemas de emulsión y aplicar los programas de control de la corrosión.
2. Las pruebas con los productos sin diluir en estas áreas han sido inyectados en alrededor de 350 puntos de inyección, bombeando directamente a los fluidos de la tubería de producción y también downhole o hueco abajo vía anular. (Ver Anexo: **Figura XIII**).
3. La implementación de este proyecto genero ahorros alrededor del 50% equivalente a 700,000 U\$, debido a la reducción de costos por transporte y distribución de los productos concentrados a los puntos de inyección, disminuyendo la frecuencia de relleno en un 50% de los productos químicos anticorrosivo a las diferentes baterías (9 baterías en total, transporte de químicos que se realiza por carretera una distancia alrededor de 320 km), reducción de costos de mano de obra por manipulación en el trasvase de químicos en los puntos de inyección, inicialmente el número de personal era de 18 personas por día y se redujo a 10 personas por día, reducción de costos de reparación y mantenimiento en un 60% de las móviles livianas y transporte pesado que transportan los productos químicos, reducción de costos logísticos debido a la reducción de cantidades de productos químicos transportados

en el barco de Houston a Iquitos y transporte fluvial por barcazas de Iquitos a Andoas y reducir costos de importación por menor monto facturado de productos químicos.

VII. CONCLUSIONES

- a. Los demulsificantes de familia química Resina Oxyalkylato de poliésteres concentrado (80% activo- Producto B) mostraron mejor performance que los demulsificantes de familia química resina oxyalkylato de poliésteres diluido con 40% de diesel (48% activo- Producto A) usados en el lote1-AB, reduciendo 34.5 % de costo mensual de deshidratación en el campo **Jibarito** (Ver: Tabla I A, página # 87) y reducir BSW de 0.7 a 0.5 (Ver anexo: Tabla I, página 119).
- b. Los demulsificantes de familia química Resina Oxyalkylato de poliésteres concentrado (81% activo- Producto E) mostraron mejor performance que los demulsificantes de familia química resina oxyalkylato de poliésteres diluido con 40% de diesel (48.6 % activo – Producto D) usados en el lote1-AB, reduciendo 9.6 % de costo mensual de deshidratación en el campo **Forestal** (Ver: Tabla III A, página # 93) y reducir PTB de 38.2 a 21 (Ver anexo: Tabla III, página 123).
- c. Los demulsificantes nuevos de familia complejo poliol – mezcla de resinas (75% activo de los Producto C y Producto F), obtuvieron rendimiento alto comparados con los productos regulares o diluidos (Productos A y D) en los campos de Jibarito y Forestal, reduciendo el costo mensualmente en un 38.8 % y 32.9% respectivamente. (Ver Tabla IB y IIIB, páginas: # 91 y # 95).
- d. Los productos químicos inhibidores de corrosión de familia amidoimidazolina y surfactantes concentrado (80% activo – Producto Y) mostraron mejor performance que los productos

de familia amidoimidazolina diluido con agua (44 % activo – producto X), reduciendo el costo en un 18.75% al mes en el pozo Jibarito # 11 (Ver tabla IX A, página 109).

- e. Los productos químicos concentrados evaluados en este estudio y en campos de petróleo de alto corte de agua y crudo de API bajo y mediano, obtuvieron mejores resultados que los diluidos, debido que son inyectados directamente al fluido petróleo, gas y agua del pozo y planta. Los pozos productores tienen alto corte de agua > 90% y **el producto inhibidor de corrosión** soluble en agua es fácilmente disuelto y dispersable en estos tipos de fluidos, el inhibidor logra adherirse al meta y **el producto demulsificante soluble en aceite**, logra hacer contacto con el crudo mediante la turbulencia del fluido, penetrando directamente en la interfase de la emulsión y mediante la alta actividad del producto, rompe la emulsión más rápidamente reduciendo valores de salinidad PTB y BSW.
- f. Evaluación en el pozo Jibarito V-11, el inhibidor de corrosión sin diluir – Producto Y, mostró mejor performance de porcentaje de protección inyectando a la recirculación de fluido del pozo con la válvula totalmente abierta (100% apertura de la válvula de bola) en comparación con la inyección del producto diluido X y la inyección del producto Y a la recirculación de fluido del pozo con la válvula media abierta (50% apertura de la válvula de bola). Ver Anexo: Tabla IX, pagina # 130 y figuras X y XI, paginas # 132 y # 133.
- g. Las capacidades de las bombas de inyección para usar los productos químicos sin diluir (demulsificantes e inhibidores de corrosión) han sido aplicados sin ningún problema de obstrucción o taponamiento debido a su mayor actividad.

VIII.- REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. PLUSPETROL DATA BASE, Plant testing for Champion technologies.
2. 2. Corrosion test and standards, application and interpretation, Robert Baboian, chapter 36,41, ASTM 1995.
3. CO₂ Corrosion in oil and gas production- selected papers, abstract, an references compiled by NACE Task Group T-1-3, pag 131-141.
4. Corrosion test and standards, application and interpretation, Robert Baboian, pag 332 – 341.
5. Corrosion Hand Book, edited by HERBERT H. ^{1,2} UHLIG, PH.d, pag 9.
6. Corrosion Basics, an introduction, NACE Houston – Texas, Chapter 2 and 7.
7. Crude oil, waxes, emulsions and asphaltenes J.R. Becker, Pennwell Books, TULSA, oklahoma, pag 9 –49.
8. Treating oil field emulsions; Fourth Edition issued by Petroleum Extension Service. The University of Texas at Austin , 1990, Pag 37 – 79.
9. Field Data Base, Block 1-AB, Loreto, Peru, 2002.
10. Dharma Abayarathna Ali Naraghi, et, al, "Report on Corrosion inhibitor evaluation", Fresno, Texas 77545, 2002.
11. Robert Baboian, Editor, Corrosion Tests and Standard: Application and Interpretation, ASTM Manual Series MNL 20, p.p. 405, Philadelphia, P.A, 1995.
12. U.R. Evans, And Outline of Corrosion Mechanism, Including Electrochemical Theory, The Corrosion Handbook, Edited by Herbert H. Uhlig, p.p. 3-35, New York, N.Y
13. Y.Chen. G.R. Ruschau, and J.A. Beavers, D.M. Oven, Corrosion and Inhibitor Film Persistency Under Flow

- Conditions, NACE Corrosion 2002, Paper # 02503, Houston, Texas, 2002.
14. S.D. Kapusta & B.B.M. Pots, R.A. Connell, Corrosion Management of Wet Gas Pipelines, NACE Corrosion 1999, Houston, Texas, 1999.
 15. Internal Tubing Inspection Report, Block 1-AB, 2002.
 16. Inspection Certificate of Chemical Analysis, purchase Order of Tubing String, # 133134, for Block 1-AB, Peru, 2001.
 17. T. Perez, G Fitzsimons, "Efecto de la Microestructura y la composición Química del comportamiento de Aceros al Carbono en medios Ríos en CO₂", INGEPET 96, (INGP-Z-1), Lima, Perú.
 18. Corrosion Basics, And Introduction, an official NACE publication, Houston, Texas, 1984, pp.127
 19. Mathew V. Veazey, "Green Corrosion Inhibitor Come of Age", Materials Performance, August 2002, pp. 17.
 20. Percy Rubina, Juan Alfaro, "Internal Laboratory Report", 2000-2002.
 21. Material Safety Data Sheet, MSDS, Chemical company vendor, Houston, Texas, 2002.
 22. Huey J. Chen and Yue Chen, Environmentally Friendly inhibitors for CO₂ Corrosion, NACE Corrosion 2002, Paper # 02300, Houston, Texas, 2002.
 23. Dennis E Cross, "Monitoring and Evaluation Localized Corrosion in Water and Oil pipelines, Houston, Texas, 77084.

IX. ANEXOS

TABLA I
COMPARACION ENTRE PRODUCTOS CONCENTRADOS Y DILUIDOS
CAMPO JIBARITO

MES	CRUDO	PROD.	FRESCA	DEMULSIFICANTE					CALIDAD DE CRUDO			COSTO
				AGUA	AGUA	A	B	C	TOTAL	PPM	API	
	Bbls.	Bbls.	Bbls.	Qts.	Qts	Qts						C= BASE
Jan-01	312,040	4,669,231	95,139	9,777	0		9,777	186.5	17.3	0.7	25.6	1.643
Feb-01	274,338	4,068,879	79,529	8,889	0		8,889	192.9	17.3	0.8	21.3	1.494
Mar-01	334,316	4,819,721	95,639	9,504	0		9,504	169.2	17.0	0.8	24.8	1.597
Apr-01	323,271	4,937,108	82,435	5,193	1,458		4,321	79.6	16.8	0.8	25.8	1.268
May-01	338,629	5,178,540	83,409	0	4,059		4,059	71.3	17.1	0.8	27.6	1.101
Jun-01	308,652	4,836,840	85,422	0	4,013		4,013	77.4	17.0	0.7	34.1	1.089
Jul-01	327,504	4,818,847	87,888	0	3,919		3,919	71.2	16.7	0.6	25.9	1.063
Aug-01	364,799	4,718,933	84,537	0	4,595		4,595	75.0	16.4	0.7	30.0	1.247
Set-01	327,150	4,688,640	110,190			3,660	3,660	66.6	16.2	0.5	22.3	1.000

