

SISTEMA DE GESTIÓN DE CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN C.S.M.S (Corrosion
and Scaling Management System) PARA EL CAMPO GIGANTE DE LA
COMPAÑÍA EMERALD ENERGY PLC

LUISA FERNANDA ANDRADE RIVAS

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2009

SISTEMA DE GESTIÓN DE CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN (C.S.M.S)
(Corrosion and Scaling Management System) EN EL CAMPO GIGANTE DE LA
COMPAÑÍA EMERALD ENERGY PLC

LUISA FERNANDA ANDRADE RIVAS

Trabajo realizado como proyecto
de grado para obtener el título
de Ingeniero de Petróleos

Director

HAYDEE MORALES
Ingeniero de Petróleos
Docente
Universidad Surcolombiana

Asesor

JOSE ARCESIO MORA
Ingeniero de Producción
Emerald Energy Plc.

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2009

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, 5 de Agosto de 2009

DEDICATORIA

A Dios, a la Virgen María, a mis padres y hermano que con su amor y apoyo constante y a la incondicional paciencia de mí querido Víctor hicieron posible este logro.

Luisa

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa su más sincero agradecimiento a:

EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA

LUIS EDUARDO PALENCIA VALENZUELA. Gerente de producción, EMERALD ENERGY PLC. Por la oportunidad brindada para la realización de este proyecto.

JOSE ARCESIO MORA. Ingeniero de producción, EMERALD ENERGY PLC. Por sus valiosa orientación como asesor del proyecto.

WILSON VILLANUEVA. Supervisor Campo Gigante, EMERALD ENERGY PLC. Por su constante colaboración.

A todo el personal administrativo y operacional del Campo Gigante, por sus conocimientos compartidos y su colaboración que hicieron posible la realización de este proyecto.

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

HAYDEE MORALES MONDRAGÓN. Ingeniero de petróleos y directora de este proyecto.

A todas las personas quienes de una u otra forma colaboraron y apoyaron la realización de este proyecto.

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN.....	13
1. GENERALIDADES DEL CAMPO.....	14
2. MARCO TEÓRICO.....	15
2.1 CORROSIÓN.....	15
2.1.3 CAUSAS DE LA CORROSIÓN.....	15
2.1.4 FORMAS DE CORROSIÓN PRESENTES EN EL CAMPO GIGANTE...	16
2.1.5 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL MECANISMO DE CORROSIÓN.	18
2.1.6 EFECTOS FÍSICOS.....	20
2.2 INCRUSTACIÓN.....	21
2.2.1 CAUSAS DE LA INCRUSTACIÓN.....	22
2.2.2 TIPOS DE INCRUSTACIONES.....	22
3. DIAGNÓSTICO DE CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN.....	25
3.1 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN.....	25
3.1.1 ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DEL AGUA.....	25
3.1.2 ANÁLISIS COMPOSICIONAL DEL GAS.....	26
3.2 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.....	27
3.2.1 GASES DISUELTOS.....	27
3.2.2 VELOCIDAD DE CORROSIÓN.....	28
3.2.3 ÍNDICE DE SATURACIÓN.....	30
3.2.4 PRESENCIA DE BACTERIAS.....	34
3.2.5 CORROSIÓN- EROSIÓN POR PRESENCIA DE ARENA.....	35
3.2.6 COMPUESTOS DE HIERRO ORIGINADOS POR CO ₂	36
3.3 ESTADO TANQUES DE PROCESO.....	38
3.4 ZONAS Y PUNTOS CRÍTICOS.....	40
4. SISTEMA DE GESTIÓN DE CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN C.S.M.S (Corrosion and Scaling Management System).....	41

4.1	POLÍTICA DE PREVENCIÓN	41
4.2	OBJETIVOS, ORGANIZACIÓN Y RESPONSABILIDADES.....	42
4.2.1	OBJETIVOS ESTRATÉGICOS.....	42
4.2.2	ORGANIZACIÓN	42
4.2.3	RESPONSABILIDADES	43
4.3	PELIGROS, RIESGOS Y EFECTOS RELACIONADOS CON LA CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN.....	46
4.3.1	IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y EVENTOS PELIGROSOS	46
4.3.2	EVALUACIÓN DE RIESGOS.....	47
4.3.3	EVALUACIÓN DE LAS CAUSAS	50
4.3.4	MANEJO DE RIESGOS Y EFECTOS.....	50
4.4	PLANIFICACIÓN DE MONITOREO Y CONTROL	54
4.4.1	PLANIFICACIÓN DE MONITOREO DE CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN	54
4.4.2	CONTROL DE CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN.....	55
4.5	REVISIÓN TÉCNICA	56
4.6	ACCIONES CORRECTIVAS.....	56
4.7	ALMACENAMIENTO DE DATOS	57
5.	CONCLUSIONES.....	59
6.	RECOMENDACIONES	60
	BIBLIOGRAFÍA.....	62
	ANEXOS.....	63

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Resultados de predicción de velocidad de corrosión en MPY.....	29
Tabla 2. Resultados de índice de saturación obtenidos del programa Scale VR 1.2B de Champion Technologies	32
Tabla 3. Resultados de inspección de tanques de almacenamiento horizontales.....	39

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Interpretación de los valores del índice de incrustación.....	31
Cuadro 2. Valoración de la severidad de acuerdo a los rangos de incrustación, en libras por mil barriles (PTB).....	31
Cuadro 3. Comparación de velocidades de fluido.....	36
Cuadro 4. Matriz para la evaluación de los riesgos de acuerdo a la presión y la tasa de corrosión.....	47
Cuadro 5. Matriz de valoración de riesgos.....	48

LISTA DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfico 1. Comportamiento histórico del % CO ₂ presente en el gas.....	27
Gráfico 2. Predicción de la velocidad de corrosión en MPY basado en el % CO ₂ en el Gas.....	30
Gráfico 3. Efecto de la presión parcial de CO ₂ sobre la corrosión.....	30
Gráfico 4. Comportamiento del índice de saturación de calcita basado en los datos calculados por el programa Scale VR 1.2B de Champion Technologies.....	33
Gráfico 5. Comportamiento índice de saturación de calcita Fuente: Programa scale VR 1.2B de Champion Technologies.....	33
Gráfico 6. Comportamiento cantidad de libras de calcita por barril producido Fuente: Programa scale VR 1.2B de Champion Technologies.....	34
Gráfico 7. Comportamiento histórico del SO ₄ ⁼ presente en el agua.....	35
Gráfico 8. Comportamiento histórico de Fe ⁺⁺ presente en el agua de producción.....	37
Gráfico 9. Comportamiento histórico de Cl ⁻ presente en el agua de producción.....	38
Gráfico 10. Máximo espesor perdido por tanque.....	39

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Esquema del sistema de gestión de corrosión e incrustación.....	41
Figura 2. Estructura de la organización.....	43
Figura 3. Metodología de base de datos.....	58

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. Análisis fisicoquímicos del agua de producción del pozo Gigante 1A	64
ANEXO B. Análisis composicional del gas de producción.....	65
ANEXO C. Fotografías de casos de incrustación y corrosión en el campo Gigante	66
ANEXO D. Gráfico del sistema de inyección de productos químicos utilizado en el campo Gigante.....	67
ANEXO E. Resultados de la inspección realizada a los tanques de almacenamiento.....	68
ANEXO F. Manual del usuario del esquema interactivo del campo Gigante.....	70

INTRODUCCIÓN

Es común en la industria petrolera que las estructuras metálicas sean atacadas por los fenómenos de corrosión e incrustación; estos fenómenos pueden dar lugar a perforaciones en la pared de las tuberías, generar daños ecológicos y pérdidas económicas; es por eso que las compañías buscan la manera de proteger, evitando o mitigando el avance de la corrosión e incrustación en sus campos petroleros.

El C.S.M.S (Corrosion and scaling management system), es una herramienta desarrollada para guiar a la compañía Emerald Energy Plc sucursal Colombia en el manejo y control de la corrosión e incrustación que afecta actualmente las operaciones del campo Gigante.

Con el objetivo de conocer las condiciones actuales del campo y las principales causas de la presencia de la corrosión e incrustación, este documento empieza con el diagnóstico de los fenómenos realizado al campo Gigante, luego el documento continúa con la presentación del sistema de gestión de corrosión e incrustación. El sistema de gestión de corrosión e incrustación se elaboró siguiendo la estructura básica de los sistemas de gestión, es decir, el C.S.M.S contiene una política, objetivos, un planteamiento de una organización con sus respectivas responsabilidades y una base de datos que facilita el seguimiento de los fenómenos. La base de datos llamada "Base de datos C.S.M.S" se ubicó en el esquema interactivo del campo Gigante; el esquema es una página web que se elaboró para este fin, durante el mismo tiempo en que se realizó el sistema de gestión de corrosión e incrustación.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO

El campo Gigante está en jurisdicciones de los municipios de Garzón y Gigante en el departamento del Huila; el pozo está localizado en el bloque Matambo que se encuentra sobre la parte central de una estructura anticlinal del Valle Superior del Magdalena.

En la cuenca, la formación Caballos es la roca almacenadora por excelencia, pero son las arenas de la formación Tetuán las que producen el aceite.

Estructuralmente la zona está limitada al oriente por la falla de Garzón, de bajo ángulo, la cual desplaza rocas del basamento cristalino sobre la cobertera sedimentaria del Valle del Magdalena, evento que sucedió después de la depositación de la formación Honda y que formó el anticlinal de Gigante.

El campo está compuesto por el cargadero, el pozo inyector Cascajal-1 y la estación donde está ubicado el pozo productor Gigante 1A.

El Pozo Gigante -1A se inició a perforar el 8 de mayo de 1998 y finalizó el 17 de septiembre de 1998; tiene una profundidad total de 15764 Pies. Actualmente el pozo cuenta con levantamiento artificial mediante el Bombeo Electrosumergible donde el sensor está sentado a 9503,32 Pies con una presión de entrada a la bomba (PIP) de 990 psi.

Información del pozo Gigante 1A

- Producción de crudo = 1000 BOPD
- Gravedad API = 30,5
- Producción de agua = 1200 BWPD
- Producción de gas rico = 800 KSCFPD
- BSW = 0,56 %
- Presión de burbuja = 1705 Psia @ 215 °F
- Presión del sistema = 5175 Psia
- Temperatura de fondo de pozo (BHT) = 260°F
- Porosidad = 15%
- Permeabilidad = 108,6 md
- Radio del pozo = 0,35 Pies
- Radio de Investigación = 1962 Pies

2. MARCO TEÓRICO

2.1 CORROSIÓN

La corrosión es el deterioro de un material o de las propiedades por una reacción química o electroquímica con su ambiente¹.

Básicamente lo que ocurre en la corrosión es que el material metálico tiende a regresar a su estado más estable; es decir, como se encuentra originalmente en la naturaleza, ya sea como óxido, sulfuro o hidróxido.

2.1.3 CAUSAS DE LA CORROSIÓN

Por erosión

Se produce por el desgaste de la superficie en contacto con un fluido cuyo movimiento es rápido. Se caracteriza por la aparición de surcos, valles, hoyos, que en general se observan en la dirección del fluido. Por otra parte, este desgaste también ocasiona la abrasión de las películas protectoras de óxidos o cubiertas que protegen el material, favoreciendo la disolución metálica.

Por cavitación

Es causada cuando la película protectora es removida de la superficie del metal por altas presiones generadas por el colapso de gas o burbujas de vapor en el líquido, donde la energía colocada para causar cavitación es suficientemente alta.

Por microorganismos

Los microorganismos se adhieren a la superficie metálica formando lo que se conoce como biofilm. El biofilm está constituido por una matriz de material polimérico en el que se encuentran embebidos los microorganismos, sus productos metabólicos y el material inorgánico. Los microorganismos pueden acelerar el proceso de corrosión localizada, de diversas formas entre ellas: a) La

¹ ENDEAN, Howard J. Manual de detección y control de corrosión en campos petroleros. Houston: Champion Chemicals, 1989. p.1.

remoción del oxígeno por parte de los microorganismos aeróbicos da lugar al empobrecimiento local del mismo, y a la aparición de celdas de concentración.

b) Los productos metabólicos de distinta naturaleza tales como ácidos orgánicos, sulfuros, de características agresivas, favorecen el proceso de disolución de los óxidos pasivantes y del metal; c) Los microorganismos pueden romper localmente la película pasivante o los recubrimientos protectores creando sitios anódicos; d) Los microorganismos pueden degradar los inhibidores de corrosión o y la matriz polimérica puede impedir su difusión hacia la superficie metálica.

2.1.4 FORMAS DE CORROSIÓN PRESENTES EN EL CAMPO GIGANTE

Corrosión General

Es también llamada corrosión uniforme; la corrosión procede radialmente; las tuberías que sufren corrosión general son delgadas de un lado, o ambos.

La corrosión general puede ser reconocida por una picada sobre la superficie y por la presencia de productos de corrosión, en algunos casos los productos de corrosión no pueden estar presentes por ser solubles o pueden ser removidos por la acción del viento, lluvia u otras clases de fuerzas.

La corrosión general usualmente es medida en términos de penetración por unidad de tiempo, en milímetros por año o milésimas por año, midiendo la pérdida de peso y calculando la pérdida equivalente del espesor del metal².

Corrosión Localizada

Ocurre en sitios discretos sobre la superficie del metal; la corrosión en estos lugares puede comenzar y parar con cambios en el medio ambiente.

Corrosión por picadura

La corrosión por picadura se presenta como una profundidad, de ataque corrosivo angosto, el cual frecuentemente causa penetración rápida de los substratos de las capas.

El hueco se inicia en los defectos o imperfecciones en una película protectora o pasiva. La propagación de la corrosión es conducida por la diferencia de potencial entre el área anódica al lado del hueco y el área alrededor catódica; termina debido al incremento de la resistencia interna de la celda local (causado por relleno de productos de corrosión, película de el cátodo, etc.). La corrosión

² NACE INTERNATIONAL. Basic corrosion course, Capt. 5. United States: NACE, 1996.

puede reiniciarse por el restablecimiento de las condiciones o por la aireación diferencial entre la solución de la cavidad de mayor importancia y la solución en algunos de las grietas que emanan de la profundidad del metal.

Las condiciones en los materiales y equipos de campo que pueden iniciar la corrosión por picadura en el campo Gigante son las siguientes.

1. Factores metalúrgicos
Crecimiento anormal de grano, tratamiento térmico incorrecto, acero sucio (escoria, taquetes, costra), alivio de esfuerzos incorrecto, secuencia de fundimiento incorrecta.
2. Factores de laminación en la fábrica
Tratamiento térmico y/o alivio de esfuerzos incorrectos, pliegues, costuras, descentramientos térmicos recalcados, recalcado y rebabado incorrectos, limpieza incorrecta soldadura incorrecta o inapropiada, excesivo enderezamiento en frío, daño a la superficie.
3. Factores de operación en el campo.
Daño a la superficie, soldadura incorrecta, doblado y enderezamiento en frío, agua ácida producida, incrustaciones depositadas por el agua, incrustaciones producidas por la corrosión, columnas de agua, alta velocidad, aleaciones y metales disimilares³.

Corrosión Asistida Por Flujo

Es la acción combinada de corrosión y flujo de fluido.

Corrosión – Erosión

Ocurre cuando la velocidad del fluido es suficiente para remover las películas de protección de la superficie del metal. La corrosión - erosión es la causa frecuente de ataque localizado donde las discontinuidades de la superficie causan aberraciones en el flujo y turbulencia. Puede ocurrir en flujo de líquidos o gases con o sin partículas abrasivas.

³ ENDEAN, Howard J. Manual de detección y control de corrosión en campos petroleros. Houston: Champion Chemicals, 1989. p.3.

2.1.5 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL MECANISMO DE CORROSIÓN

Composición Electrolítica

a) Conductividad

La corrosión es un proceso electroquímico, en el cual fluye corriente entre las áreas anódicas y catódicas de la superficie del metal, cuando hay presencia de un electrolito para completar el circuito eléctrico, que siempre es agua en las operaciones de campo. El electrolito incrementa su conductividad eléctrica cuando la cantidad de sales disueltas o iones se incrementan, facilitando el flujo de corriente y como la cantidad de metal que se disuelve es proporcional al flujo de corriente, la velocidad de corrosión aumenta.

La mayoría de las aguas de formación producidas con crudo y gas contienen altos niveles de sal y son muy conductivos⁴.

b) pH

Es la medida de la alcalinidad o acidez del agua; el término indica la concentración de iones hidrógeno y se define como el logaritmo negativo de la concentración de iones hidrógeno:

$$pH = -\text{Log} [H^+]$$

Cuando el pH es ácido la protección de recubrimiento de hidróxido se disuelve y el metal se corroe.

pH 7.0 o superior	- Corrosión significativa poco probable
pH entre 7.0 y 6.5	- Corrosión menor, posible
pH entre 6.5 y 6.0	- Corrosión moderada con posibles picaduras
pH de 6.0 o inferior	- Corrosión significativa con probables picaduras ⁵

Gases disueltos

El oxígeno disuelto, el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno incrementan considerablemente la corrosividad del agua.