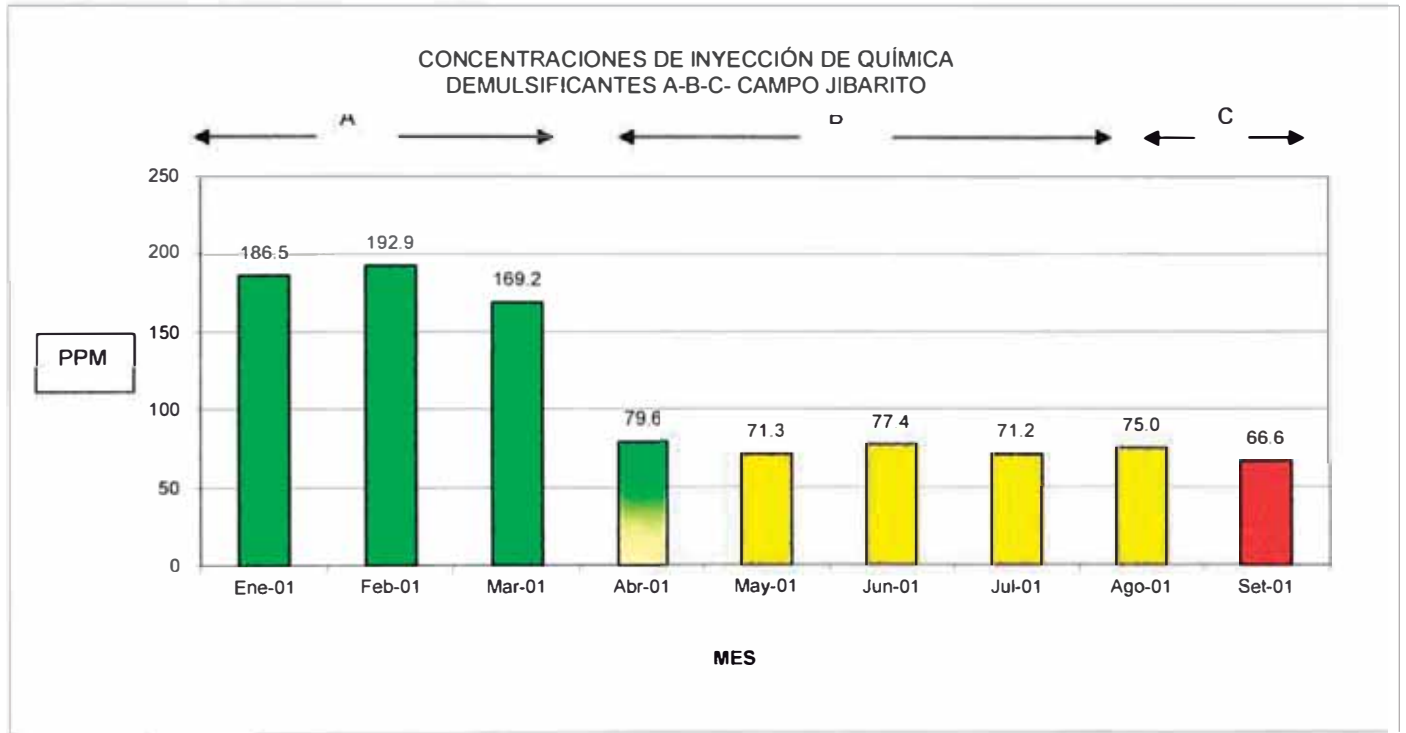


Figura I

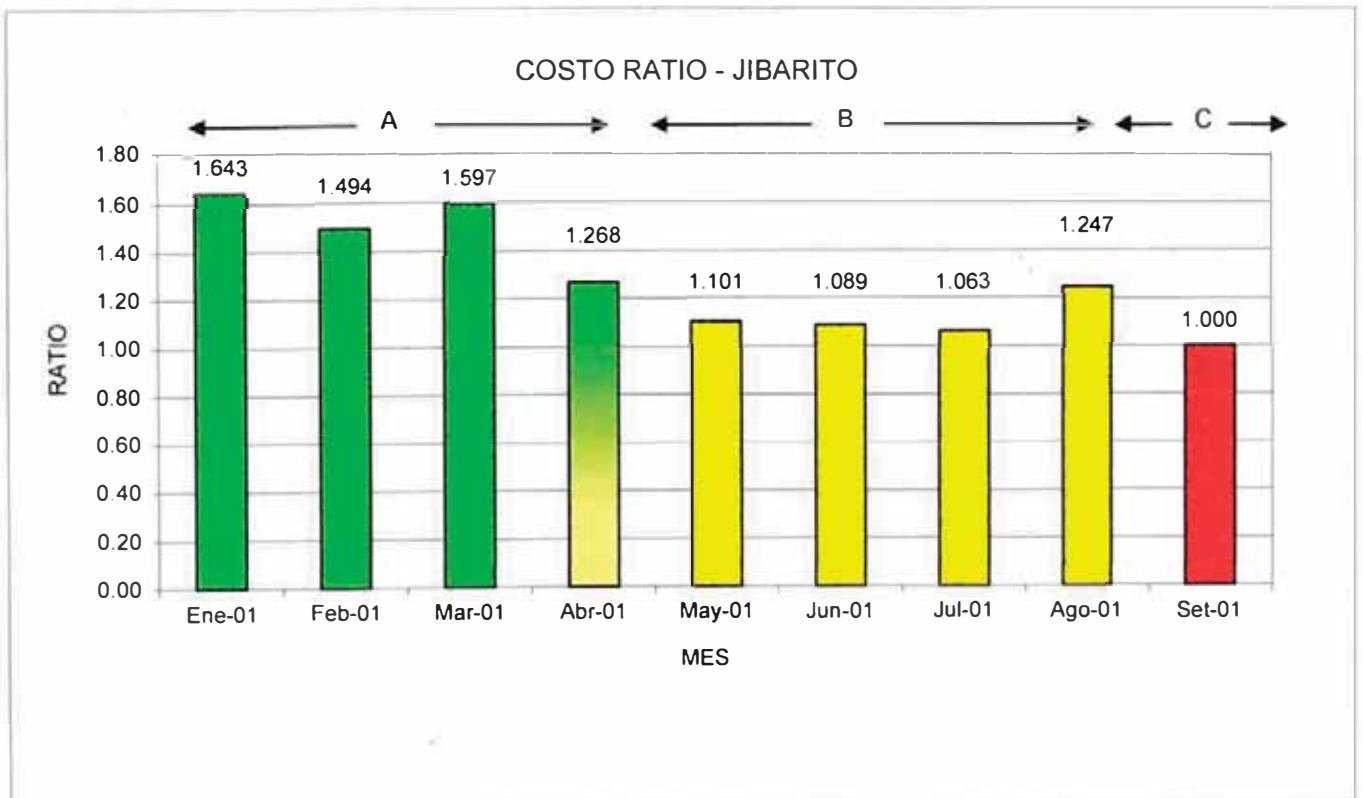


Figura II

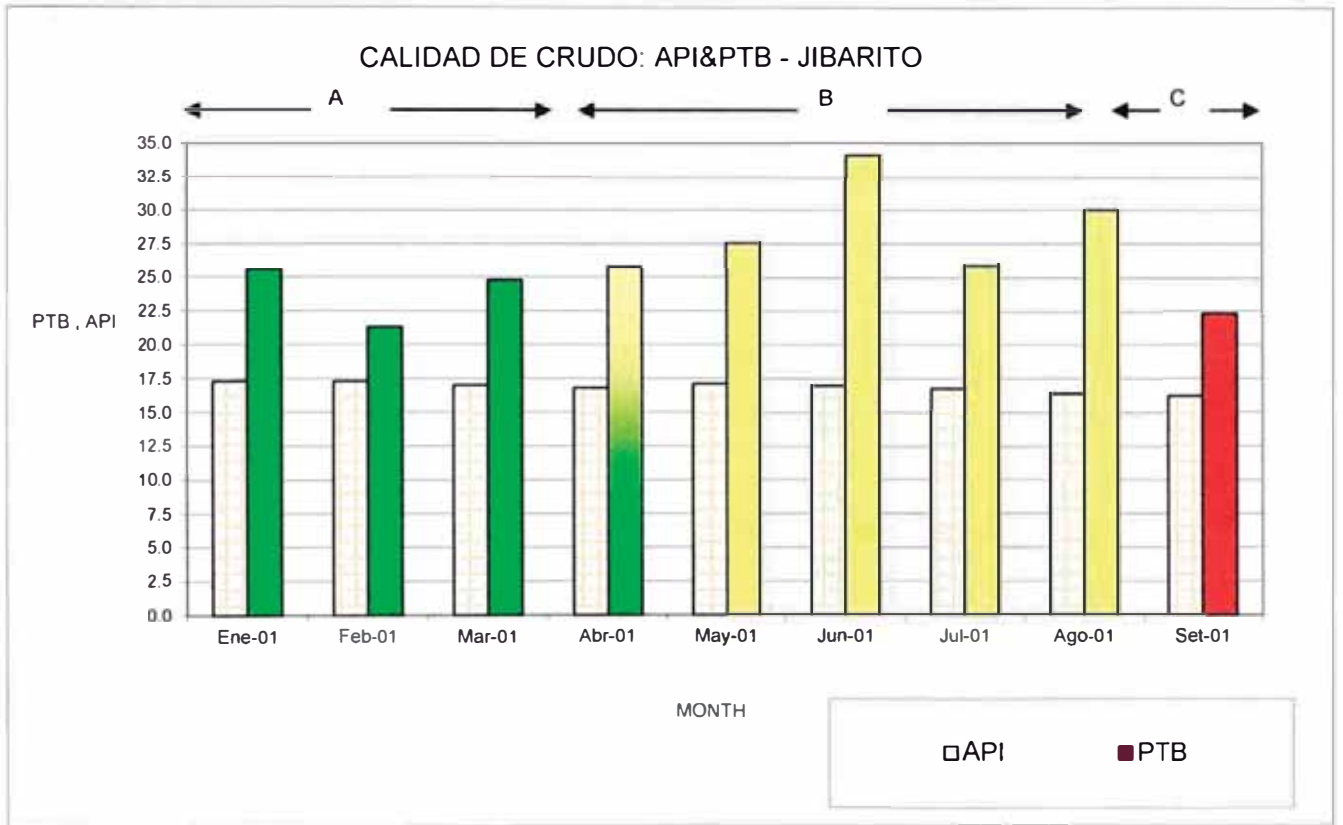


Figura III

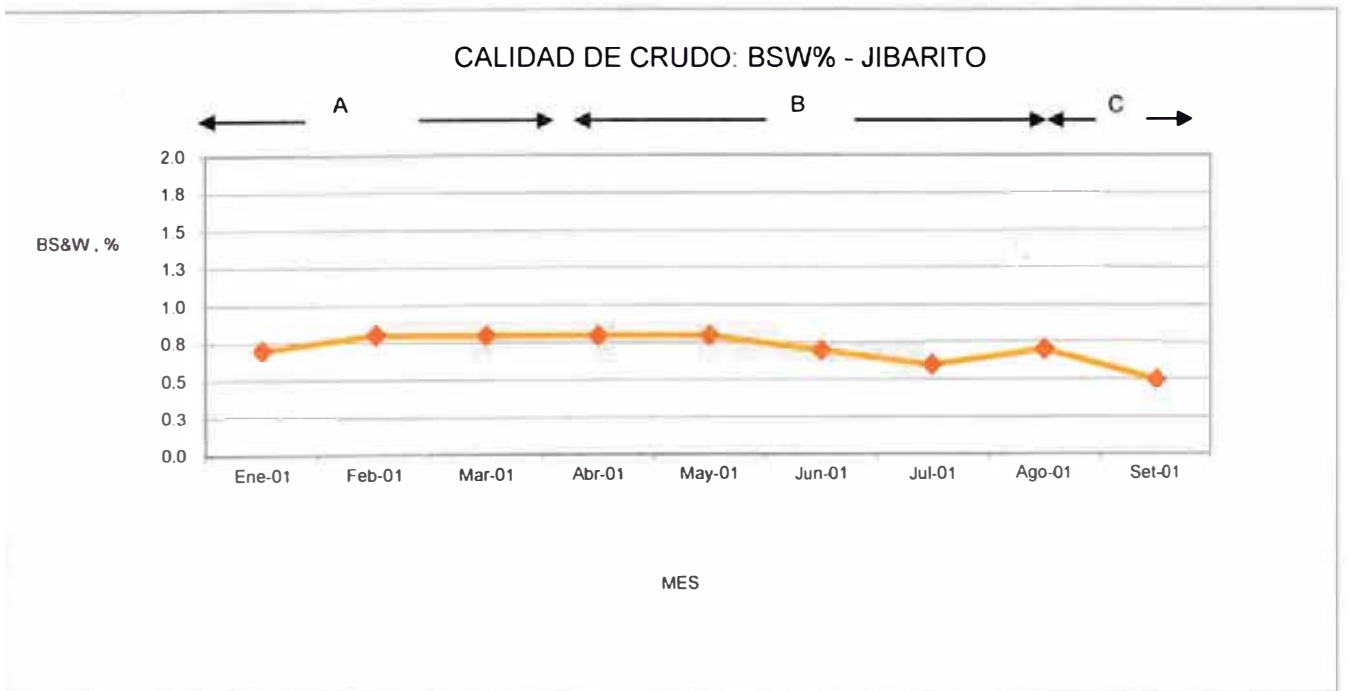


Figura IV

TABLA II DATOS DE PRUEBA DE PLANTA

PRODUCTOS: D, E, F

CAMPO: FORESTAL

CARACTERISTICAS		FWKO 1	FWKO 2	FWKO 3
Fluido Total	BFPD	25540	46994	30551
Agua	BWPD	24931	45652	29892
Crudo	BOPD	609	1342	794
Corte de agua : %	%	97.6	97.1	97.8
Dosis de química: QPD	Total de Fluido crudo	6	8	6
Concentración: ppm	ppm	58	35	45
API: mezcla	API gravedad.	23.8	18.7	20.5
Flujo: entrada	Ft/sec	8.43	15.53	10.1
Crudo: Tiempo de residencia	Hora	10.6	5.8	8.16
Agua: Tiempo de residencia	Minutos	18	13	16
Reynolds: Numero	Flujo turbulento	21862	40257	19416

TABLA III
COMPARACION DE PRODUCTOS
CONCENTRADOS Y DILUIDOS
CAMPO
FORESTAL

MES	CRUDO	PRODUCCION	FRESCA	DEMULSIFICANTE								COSTO
				CALIDAD DE CRUDO								
		AGUA	AGUA	D	E	F	TOTAL	PPM	API	BSW	PTB	RATIO
	Bbls.	Bbls.	Bbls.	Qts.	Qts	Qts						F= BASE
Jan-01	76,599	3,005,045	15,774	1,420	0		1420	60.8	19.0	0.2	38.3	1.585
Feb-01	69,468	2,816,541	19,914	1,112	0		1112	52.5	19.0	0.2	37.3	1.242
Mar-01	71,291	2,969,038	20,803	1,428	0		1428	65.7	19.0	0.2	21.0	1.594
Apr-01	70,175	2,875,075	21,061	1,476	0		1476	69.0	19.1	0.2	24.6	1.648
May-01	79,457	3,112,935	21,069	1,408	36		1444	60.9	19.1	0.2	19.0	1.644
Jun-01	75,485	3,012,507	19,191	1,136	36		1172	52.2	19.1	0.2	21.3	1.340
Jul-01	77,648	3,109,153	22,033	1,292	0		1292	54.6	19.1	0.2	17.7	1.442
Aug-01	76,338	3,104,016	22,142	144	687		831	59.8	19.1	0.2	21.4	1.533
Set-01A	E				780		780	54.0	19.9	0.2	21.0	1.558
Set-01	F					540	540	47.0	19.9	0.2	12.7	1.000

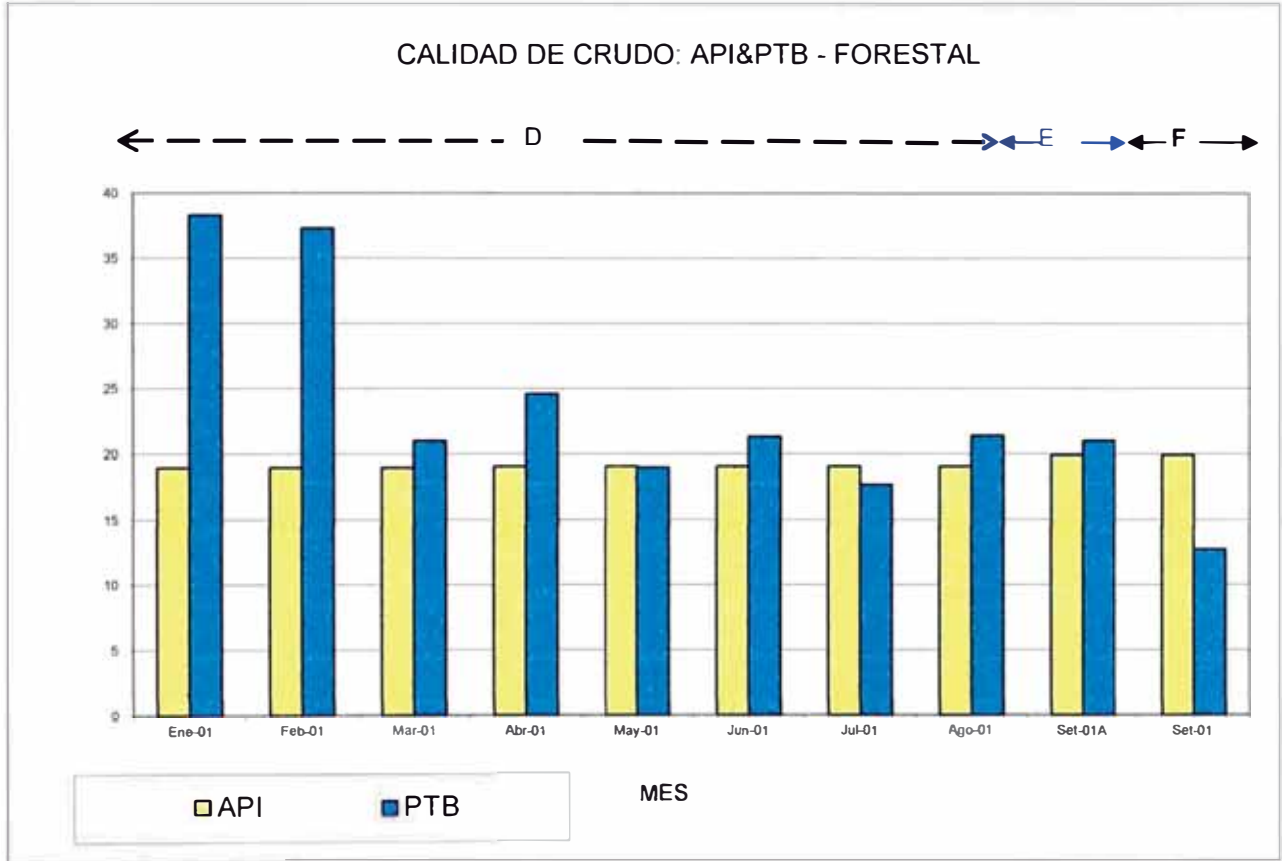


Figura V

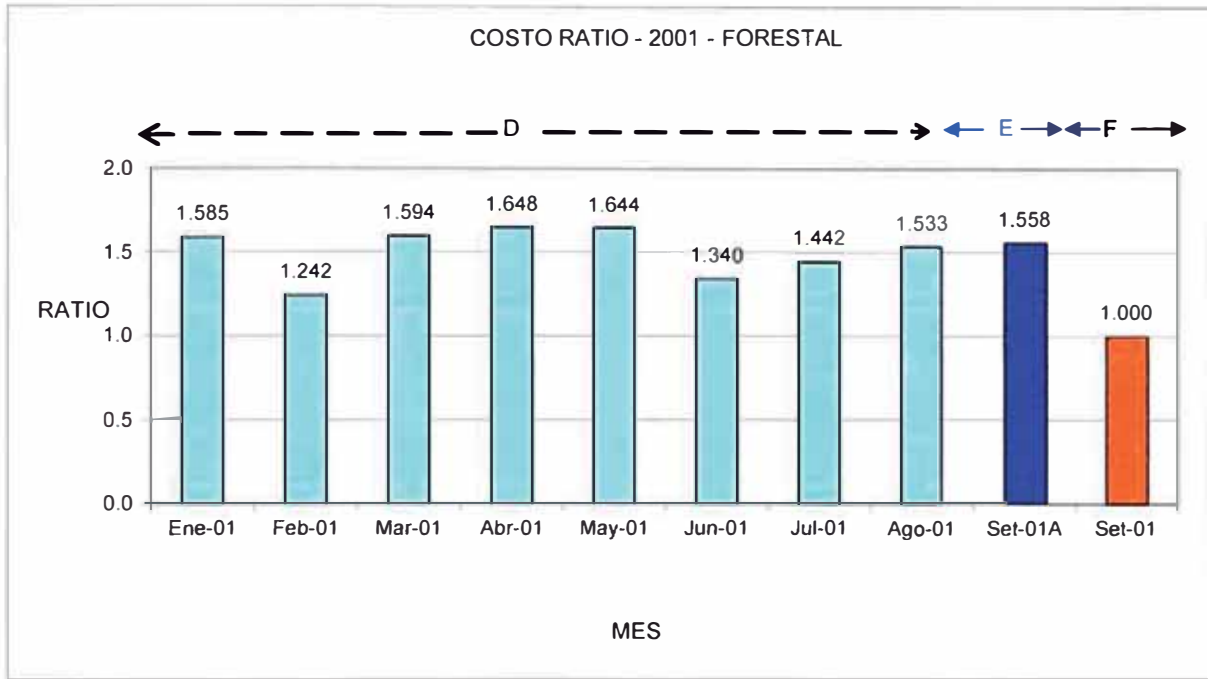


Figura VI

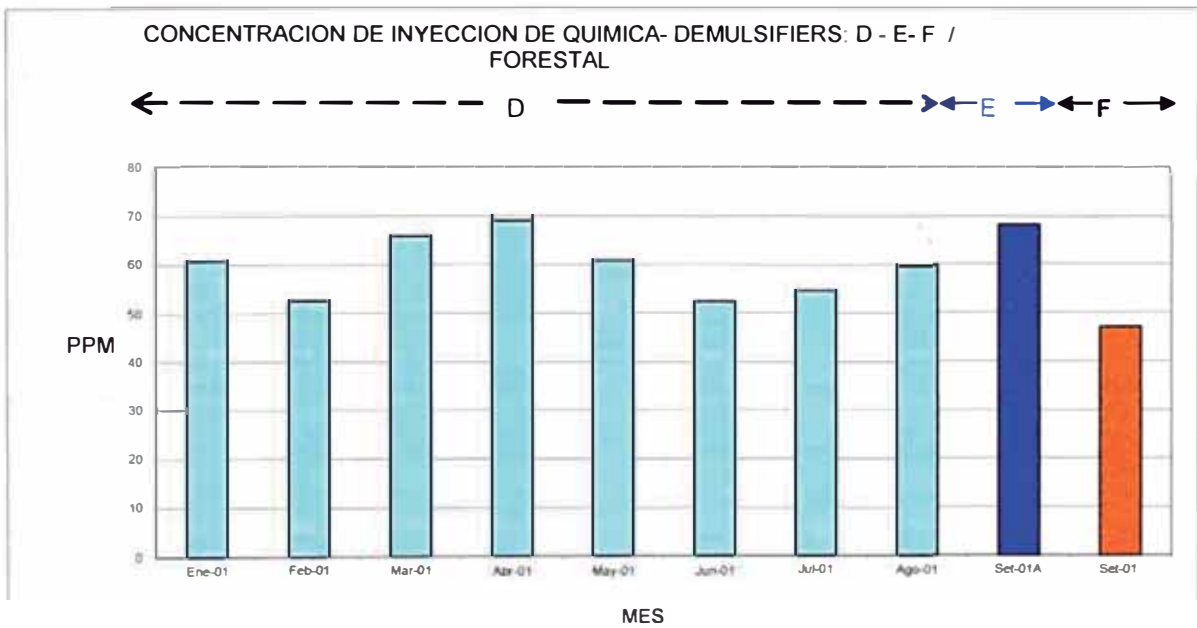


Figura VII

TABLA IV

HTHP Corrosion Test Results

Material: 1018 carbon steel (3.5"x0.25"x0.125")
Environment: CO₂ saturated 90% synthetic brine - 10% LVT 200; 100 ppm H₂S
Temperature: 121 °C (250 °F)
Pressure: 250 psi CO₂
Duration: 72 hours

Corrosion Inhibitor	Chemical Concentration (ppm)	Mass Loss (mg)	Percent Protection [†]
None (Control)	0	79.7	----
Inhibitor X	5	22.9	71
Inhibitor X	10	12.3	85
Inhibitor X	15	5.6	93
Inhibitor X	25	3.6	95
Inhibitor X	50	3.2	96
Inhibitor Y	25	3.3	96
Inhibitor Y	50	1.9	98

TABLA V

AGUA SINTETICA

Brine Mixture (mg/l) used in the Lab Tests								
Na ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Ba ⁺⁺	K ⁺	Sr ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ⁻⁻	HCO ₃ ⁻
38195	6036	603	0	0	0	71253	108	0

TABLA VI

RCE Test Results

Test Type: RCE regular (rotational speed = 2000 rpm)
Material: 1018 carbon steel (length = 0.80 cm; O.D. = 1.26 cm)
Surface Area: 3.15 cm²
Environment: CO₂ saturated 95% synthetic brine - 5% kerosene
Temperature: 70 C
Pressure: ambient (1 bar CO₂)
Procedure: chemical injected after one hour of pre-corrosion (un-inhibited)

Corrosion Inhibitor	Chemical Concentration (ppm)	Un-inhibited Corrosion Rate (mpy)	Inhibited Corrosion Rate (mpy)	Percent Protection
Inhibitor X	5	255	4.2	98
Inhibitor Y	5	287	3.5	99

TABLA VII

RESULTADOS DE PRUEBA DE LAZO DE FLUJO

Material: 1018 carbon steel (longitud = 1 in; I.D. = 5/8 in)
Area superficial: 12.67 cm²
Muestra: CO₂ saturado 90% agua sintética - 10% LVT 200
Temperatura: 80 °C
Presión: 100 psi CO₂
Flujo: 20 ft/sec

Inhibidor de Corrosion	Concentracion (ppm)	Velocidad de Corrosion (mpy)	Porcentaje de Proteccion
Blanco	0	338	----
Inhibidor X	75	41	88
Inhibidor Y	75	34	90

TABLA VIII

CAMPO: JIBARITO

CONDICIONES DE OPERACION:

POZO	8	11
ARENA	Vivian	Vivian
BFPD	13,717	13,675
BOPD	1153	432
BWPD	12,564	13,243
AGUA %	91.2	96.7
API @ 60 F	10.4	10.4
CO2 % mol	8.5	9.0
H2S, ppm	100	100
GOR	121	121
WH Temperatura, F	232	240
WH Presion, psi	180	250
BHT, F.	250	-
Velocidad de flujo, ft/s		
Tuberia, inch	10.43	10.72
Flowline, inch	4.44	4.56
ANALISIS DE AGUA		
PH	6.91	6.68
SPGR.	1.0636	1.0641
TDS. mg/l.	107,140	106,411
P-ALK	0	0
M-ALK	229	225
HCO3, mg/l	279	274
Cl ⁻¹ , mg/l	65,514	65,038
SO ⁼ , mg/l.	85	80
Ca ²⁺ , mg/l.	5,302	5,277
Mg ²⁺ , mg/l.	612	549
Na ⁺¹ . mg/l.	35,312	35,149
Fe Total. mg/l.	36	43
Dureza Total mg/l.	15,766	15,445

TABLA IX

POZO : JIBARITO V-11 – PLUSPLETROL
 EQUIPO : CORRATER RCS 9000
 CABEZA DE POZO
 TRATAMIENTO : VIA DOWN HOLE CONTINUO
 PRODUCCION OIL : 287 BBLS.
 P= 250 PSI
 FLUIDO TOTAL : 5510 BBLS.
 FECHA: : AGOSTO 2-3- 2000

POSICION DE PROBETA :100 MTS.