⁴ NALCO/EXXON ENERGY CHEMICALS, LP. Training manual part 3. 1998.

⁵ ENDEAN, Op. cit., p. 7.

a) *Oxígeno*

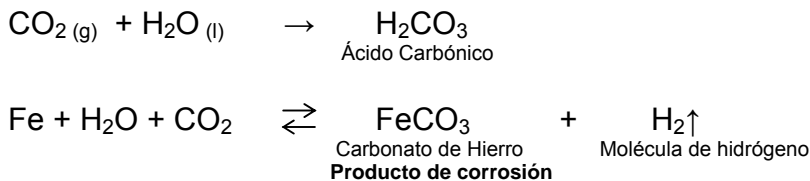
La combinación de oxígeno con otros gases como H₂S o CO₂ incrementan drásticamente su capacidad para corroer.

El oxígeno acelera la corrosión de dos maneras, como un depolarizador o un oxidante.

b) *Dióxido de carbono*

Es conocida como corrosión dulce; el dióxido de carbono es 36 veces más soluble en agua que el oxígeno a 25°C; se disuelve en agua formando ácido carbónico, disminuyendo el pH del agua e incrementando la corrosividad.

La corrosión debido al dióxido de carbono procede de la siguiente manera:



Los factores importantes que gobiernan la solubilidad de dióxido de carbono son la presión, temperatura, pH y composición de agua. La presión es el factor controlador más frecuente, especialmente en sistemas de gas condensado donde el contenido de gas disuelto es bajo. Es habitual usar la presión parcial de dióxido de carbono como una medida del potencial de corrosión; cuando la presión parcial está por encima de 10 Psia se considera favorable para el fenómeno de corrosión se presente.

$$\text{Presión parcial} = \text{Presión Total} \times \text{Fracción molar de CO}_2$$

Teniendo como regla para valorar la corrosividad del gas que:

PpCO₂ > 30 Psia indica que la corrosión ocurrirá

PpCO₂ entre 7 y 30 Psia indica que la corrosión es posible

PpCO₂ < 7 Psia indica condiciones no corrosivas⁶.

⁶ NALCO/EXXON ENERGY CHEMICALS, LP. Op. cit., p. 11-12.

2.1.6 EFECTOS FÍSICOS

Temperatura

El incremento de la temperatura puede producir los siguientes efectos:

- La rata de corrosión incrementará. Como regla general, la rata de reacción química se dobla por cada 8°C de aumento en temperatura.
- En sistemas abiertos de gases disueltos, los gases pueden escapar, mientras un aumento en temperatura reduce su solubilidad. En sistemas cerrados los gases no pueden escapar, así la corrosividad del agua incrementará con el aumento de la temperatura al punto que los gases disueltos escapan y entonces decrece.
- La solubilidad de sales disueltas será alterada. Calcio y bicarbonato de magnesio disueltos en agua se descompondrán mientras aumenta la temperatura. El dióxido de carbono liberado puede producir altas ratas de corrosión, pero los resultados de calcio y carbonato de magnesio pueden depositarse sobre la superficie del metal y proveer una protección.
- A altas temperaturas el agua líquida no requiere tanto tiempo para que la reacción de corrosión por oxidación/reducción ocurra.
- El daño puede también ocurrir en atmósferas reductoras, donde los gases reductores como el hidrógeno (H₂), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), o sulfuro de hidrógeno (H₂S) están presentes. La presencia de sulfuro puede incrementar la cantidad de corrosión por debajo de las condiciones reductoras. En muchos casos el daño es interno en el metal y puede no ser obvio desde el peso o cambio de tamaño o por la formación de incrustaciones externas.
- El sulfuro tiende a formar depositaciones inorgánicas, la película de sulfuro tiende a agrietarse más fácilmente que las depositaciones de óxido y tiene ratas de crecimiento más altas.

Presión

El mayor efecto de la presión es el aumento en el gas disuelto e incremento de la presión, con incremento de la corrosividad.

Velocidad

- El incremento en la velocidad tiende a incrementar la corrosión de tipo general más que la corrosión de tipo picadura.
- Las velocidades bajas tienden a incrementar la corrosión por picadura pero decrece la corrosión general.
- Las velocidades altas, combinadas con la presencia de sólidos suspendidos o burbujas de gas, producen efectos llamados “corrosión- erosión” y también cavitación.
- Las velocidades bajas favorecen el crecimiento de bacterias sulfatorreductoras (SRB) y así la corrosión por sulfuro de hidrógeno.
- Las velocidades bajas en sistemas de hidrocarburos y agua mezclados, favorecen la separación de dos fases y el incremento en la rata de corrosión, mientras a velocidades altas favorecen la emulsificación y la reducción de corrosión⁷.

2.2 INCRUSTACIÓN

Es un conjunto de depósitos que se incrustan en la tubería de producción obstruyendo el hueco e impidiendo el flujo normal de los flúidos; se forman por precipitaciones de minerales presentes en el agua de formación.

La formación de incrustaciones comienza cuando se perturba el estado de equilibrio de cualquier flúido natural de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. La solubilidad del carbonato de calcio en agua aumenta cuando la temperatura disminuye, a presión constante. Entonces la formación de incrustaciones puede iniciar con el cambio de temperatura o de presión, liberación de gas, modificación del pH o el contacto con agua incompatible⁸.

⁷ NALCO/EXXON ENERGY CHEMICALS, LP. Op. cit., p. 15-16.

⁸ Crabtree, Mike y Eslinger, David. La lucha contra las incrustaciones-remoción y prevención. En: Oilfield Review. Otoño, 1999.

2.2.1 CAUSAS DE LA INCRUSTACIÓN

Mezclas incompatibles

La mezcla de aguas incompatibles provenientes de la inyección y la formación puede provocar el desarrollo de incrustaciones.

Auto sedimentación

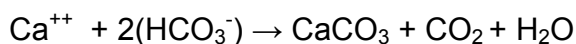
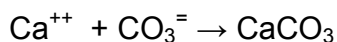
El fluido de un yacimiento experimenta cambios de temperatura y presión durante la producción; si estos cambios modifican la composición del fluido de modo tal que se supere el límite de solubilidad de un mineral, éste precipita en forma de incrustaciones minerales; a esto se le conoce como autosedimentación.

La disminución de la presión durante la producción libera gases del fluido, cuyo pH aumenta y provoca el depósito de residuos minerales, los residuos carbónicos se pueden encontrar desde la matriz cercana al pozo, a lo largo de la tubería y dentro del equipamiento de superficie, dado que la presión y la temperatura del agua producida cambian continuamente. En las incrustaciones de carbonatos los efectos de la temperatura a menudo se contraponen a los efectos de la presión.

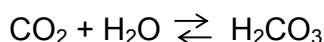
2.2.2 TIPOS DE INCRUSTACIONES

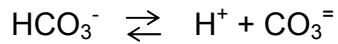
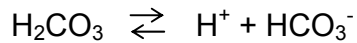
Carbonato de Calcio

Pueden ser formadas por la combinación de iones calcio con iones carbonato o iones bicarbonato.



Efecto de la Presión Parcial CO₂. La presencia de CO₂ incrementa la solubilidad del CaCO₃ en agua, cuando el dióxido de carbono se disuelve en agua esta forma ácido carbónico el cual ioniza según las siguientes series de ecuaciones:





La cantidad de CO_2 que se disolverá en agua es proporcional a la presión parcial de CO_2 en el gas sobre el agua. Si la presión del sistema o el porcentaje de CO_2 en el gas aumentan, la cantidad de CO_2 disuelto en el agua también incrementa.

La solubilidad de CaCO_3 incrementa con el aumento de la presión parcial de CO_2 .

En algún punto del sistema donde la presión cae, la presión parcial de CO_2 en la fase de gas decrece, el CO_2 sale de la solución y el pH del agua aumenta.

La caída de presión por una restricción, como una válvula u orificio, puede también inducir a una turbulencia local la cual puede ayudar en la iniciación de depositación de carbonatos.

Efecto de pH. La cantidad presente de CO_2 en el agua afecta el pH del agua y la solubilidad de carbonato de calcio. Con un pH bajo es probable que ocurra precipitación.

Efecto de presión total. La solubilidad de carbonato de calcio en un sistema de dos fases incrementa con el aumento de presión por:
El incremento de la presión incrementa la presión parcial de CO_2 e incrementa la solubilidad de CaCO_3 en agua.

Efecto de la temperatura. El carbonato de calcio se vuelve menos soluble con el incremento de la temperatura; en aguas a altas temperaturas, es probable que se forme depositaciones de CaCO_3 .

Efecto de sales disueltas. La solubilidad del carbonato de calcio incrementa con el aumento del contenido de sal en el agua.

En resumen la probabilidad de formación de carbonato de calcio:

- Incrementa tanto como la presión parcial de CO_2 decrece
- Incrementa tanto como el pH incrementa
- Incrementa tanto como las sales disueltas totales decrecen
- Incrementa tanto como la presión total incrementa

Componentes de Hierro

Origen de hierro en el agua. Los iones de hierro presentes en el agua pueden estar naturalmente, o ser resultado de la corrosión. El agua normalmente contiene solo unos pocos mg/L de hierro natural y valores tan altos como 100 mg/L son raros.

Los componentes precipitados de hierro son una causa común de formación de depósitos y taponamiento en pozos inyectoros.

Hierro y Gases disueltos. La corrosión es usualmente el resultado de CO_2 , H_2S u oxígeno disuelto en el agua; la mayoría de las incrustaciones que contienen hierro son productos de corrosión, sin embargo los componentes de hierro pueden también formarse por precipitación de formación natural de hierro.

El sulfuro de hidrógeno formará sulfuro de hierro como producto de corrosión, el cual es bastante insoluble y usualmente forma una incrustación adherente y fina. El sulfuro de hierro suspendido es la causa de “agua negra”.

Combinación de Oxígeno para formar varios componentes. Hidróxido ferroso, $\text{Fe}(\text{OH})_2$, hidróxido férrico, $\text{Fe}(\text{OH})_3$, y óxido férrico Fe_2O_3 , son depositaciones comunes resultado del contacto con el aire.

El hierro ferroso (Fe^{++}) es oxidado por la presencia de aire para dar Fe^{+++} , como hidróxido férrico; éste es prácticamente insoluble por encima de pH 4.

El “agua roja” es el resultado de partículas de Fe_2O_3 suspendidas en otro producto de hierro y oxígeno.

Los componentes de hierro pueden resultar de la acción de bacterias que viven en el agua en presencia de aire, estas bacterias toman los iones Fe^{++} del agua y depositan hidróxido férrico.

En resumen, los componentes de hierro existen en dos estados en el agua, Fe^{++} (ferroso) y Fe^{+++} (férrico); estos dos iones forman componentes con los mismos aniones que poseen diferentes solubilidades que dificulta la predicción cuantitativa del comportamiento de los componentes de hierro⁹.

⁹ PATTON, Charles C. Applied water technology first edition. Norman, Oklahoma: Campbell petroleum series, 1986. p.50.

3. DIAGNÓSTICO DE CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN

La realización del diagnóstico se basó en la predicción de la velocidad de corrosión y la tendencia incrustante desde el fondo del pozo hasta la superficie y el análisis de las causas; para tal fin se recurrió a la utilización de programas computacionales que manejan modelos termodinámicos. Estos programas requieren de parámetros físicos y químicos del agua para realizar predicciones. Se obtuvieron valores de la velocidad de corrosión y depositación de incrustación a diferentes puntos de profundidades para obtener un perfil del comportamiento en fondo de pozo.

3.1 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

La información utilizada en la elaboración del diagnóstico del estado actual del campo Gigante fue adquirida del análisis fisicoquímico del agua de producción y composicional del gas de producción del pozo Gigante 1A.

3.1.1 ANÁLISIS FISICOQUÍMICO DEL AGUA

Las pruebas fisicoquímicas son el punto de partida para determinar las condiciones reales en que se encuentra el sistema. Tomando como punto de muestreo la cabeza del pozo, se realizaron mediciones de cloruros (Cl^-), calcio (Ca^{++}), hierro (Fe^{++}), sulfatos (SO_4^-) entre otros, que corresponden al análisis fisicoquímico del agua; este análisis se muestra en el Anexo A.

Recopilando los datos de los análisis y consignándolos en tablas, se graficaron los valores con mayor influencia en la generación de problemas de corrosión e incrustación, como por ejemplo, la cantidad de Fe^{++} , sulfatos (SO_4^-), cloruros (Cl^-).

El análisis fisicoquímico fue realizado por la compañía Core Lab; entre los análisis se tiene:

- Contenido de hierro disuelto.
- Contenido de sulfatos
- Contenido de cloruros
- Contenido de calcio
- Contenido de bario.
- Dureza total como calcio y magnesio
- Alcalinidad a la fenolftaleína
- Contenido de dióxido de carbono CO_2 soluble
- Contenido de H_2S soluble

- Total de sólidos disueltos
- Índice de Riznar
- Diagrama de Stiff

3.1.2 ANÁLISIS COMPOSICIONAL DEL GAS

Se analiza una muestra de gas tomada en el separador de gas, utilizando la técnica de cromatografía; el análisis es realizado por la compañía Core Lab la cual entrega en los resultados; la composición del gas desde el metano (C1) hasta undecano plus (C11⁺), el contenido del dióxido de carbono (CO₂) y del nitrógeno (N₂) a condiciones de temperatura y presión de la muestra. El análisis composicional del gas se puede observar en el Anexo B.

Otras características de la muestra que se obtienen de los resultados son:

- Presión crítica (Psia)
- Temperatura crítica (°R)
- Peso molecular promedio
- Factor de compresibilidad
- Valor calorífico ideal
- GPM (C2+)
- GPM (C3+)

La medición del sulfuro de hidrógeno (H₂S) se hace mediante el procedimiento de la norma GPA 2377-86, que consiste en la medición del H₂S usando tubos colorímetros. En este ensayo se pasa la muestra de gas a través de un tubo detector hecho especialmente para la detección de ácido sulfhídrico mediante productos químicos preparados especialmente. El ácido sulfhídrico presente en la muestra reacciona con el producto químico para producir un cambio de color. La longitud de la mancha (o cambio de color) producida en el tubo detector cuando se expone a un volumen medido de muestra es directamente proporcional a la cantidad de ácido sulfhídrico presente en la muestra que se está ensayando. Para extraer un volumen medido de muestra a través del tubo a una tasa de flujo controlada se usa una bomba de tipo fuelle o de pistón. La longitud de la mancha en el tubo se cuantifica a través de una escala colocada en el mismo tubo.

3.2 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

3.2.1 GASES DISUELTOS

Los gases disueltos en asocio con la temperatura y la presión pueden causar corrosión de diferente tipo, según la concentración presente de cada uno de los gases (O_2 , CO_2 , H_2S).

Las concentraciones más altas detectadas fueron las de CO_2 , gas ácido que al mezclarse con el agua produce el ácido carbónico, que al contacto directo con el metal origina corrosión.

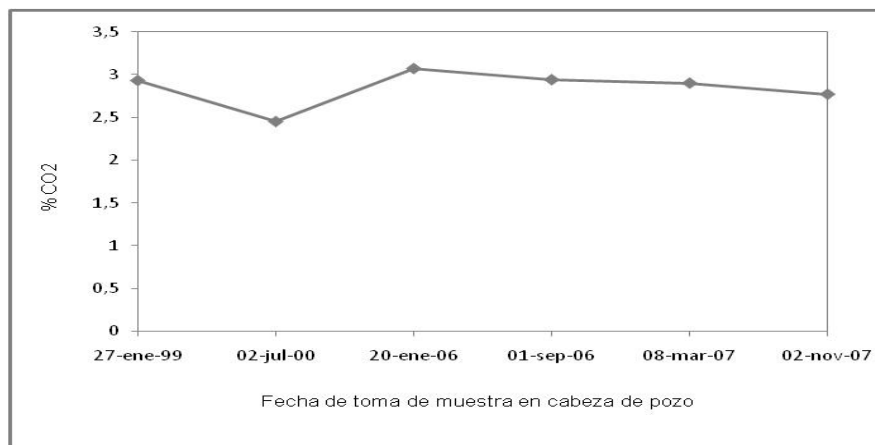


Gráfico 1 .Comportamiento histórico del % CO_2 presente en el gas.

El porcentaje de CO_2 presente en el gas como se muestra en el gráfico 1 se ha mantenido entre los valores de 2.5% a 3% a través del tiempo.

El CO_2 es la causa principal de corrosión en el campo Gigante; en el fondo de pozo en la tubería de producción el CO_2 disuelto en el agua, es la causa del último evento de corrosión por picadura (pitting), el cual se presentó en el año 2006.

En superficie, el CO_2 presente en el gas ha causado corrosión en la tubería de salida de gas de los tanques de almacenamiento, este evento se puede observar en la fotografía 4 en el Anexo C.

3.2.2 VELOCIDAD DE CORROSIÓN

La velocidad de corrosión por CO₂ se mide en MPY; para predecir su comportamiento el programa utilizado "Scalecorr 6.0" de la compañía Champion Technologies se basa en el método de J.E. Oddo y M. B. Tomson¹⁰.