TIEMPO DE DURACION: 22.05 HORAS
 CABEZA DE POZO: T= 240° F AND

VELOCIDAD : 1.8 FT / SEC

Acum Horas	concentracion (ppm)			Corrosion Rate (MPY)			Proteccion %		
	X	Y	Y1	X	Y	Y1	X	Y	Y1
0.00	30	15	15						
0.02	30	15	15	53.5	75.6	34.9			
0.03	30	15	15	37.6	57.4	26.6	29.7	24.1	23.8
0.05	30	15	15	30.1	45.0		43.7	40.5	40.1
0.08	30	15	15	26.2	32.9	20.9	51.0	56.5	
0.13	30	15	15	22.4	25.4	17.8	58.1	66.4	49.0
0.22	30	15	15	19.1	19.8	14.7	64.3	73.8	57.9
0.30	30	15	15	16.9	17.1	11.4	68.4	77.4	67.3
0.55	30	15	15	13.2	14	10	75.3	81.5	71.3
1.05	30	15	15	9.0	9.3	7.3	83.2	87.7	79.1
1.55	30	15	15	7.0	5.6	5.2	86.9	92.6	85.1
2.55	30	15	15	5.3	4.8	2.6	90.1	93.7	92.6
4.80	30	15	15	3.9	4.6	2.8	92.7	93.9	92.0
6.80	30	15	15	3.6	4.3	2.2	93.3	94.3	93.7
8.80	30	15	15	3.2	4.2	2	94.0	94.4	94.8
12.80	30	15	15	3.2	4.4	1.8	94.0	94.2	94.8
22.05	30	15	15	3.3	5.3	1.9	93.8	93	94.6

Y: PRODUCTO Y, INYECTANDO MEDIA VALVULA ABIERTA DE LA RECIRCULACION.

Y1: PRODUCTO Y1, INYECTANDO TOTALMENTE VALVULA ABIERTA DE LA RECIRCULACION.

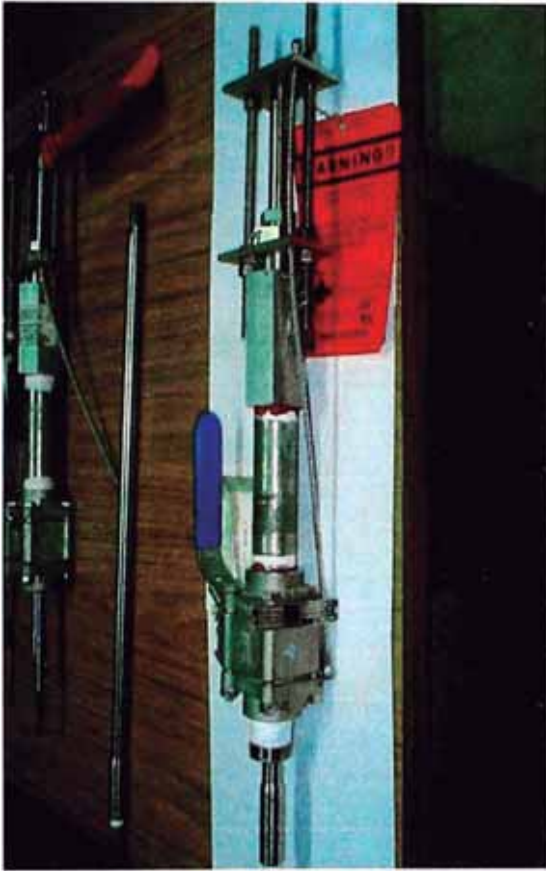


Figura VIII: EQUIPO CORRATER RCS 9000 Y PROBETA LPR

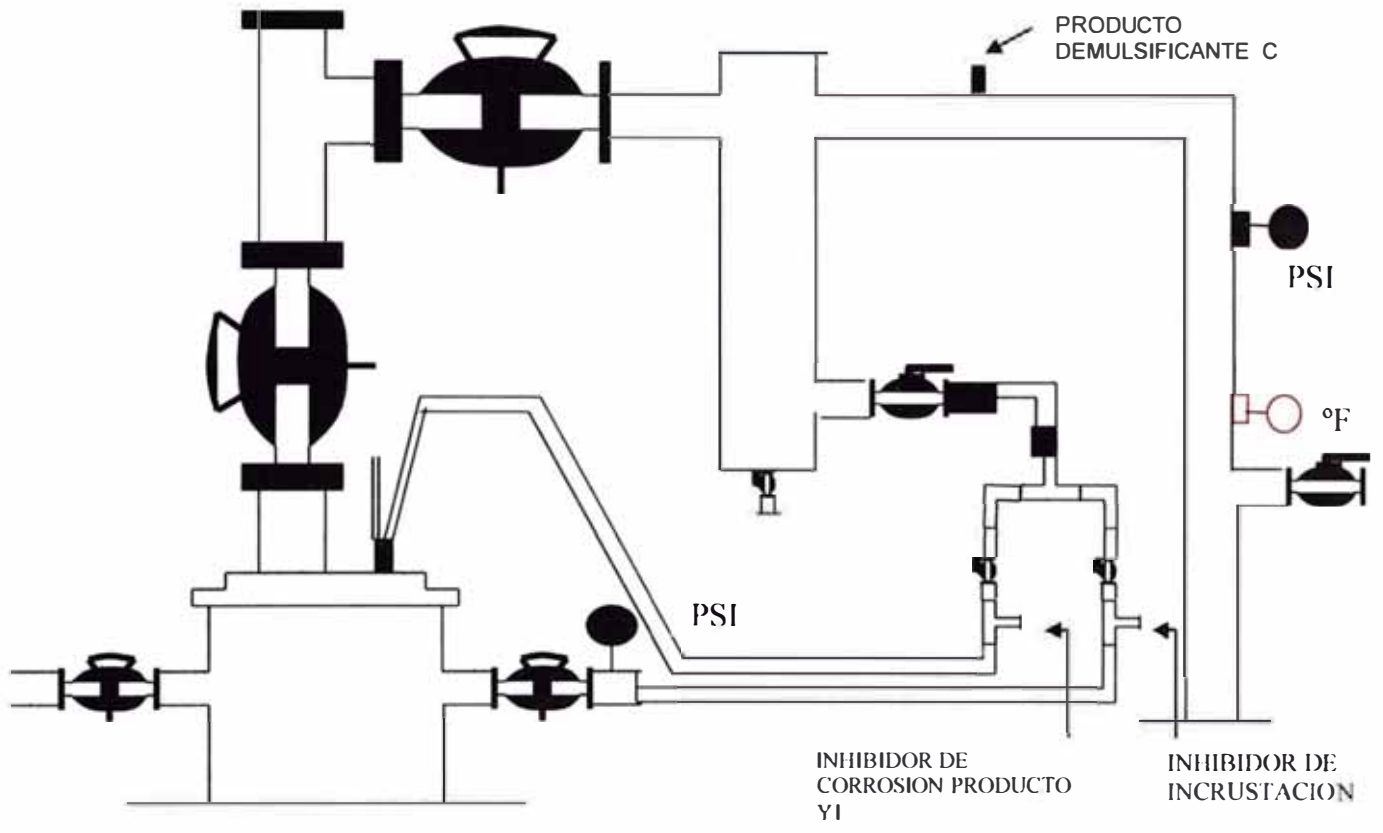


Figura IX

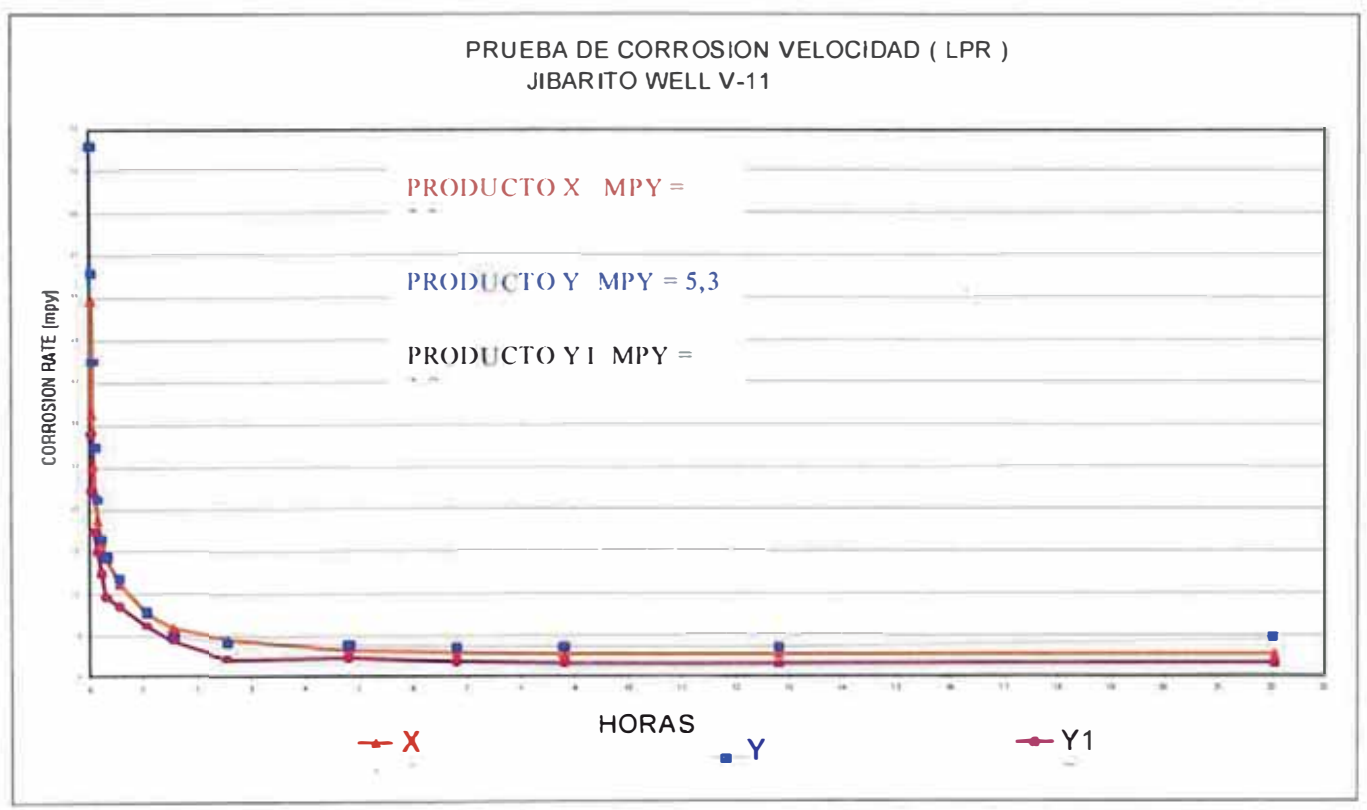


Figura X

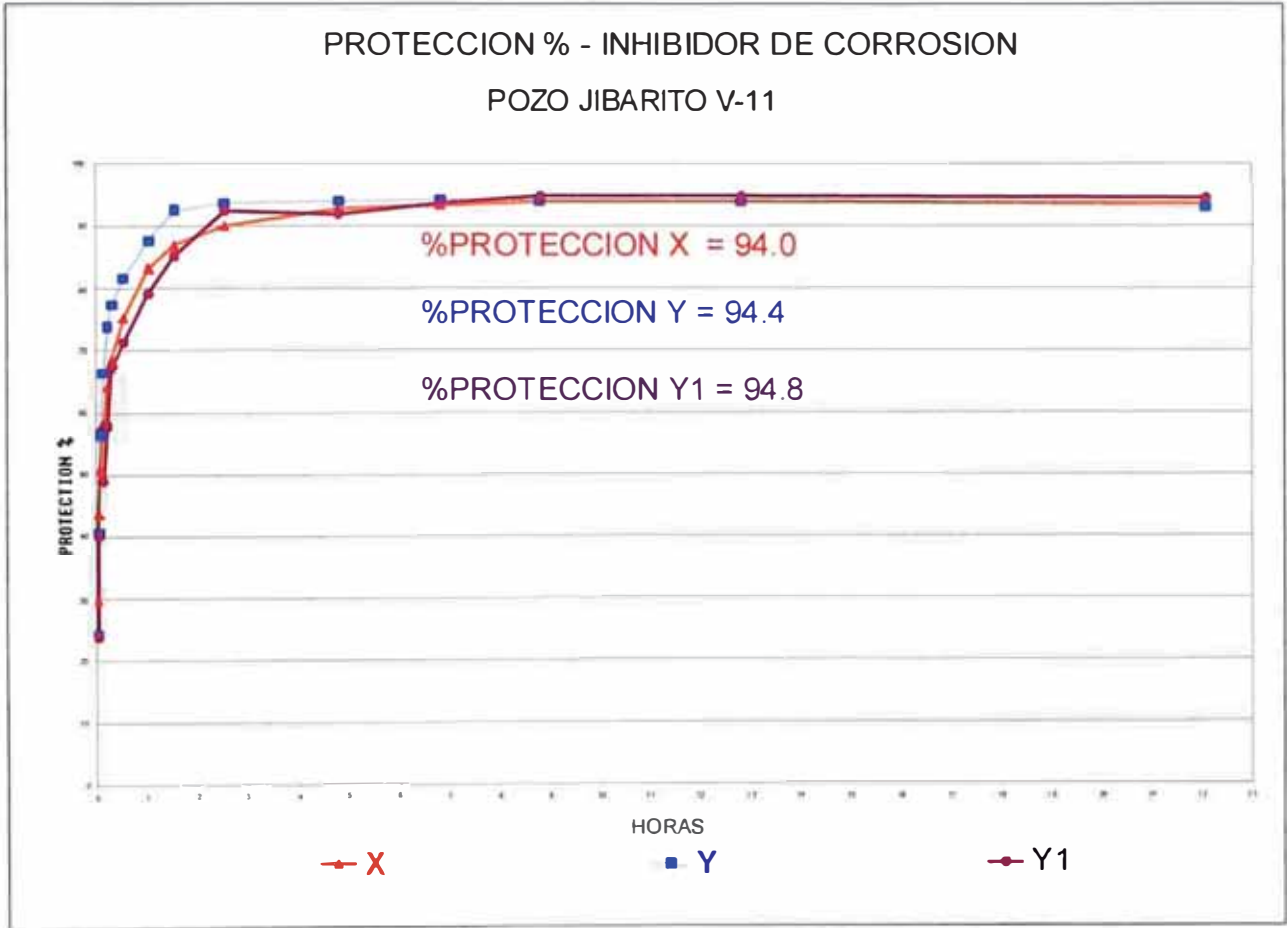


Figure XI

TABLA X

MONITOREO DE CORROSION: POZO V-8 . INHIBIDOR Y

LPR PROBETA EQUIPO CORRATER RCS 9000

ACUM. Horas	PRESION		T (° F)	BOPD	BWPD	Corr. Inh. QPD		General PIT		COMENTARIO
	WH Psi	CSG Psi				ppm		Corr. MPY		
0.00	180	35	232	1067	10534	0	0	77.4	4.3	
0.97						0		115	1.9	
1.97						0		145	3.5	
2.97						0		134	5.5	
44.47	180	35	232	1067	10534	0	0	105	5.7	
47.22						0		105	6.1	
48.47						0		103	6.1	
49.89						0		104	5.9	
53.22						5	9	74.8	13.6	Inicio inyeccion @ 5ppn a 17:00 p.m.
55.47						5	9	74.1	13.4	
63.30	180	26	232	1067	10534	5	9	50.1	4.9	
65.30						5	9	50.2	4.6	
72.72						5	9	50.9	4.7	
74.97						5	9	49.9	4.6	
77.97	180	40	232			10	18	44.1	3.7	Incremento a 10 ppm
87.22						10	18	35.4	2.4	Incremento Hz 55 a 60
92.47	180	34	232	1239	12231	10	18	43.5	2.6	
94.14						10	18	43.7	2.5	Nueva dosis a 10 ppm
97.17						10	21	45.7	2.5	
98.97						10	21	43.6	2.3	