EL programa requiere los datos fisicoquímicos, como las concentraciones en mg/L de calcio, bario, estroncio, hierro, alcalinidad total como HCO₃⁻, sulfato, cloruros, magnesio, y el porcentaje de dióxido de carbono (% CO₂).

Otros datos necesarios para el programa son:

- La temperatura (°F) y la presión (psig) en la cabeza del pozo
- Profundidad del pozo (TVD)
- Diámetro interno de la tubería de producción (Pulgadas)
- Profundidad de la bomba (Pies)
- Temperatura del fluido en la descarga de la bomba (Pies)
- Presión en la descarga de la bomba (psig)
- Gas producido por día (MMCFD)
- Crudo producido por día (BOPD)
- Agua producida por día (BWPD)
- Gravedad API
- Gravedad del gas

El programa calcula las presiones y las temperaturas, pero también permite editar los datos de tal forma que se puedan usar los datos calculados por el usuario.

La presión se calculó con la siguiente ecuación:

Presión Hidrostática:

$$Ph = 0,052 \times \rho \times h^{11}$$

La tendencia de la velocidad de la corrosión obtenida del programa Scalecorr 6.0, se observa en el gráfico 2 y los datos en la tabla 1.

Observando el gráfico 2, la corrosión aumenta conforme aumenta la presión con la profundidad, hasta el punto donde cambia la velocidad de corrosión de

¹⁰ Oddo J.E. and Tomson M. B. Method predicts well bore scale, corrosion. En: Oil and gas journal. June 8, 1998; P. 107.

¹¹ Orduz, Luis Humberto. Conceptos básicos de control de pozos durante la perforación. Neiva, Colombia: Corpus litografía, 1998. P. 22, 23.

5,448 MPY a 1,541 MPY; esta disminución se debe a que en este punto ocurre una caída de presión adicional que provoca la liberación del dióxido de carbono y la depositación de una película de carbonato de calcio CaCO₃.

Cuando la velocidad de corrosión es mayor a 3 MPY se considera que el fenómeno de corrosión comienza a ser nocivo, pero en muchos casos el fenómeno de corrosión se contrapone con el fenómeno de incrustación, esto puede ser una explicación a la disminución de la velocidad de corrosión en el punto que corresponde a la presión de 990 Psia.

Profundidad (Ft)	Presión (Psia)	Temperatura (°F)	CO2 % (v/v)	Pp CO2 (Psia)	Velocidad Corrosión (MPY)
0	30	170	2,77	0,8	0,047
1000	400,33	175,92	2,77	11,1	0,623
2000	770,66	181,84	2,77	21,3	1,200
3000	1140,99	189,54	2,77	31,6	1,776
4000	1511,32	193,68	2,77	41,9	2,352
5000	1881,65	199,60	2,77	52,1	2,929
6000	2251,99	205,52	2,77	62,4	3,505
7000	2622,32	211,44	2,77	72,6	4,082
8000	2992,65	217,36	2,77	82,9	4,658
9000	3362,98	223,28	2,77	93,2	5,234
9370,5	3500,19	225,65	2,77	97,0	5,448
9503,32	990	280	2,77	27,4	1,541
11000	1605,30	274,73	2,77	44,5	2,499
12000	2016,42	271,23	2,77	55,9	3,139
13000	2427,53	267,72	2,77	67,2	3,778
14000	2838,64	264,21	2,77	78,6	4,418
15257	3355,41	260	2,77	92,9	5,223
15257	5170	260	2,77	143,2	8,047

Tabla 1. Resultados de la predicción de la velocidad de corrosión en MPY

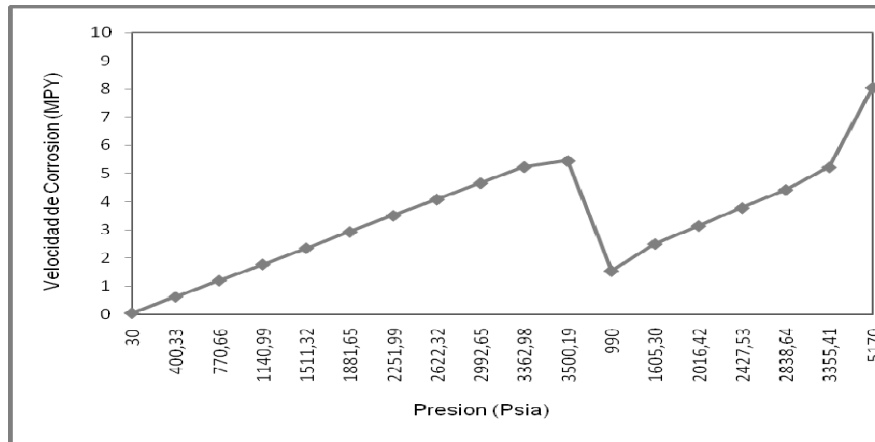


Gráfico 2. Predicción de la velocidad de corrosión en MPY basado %CO₂ en el Gas.

La solubilidad del CO₂ en el agua es función de la presión parcial del CO₂ en la atmósfera. La rata de corrosión crece tanto como la presión parcial incrementa, como se ilustra en el gráfico 3.

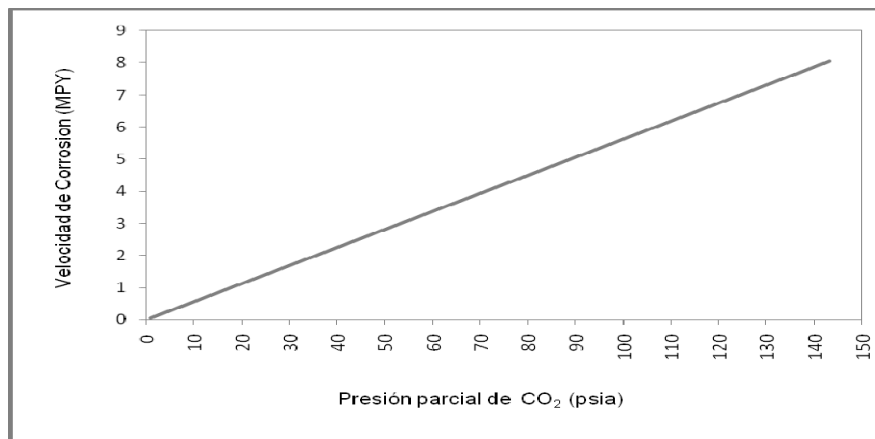


Gráfico 3. Efecto de la presión parcial de CO₂ sobre la corrosión.

3.2.3 ÍNDICE DE SATURACIÓN

La capacidad que tiene el agua de disolver un componente o de mantenerlo en solución es limitada, bajo ciertas condiciones físicas. Cuando cambian las condiciones físicas o la composición del agua, la solubilidad disminuye causando la precipitación de los componentes y la depositación.

El índice de saturación (IS) indica la tendencia de formación de depositaciones inorgánicas; si los valores son menores a cero, no ocurre formación de depósitos; pero si los valores son mayores a cero, indica que hay acumulación de depósitos. La interpretación de los valores del índice de saturación se encuentra en el cuadro 1.

Para determinar el índice de saturación se utilizó el programa “scale VR1.2B” de la compañía Champion Technologies, que predice el índice de saturación para la formación de calcita basándose en el modelo de J.E. Oddo y M.B. Tomson¹²; éste programa permite conocer el índice de saturación a diferentes presiones y temperaturas como también la cantidad aproximada que se podría formar en libras por mil barriles (PTB).

Para el pozo Gigante 1A, en los cálculos del programa demuestra que solo hay formación de incrustación de carbonato de calcio (CaCO₃) caracterizada como calcita.

IS	Interpretación del Índice de Saturación
<0.0	Subsaturado, no hay formación de depósitos inorgánicos
0.0-0.5	Ligeramente saturado, la probabilidad de formación de depósitos es marginal
0.5-1.0	Probablemente ocurra formación depósitos inorgánicos, pero no severo
1.0-2.0	Formación de depósitos inorgánicos moderado
>2.0	Formación de depósitos inorgánicos severo

Cuadro 1. Predicción de la tendencia del agua según los valores del índice de incrustación¹³

Valor PTB	Descripción
PTB < 0	No hay depositaciones inorgánicas
0 < PTB < 100	Pocos problemas por depositaciones
100 < PTB < 250	Problema moderado por depositaciones
PTB > 250	Problemas severos por depositaciones

Cuadro 2. Valoración de la severidad de acuerdo a los rangos de incrustación en libras por mil barriles (PTB)¹⁴.

En el gráfico 4 se muestra un primer pico de valores altos del índice de saturación a la presión y temperatura de la superficie. La disminución en la temperatura

¹² PATTON, op. cit., p.70.

¹³ CHAMPION TECHNOLOGIES, Scale program VR_1.2B.

¹⁴ PATTON, op. cit., p.73.

cerca de la superficie incrementa la solubilidad del bicarbonato (HCO_3^-), pero las bajas presiones causan pérdidas de CO_2 que contrarresta el aumento de la solubilidad obtenido por la influencia de la temperatura, es decir que ocurre la depositación de carbonato de calcio. Esta depositación se evidencia en la fotografía 1 en el Anexo C.

En el análisis fisicoquímico, el agua de producción contiene 522 mg/L de bicarbonato HCO_3^- . La solubilidad del bicarbonato es directamente proporcional a la cantidad de CO_2 disuelto en el agua, cuando se presenta un incremento de la temperatura y/o caída de presión en el sistema, el CO_2 es liberado del agua provocando aumento del pH, es decir que el ambiente pasa de ser un ambiente ácido a un ambiente básico que facilita la precipitación del bicarbonato y se formen las incrustaciones de carbonato de calcio; este fenómeno es el que se observa en el gráfico 4 en el segundo pico de la curva, punto que corresponde al valor de IS de 1,18. Este aumento en el IS es consecuencia del aumento de la temperatura a 280 °F por el motor de la bomba electrosomergible y la disminución en la presión a 990 Psia que es la presión de entrada de la bomba. Al observar la curva a la profundidad de 15257 Pies con un índice de saturación que tiende a cero, indica que en fondo de pozo no hay formación de incrustación.

Profundidad (FT)	Presión (Psia)	Temperatura (°F)	IS
0	30	170	1,13
1000	400,33	175,92	0,09
2000	770,66	181,84	-0,11
3000	1140,99	189,54	-0,19
4000	1511,32	193,68	-0,24
5000	1881,65	199,6	-0,25
6000	2251,99	205,52	-0,25
7000	2622,32	211,44	-0,24
8000	2992,65	217,36	-0,22
9000	3362,98	223,28	-0,19
9370,5	3500,19	225,65	-0,18
9503,32	990	280	1,18
11000	1605,30	274,7	0,88
12000	2016,42	271,23	0,72
13000	2427,53	267,72	0,58
14000	2838,64	264,21	0,45
15257	3355,41	260	0,3
15257	5170	260	0,08

Tabla 2. Resultados del índice de saturación obtenidos del programa scale VR 1.2B de Champion Technologies.

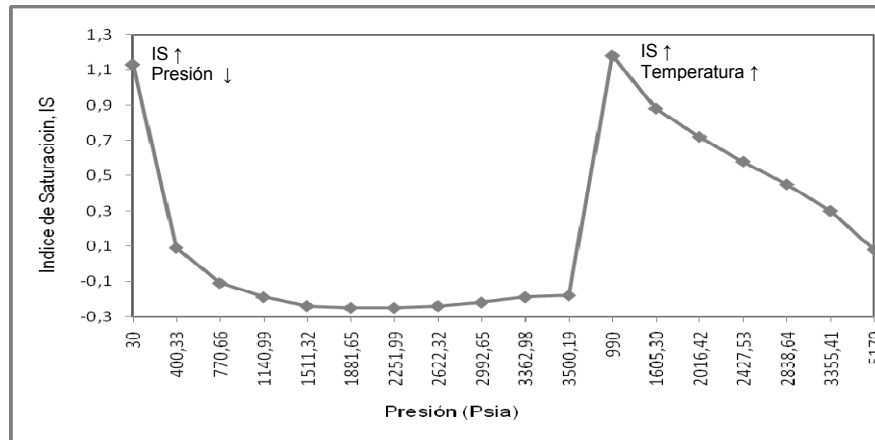


Gráfico 4. Comportamiento del índice de saturación de calcita basado en los datos calculados por el programa scale VR 1.2B de Champion Technologies.

El comportamiento de la formación de depósitos es contrario al comportamiento de la corrosión; la depositación de carbonatos se disminuye con el aumento de la presión, en cambio la velocidad de corrosión se incrementa con el incremento de la presión.

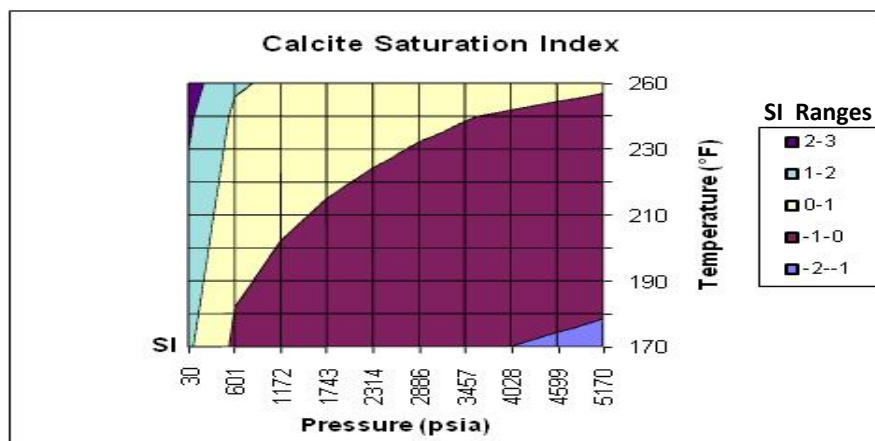


Gráfico 5. Comportamiento del índice de saturación de la calcita
Fuente: Programa scale VR 1.2B de Champion Technologies.

El gráfico 5 representa los rangos del índice de saturación en los que se encuentra el pozo Gigante 1A en el cual se puede identificar fácilmente el índice de saturación con cualquier punto de presión y temperatura correspondientes al pozo. El gráfico 5 clasifica en rangos el índice de saturación e identifica con colores

según la severidad del IS; como base de lo que significa cada valor del IS se puede observar el cuadro 1.

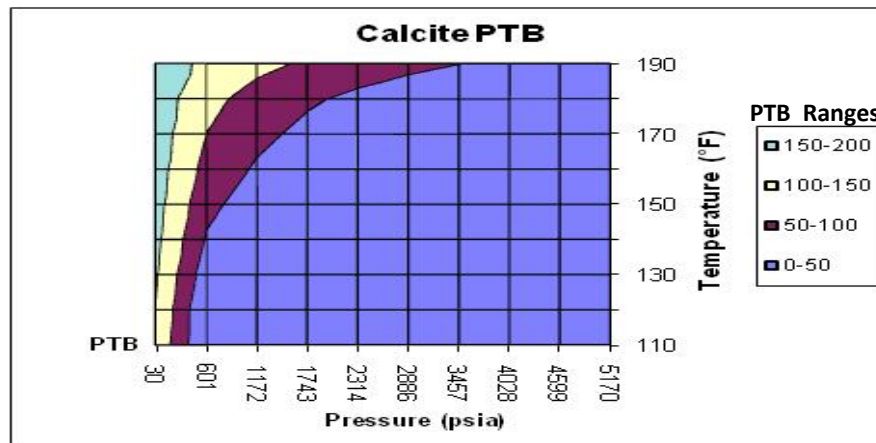


Gráfico 6. Comportamiento de la cantidad de libras de calcita por barril producido.
Fuente: Programa scale VR 1.2B de Champion Technologies.

El gráfico 6 representa los rangos de la cantidad de incrustación de carbonato de calcio en libras por cada mil barriles de crudo formado en el pozo Gigante 1A, en el cual se puede identificar el rango aproximado de formación de incrustación a cualquier punto de presión y temperatura correspondientes al pozo.

Los gráficos 5 y 6 se trabajaron con rangos máximos de temperatura de 260°F (BHT) y una presión del sistema de 5170 Psia y con rangos mínimos de 170 °F, temperatura de superficie y presión 30 Psia (THP).

3.2.4 PRESENCIA DE BACTERIAS

El ataque bacteriano se puede evidenciar por los cambios repentinos de las concentraciones del ion sulfato $SO_4^{=}$ el cual sirve de alimento para las bacterias anaeróbicas. Además de catalizar la reducción de iones sulfato y proporcionar una fácil trayectoria metabólica, estimula la reducción de iones hidrógeno a sulfuros de hidrógeno.

Las bacterias al producir sulfuro de hidrógeno (H_2S), un gas ácido, causan corrosión; este tipo de corrosión se presenta en los tanques de almacenamiento debido a que los fluidos permanecen en reposo y contienen sulfato ($SO_4^{=}$), ambiente propicio para el desarrollo de bacterias sulfatorreductoras. Otro punto donde se verificó la presencia de bacterias, con un análisis que sugiere la norma

API RP 38 realizado por la compañía externa, es en las salidas de agua del Gun Barrel, del orden de 100 colonias por mililitro (col/mil).