101.97						10	21	44.2	1.5	
111.22	180	37	232	1239	12231	10	21	44.3	0.3	
117.14	180	43	233	1239	12231	15	31	40.4	0.6	Incremento a15 ppm
120.55	180	42	233	1239	12231	15	31	38.3	0.1	
123.14						15	31	36.5	0.2	
125.80	180	40	232	1239	12231	15	31	25	0.4	
128.47						15	31	20.8	0.9	
142.47	180	42	232	1239	12231	15	31	16.5	3.2	
144.14						15	31	13.8	1.5	
149.22	180	42	233	1239	12231	15	31	11	0.3	
157.97	180	42	233	1239	12231	15	31	9.9	0.2	
160.30	180	42	233	1239	12231	15	31	10.3	0.1	
164.30	180	42	233	1239	12231	15	41	6.3	0.4	Incremento a 20 ppm
167.97	180	42	233	1239	12231	20	41	6.1	0.5	
171.22	180	42	233	1239	12231	20	41	5.9	0.3	
173.97	180	42	233	1239	12231	20	41	5.9	0.1	
182.97	180	42	232	1239	12231	20	41	6.2	0.5	
184.47	180	42	232	1239	12231	20	41	6.2	0.6	Incremento a 25 ppm
195.47	180	42	232	1239	12231	25	51	3.7	0.5	
197.72	180	42	232	1239	12231	25	51	4.1	0.4	
205.97	180	42	232	1239	12231	25	51	3.9	1.2	
219.22	180	42	232	1239	12231	25	51	3.2	1.4	
221.97	180	42	232	1239	12231	25	51	3.2	1.3	
231.30	180	35	232	1239	12231	25	41	3.3	1.2	
236.47	180	35	232	1239	12231	25	41	3.3	1.2	
242.80	180	35	232	1239	12231	25	41	3.2	1.1	Inyeccion STOP