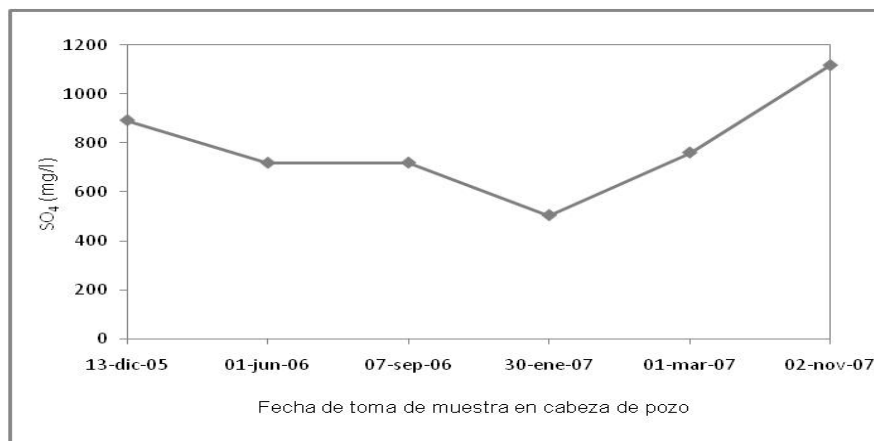


Gráfico 7. Comportamiento histórico del SO₄⁼ presente en el agua de producción

El aumento de sulfato (SO₄⁼) que se observa en el gráfico 7, para la fecha del 02 noviembre 2007, es causa del servicio a pozo que se realizó en el mes de agosto de 2007 con el objeto de corregir el sistema ESP de fondo, realizar medición de la presión estática del yacimiento y tratamiento de limpieza e inhibición orgánica que provocó el aumento en la producción.

3.2.5 CORROSIÓN- EROSIÓN POR PRESENCIA DE ARENA

La corrosión - erosión es un efecto combinado y el avance depende del balance entre erosión y corrosión. Cuando la erosión es de nivel bajo toma lugar simultáneamente con la corrosión.

La rata de erosión depende de factores como el tamaño de las partículas, el impacto de la velocidad, la frecuencia de impacto y la densidad del fluido. La erosión con sólidos suspendidos puede ocurrir a velocidades altas.

La Norma API RP14E presenta una ecuación empírica para determinar la velocidad límite aceptable para evitar erosión definida por Salama & Venkatesh:

$$V = \frac{C}{\sqrt{\rho}}$$

V= Máxima velocidad erosional aceptable
 C=Constante operacional empírica que depende del servicio de la tubería
 ρ = Densidad fluido en lbs/Pie³ ¹⁵

Densidad del fluido del pozo Gigante-1A:

$$\rho = 53,76 \text{ lbs/pie}^3$$

	Velocidad Erosional aplicando, C= 100 para flujo constante	Velocidad actual del fluido del pozo Gigante 1A
Velocidad	13.638 pies/seg	3.11 pies/seg
Caudal necesario	9,634 BFPD	2,200 BFPD

Cuadro 3. Comparación de velocidades de fluido

El pozo no se ve afectado actualmente por la velocidad del fluido que contiene sólidos suspendidos, porque la velocidad se encuentra por debajo del valor de la velocidad erosional.

La cantidad de arena producida, también influye en la corrosión-erosión; la producción de arena causa un desgaste prematuro del equipo y produce producto de hierro al erosionar.

Si el pozo produce más de 10 libras de arena por 1000 barriles de fluido producidos, los efectos sobre el material son nocivos, y estos empeoran cuando la velocidad del fluido es mayor o cercana a la velocidad erosional.

3.2.6 COMPUESTOS DE HIERRO ORIGINADOS POR CO₂

Las cantidades de CO₂ presentes en el sistema actúan como un catalizador disminuyendo el pH, liberando iones carbonato y bicarbonatos atrapando los iones hierro presentes en el sistema.

Es probable encontrar depósitos de carbonato y bicarbonato principalmente en lugares en donde se presenta una disminución del pH, presión y velocidad del fluido. El carbonato de hierro (FeCO₃) también puede originar hidróxido de hierro y algunas veces es confundido con los óxidos de hierro.

¹⁵ PATTON, op. cit., p.119.

Es importante resaltar que el FeCO_3 es formado cuando los iones ferrosos reaccionan con el carbonato en ausencia de oxígeno y es encontrado en la mayoría de los casos como trazas que son ligeramente solubles en HCl diluido.

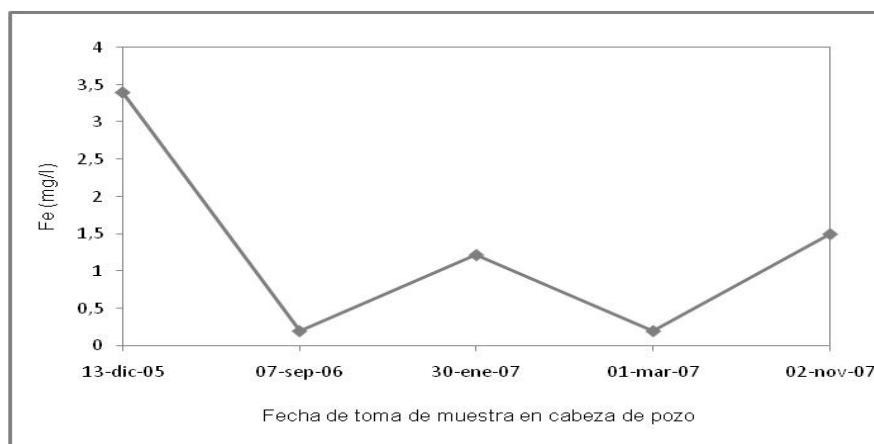


Gráfico 8. Comportamiento histórico de Fe^{++} presente en el agua de producción.

Los aumentos observados en el gráfico 8, son consecuencia en la mayoría de los casos de análisis fisicoquímicos realizados después de servicios a pozo que se le hacen con el objetivo de estimularlo.

La cantidad presente de Fe, el 13 de diciembre de 2005, es alta en comparación con los otros valores debido a que la muestra se tomó después de un servicio a pozo para el tratamiento orgánico e inhibición de asfaltenos.

En el mes de febrero de 2006 se cambió el sistema de levantamiento de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible; el 7 de septiembre del 2006 se disminuyó la frecuencia de trabajo del variador de la bomba electrosumergible, reduciendo la producción.

El incremento de hierro, el 30 de enero 2007 se presenta debido al aumento en la frecuencia de trabajo del variador que aumenta la producción de fluidos.

El cuarto punto, que se muestra en el gráfico corresponde al análisis de una muestra tomada después del cambio de líneas en el arbolito de navidad. Y nuevamente para la siguiente muestra del 2 de noviembre aumenta la cantidad de hierro por ser tomada luego de un tratamiento orgánico.

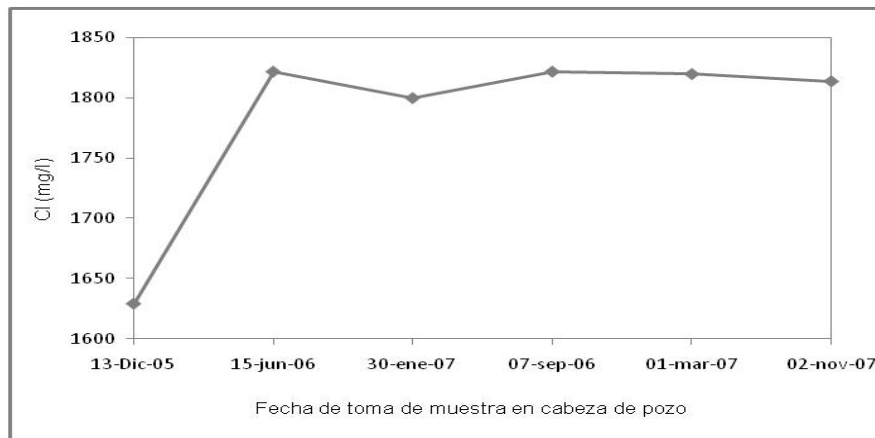


Gráfico 9. Comportamiento histórico de Cl⁻ presente en el agua de producción.

Otro aspecto a tener en cuenta es el contenido de cloruros en el sistema, debido a que el principal problema asociados con el ión cloruro es el incremento de la corrosividad a medida que la concentración de este ión aumenta.

La tendencia de Cl⁻ que se observa en el gráfico 9 es aproximadamente constante y mayor a partir del cambio del sistema de levantamiento de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible que se culminó en los primeros días de febrero del 2006.

3.3 ESTADO DE LOS TANQUES DE PROCESO

Para conocer el estado de los tanques de almacenamientos horizontales se procedió a realizar una inspección del espesor de las láminas utilizando el método ultrasónico; este procedimiento se detalla en el Anexo E.