243.97	180	35	232	1239	12231	0	0	3.2	1.2
244.97	180	35	232	1239	12231	0	0	3.2	1.2
245.97	180	35	232	1239	12231	0	0	6.4	1.3
246.97	180	35	232	1239	12231	0	0	11.1	1.6
247.97	180	35	232	1239	12231	0	0	11.3	1.4
252.97	180	35	232	1239	12231	0	0	14.6	1.4
253.97	180	35	232	1239	12231	0	0	17	1.3
254.97	180	35	232	1239	12231	0	0	21	1.4
255.97	180	35	232	1239	12231	0	0	21.2	1.2
256.97	180	35	232	1239	12231	0	0	21.7	1.1
257.97	180	35	232	1239	12231	0	0	29.7	1.1
259.97	180	35	232	1239	12231	0	0	35.5	1.0
260.97	180	35	232	1239	12231	0	0	36.5	1.1
261.97	180	35	232	1239	12231	0	0	40.9	1.3
262.97	180	35	232	1239	12231	0	0	42.7	1.2
266.97	180	35	232	1239	12231	0	0	50.5	1.6
267.97	180	35	232	1239	12231	0	0	53.2	1.8
268.97	180	35	232	1239	12231	0	0	55.3	1.9
269.97	180	35	232	1239	12231	0	0	57.8	1.9
270.97	180	35	232	1239	12231	0	0	58.4	1.8
277.97	180	35	232	1239	12231	0	0	59.7	1.7
278.97	180	35	232	1239	12231	0	0	70.9	1.6
280.97	180	35	232	1239	12231	0	0	74.6	1.9
282.97	180	35	232	1239	12231	0	0	77.3	2.1
283.97	180	35	232	1239	12231	0	0	77.7	2.1
286.97	180	35	232	1239	12231	0	0	80.8	3.8
290.97	180	35	232	1239	12231	0	0	81.4	3.1
291.97	180	35	232	1239	12231	0	0	83.2	3.4
292.97	180	35	232	1239	12231	0	0	85.6	3.5
293.97	180	35	232	1239	12231	0	0	85.7	3.7
294.97	180	35	232	1239	12231	0	0	86.0	3.8
301.97	180	35	232	1239	12231	0	0	88.1	4.1
302.97	180	35	232	1239	12231	0	0	88.9	4.0
304.97	180	35	232	1239	12231	0	0	89.2	4.0
305.97	180	35	232	1239	12231	0	0	90.5	4.1
306.97	180	35	232	1239	12231	0	0	90.9	4.2
307.97	180	35	232	1239	12231	0	0	90.9	4.2
308.97	180	35	232	1239	12231	0	0	91.0	4.2
309.97	180	35	232	1239	12231	0	0	92.2	4.4
311.97	180	35	232	1239	12231	0	0	92.8	4.8
314.97	180	35	232	1239	12231	0	0	92.9	4.5
316.97	180	35	232	1239	12231	0	0	93.1	4.5
317.97	180	35	232	1239	12231	0	0	93.4	4.5
325.97	180	35	232	1239	12231	0	0	93.4	4.4
326.97	180	35	232	1239	12231	0	0	93.5	4.5
329.97	180	35	232	1239	12231	0	0	93.5	4.4
332.97	180	35	232	1239	12231	0	0	93.5	4.5
333.97	180	35	232	1239	12231	0	0	93.5	4.9
340.97	180	35	232	1239	12231	34	70	3.9	0.9
408.47	180	35	232	1178	12216	22.5	46	2.6	0.4
425.47	180	35	232	1178	12216	22.5	46	3.8	0.8

Re-inicio inyección: Batch
inyección final a 22.5 ppm

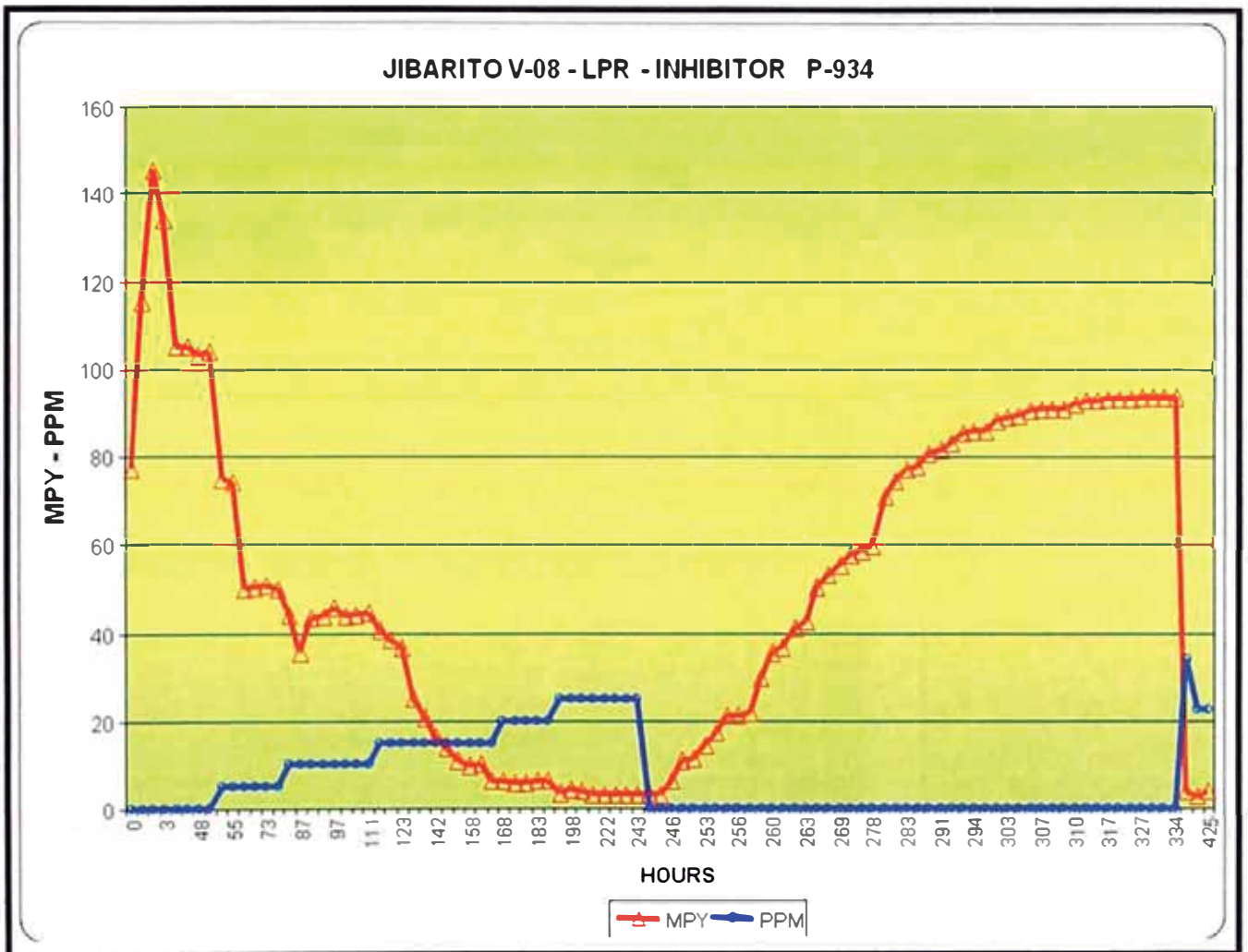
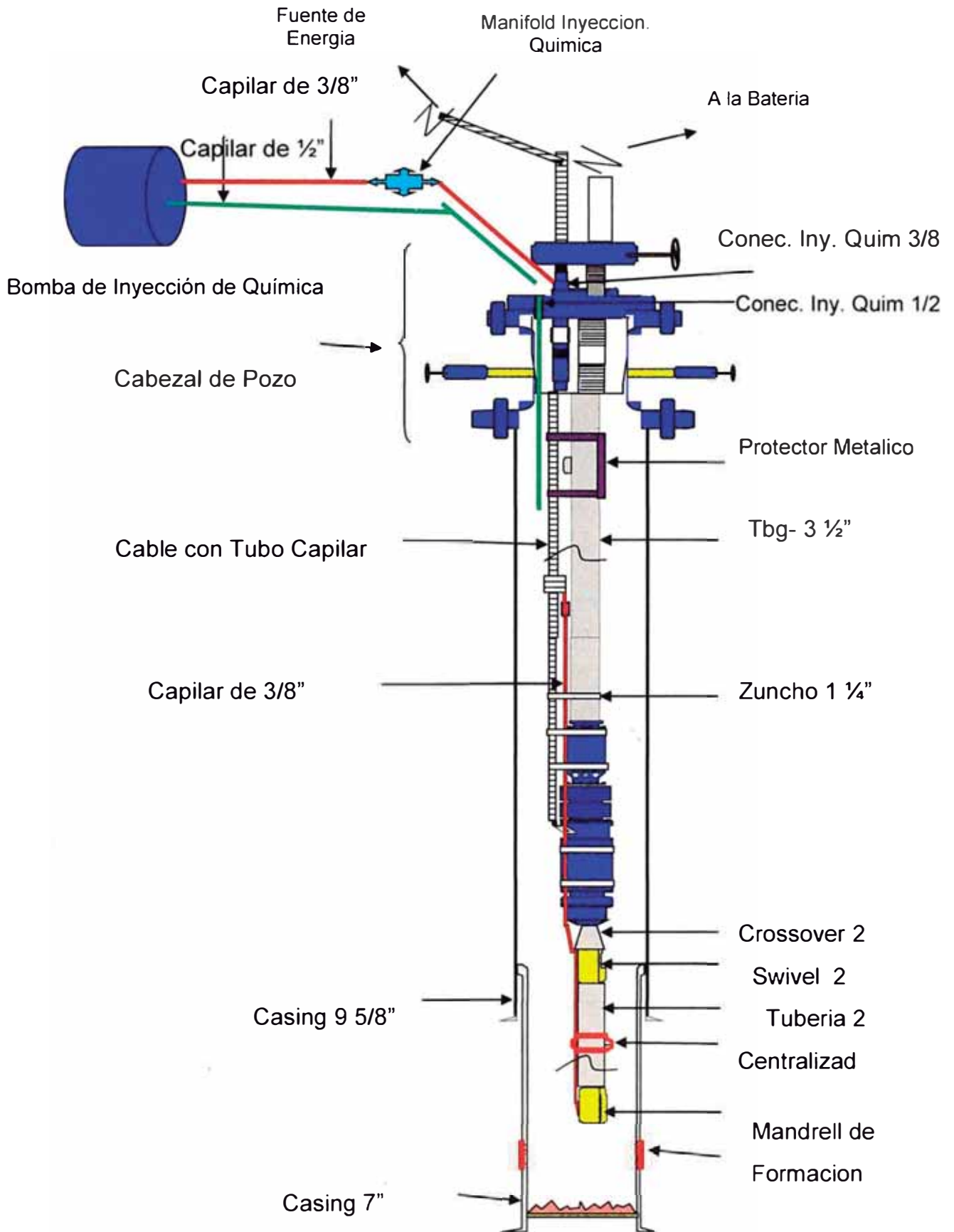


Figure XII: Monitoreo de corrosión con LPR del inhibidor corrosión Y Vs tiempo

FIGURA XIII: SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICA

Diagrama de pozo con Tratamiento de Inyección de Química en fondo



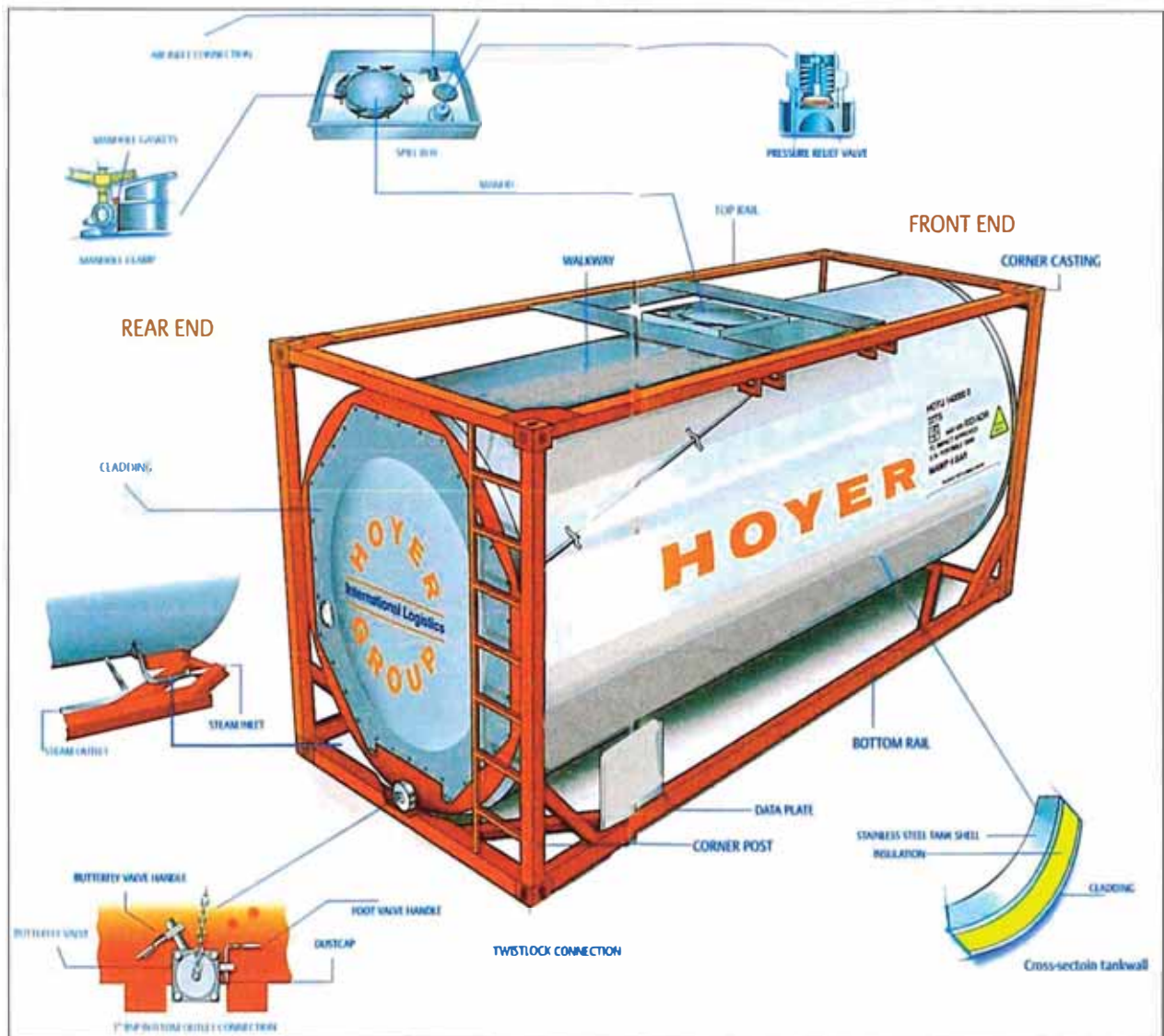


FIGURA XIV: ENVASE ISOTANKS DE 5,500 GALONES



FIGURA XV: ENVASE BULKDRUM DE 330 GALONES



FIGURA XVI: ENVASE CILINDROS DE 55 GALONES

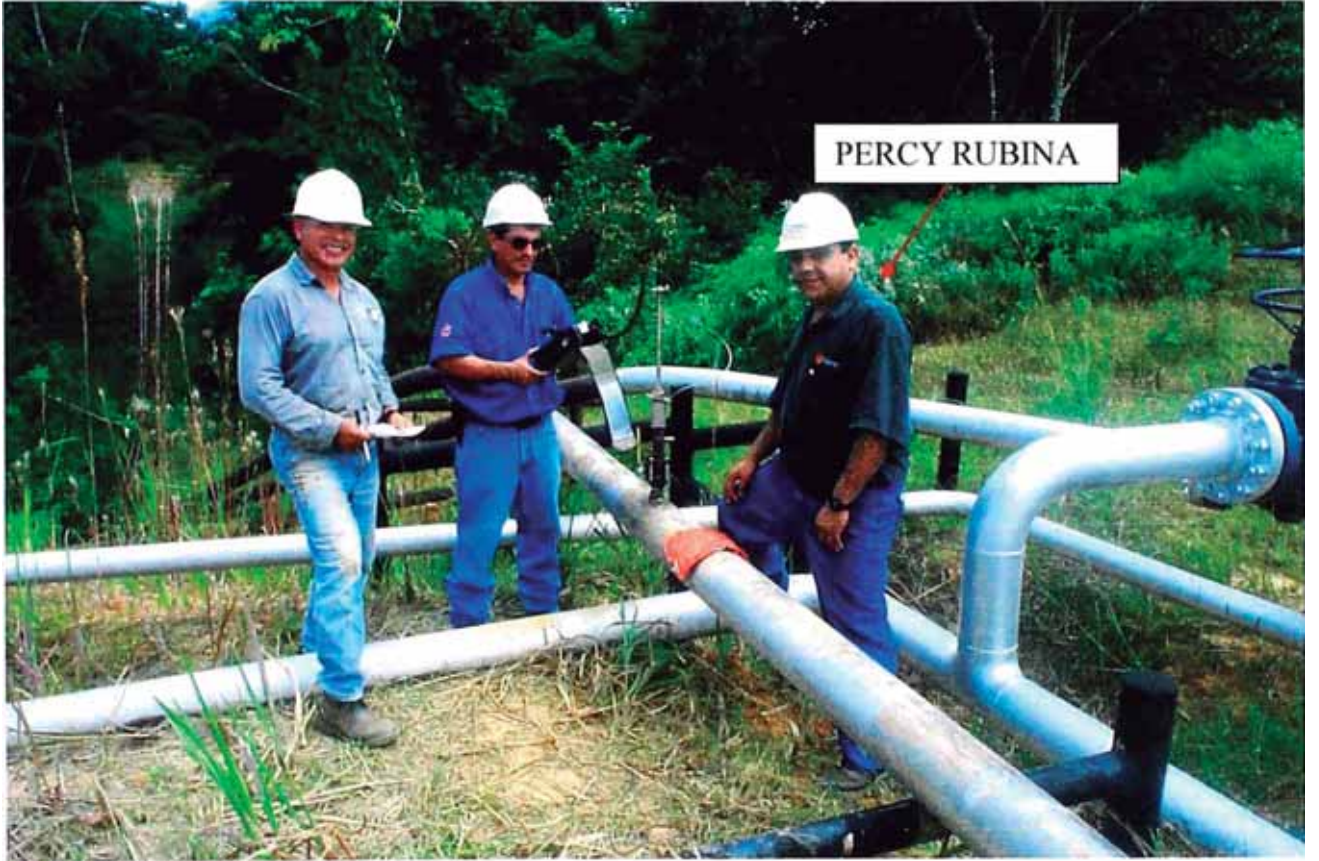


FOTO I