El gráfico 10, presenta el máximo porcentaje de espesor perdido en los tanques de almacenamiento; por norma se recomienda que al tener un porcentaje mayor a 30% se repare y mayor al 50% se cambie; la reducción en el espesor de las paredes del tanque se observa principalmente en la parte superior por acción del dióxido de carbono contenido en el gas.

Tanque	Espesor encontrado (mm)	Espesor crítico perdido (%)
Nº 2	3,68	42,0
Nº 3	3,27	48,5
Nº 4	3,09	51,3
Nº 5	2,20	65,3
Nº 6	1,04	83,6
Nº 7	1,99	67,2
Nº 10	2,36	62,8

Tabla 3. Resultados de la inspección de los tanques de almacenamiento horizontales



Gráfico 10. Máximo espesor perdido por tanque.

3.4 ZONAS Y PUNTOS CRÍTICOS

Analizando los resultados obtenidos en los análisis fisicoquímicos, y tomando en cuenta eventos de corrosión e incrustación ocurridos, existen puntos donde es más factible tener problemas de corrosión e Incrustación.

- **Fenómeno de Corrosión se presenta en:**

- Líneas de salida de gas en tanques de almacenamiento
- Fondos de tanques de almacenamiento con agua libre
- Líneas de salida de agua en Gun Barrels
- Líneas para inyección de agua

- **Fenómeno de Incrustación se presenta en:**

- Cabezal de pozo y líneas de salida de cabezal de pozo
- Válvulas de agua del separador

4. SISTEMA DE GESTIÓN DE CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN C.S.M.S (Corrosion and Scaling Management System)

El sistema de gestión es una herramienta guía para el control de la corrosión e incrustación; en un principio será aplicado para el campo Gigante y posteriormente será tomado como base para ser implementado en los otros campos operados por Emerald Energy plc, sucursal Colombia.

El C.S.M.S es consecuente con las políticas establecidas por la compañía; las partes que conforman el sistema de gestión, están basadas en las recomendaciones que se encuentran en los libros especializados en corrosión e incrustación, estos libros se mencionan en la bibliografía del presente documento.

4.1 POLÍTICA DE PREVENCIÓN

La compañía Emerald Energy plc. sucursal Colombia tiene el compromiso de mantener la continuidad de la operación y preservar la vida útil de los activos de producción, por esto se establece un sistema de gestión de corrosión e incrustación que busca prevenir o minimizar dichos fenómenos, implementando técnicas de monitoreo y control, basados en los estándares establecidos por la compañía.

Es responsabilidad de todas las personas de la compañía o contratista, cooperar totalmente en la implementación de planes y programas de acuerdo con lo establecido en el CSMS (Corrosión and Scaling Management System) y asegurar la oportuna acción/reacción, para garantizar la continuidad en las operaciones.

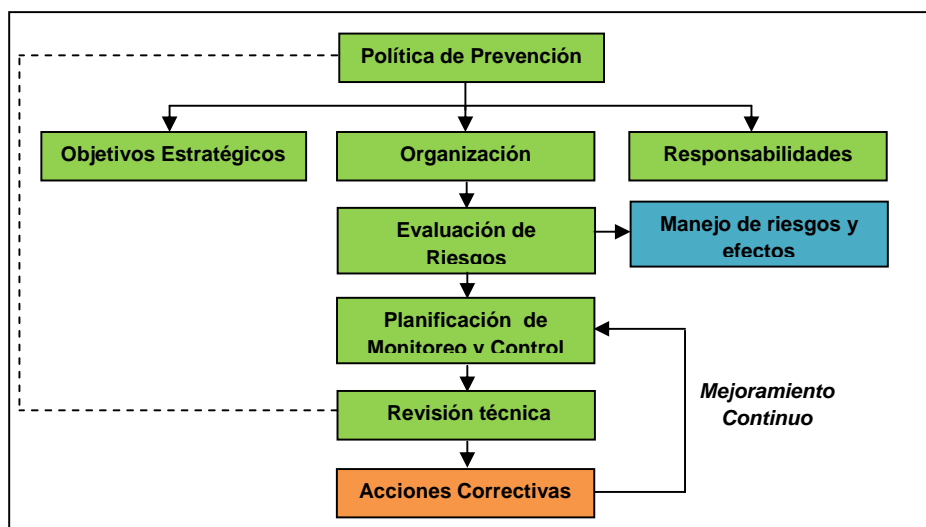


Figura 1. Esquema del sistema de gestión de Corrosión e Incrustación

4.2 OBJETIVOS, ORGANIZACIÓN Y RESPONSABILIDADES

4.2.1 OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

- Prevenir y controlar la corrosión en las operaciones de producción en el campo Gigante 01- A de Emerald Energy plc, con el fin de minimizar los costos operativos.
- Mejorar y/o elevar el conocimiento de los procesos de corrosión y su control al personal contratado y de la compañía.

4.2.1.1 Estándares para el monitoreo y control de corrosión

Para efectos de desarrollo de sus operaciones, la compañía seguirá los estándares vigentes para el control de corrosión.

Estos estándares se refieren a los indicadores de desempeño en un sistema de control de corrosión, entre los cuales se tiene:

1. La tasa máxima de corrosión general permisible es de tres (3) mpy.
2. La corrosión por "pitting" no es permitida
3. La disminución máxima en el espesor de las tuberías de transporte de crudo o en tuberías de inyección es del treinta por ciento (30%).
4. En los sistemas de protección catódica las lecturas de los potenciales deben mantenerse en -0.85 voltios.
5. La tasa máxima de incrustación es de tres (3) MPD (milésima de gramo acumulado por día)

4.2.2 ORGANIZACIÓN

4.2.2.1 Principios

- La organización debe ser sencilla y clara en sus líneas jerárquicas y de comunicaciones.

- El funcionamiento de toda la organización debe funcionar igual que cada una de sus partes.
- Todo el personal que participe en dicha organización debe estar en capacidad de asumir el nivel inmediatamente superior.

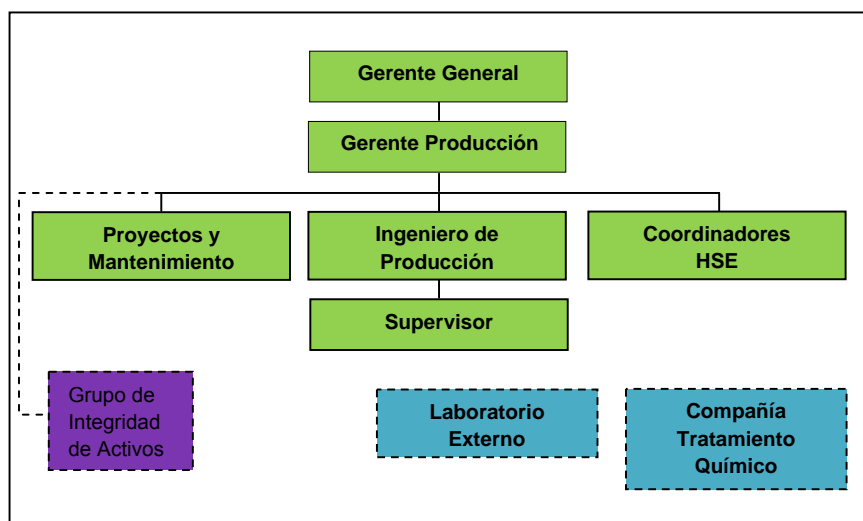


Figura 2. Estructura de la organización

Colectivamente el Gerente General, el Gerente de Producción y los encargados del proceso de producción tienen la responsabilidad última de los activos físicos de la compañía y de la seguridad de los empleados y son responsables del manejo gerencial del Corrosión and Scaling Management System (C.S.M.S)

Se propone, para la organización, la conformación de un grupo de integridad de activos que se encargue de la administración del C.S.M.S en el cual su representante mantendrá informados a los empleados de la compañía y se hará cargo de las responsabilidades y actividades que se establezcan en el C.S.M.S.

4.2.3 RESPONSABILIDADES

4.2.3.1 Gerente de Producción

- Mantener la estructura organizacional y asignar los recursos necesarios para alcanzar y mejorar los indicadores del sistema de gestión de corrosión e incrustación C.S.M.S.

- Definir y hacer cumplir el direccionamiento estratégico para el sistema de gestión de corrosión e incrustación.

4.2.3.2 Ingeniero de Producción

El ingeniero de producción encargado del campo es responsable de aplicar las políticas y normas para el monitoreo y control de los fenómenos de corrosión e Incrustación establecidos en el C.S.M.S.

- Transmitir y asegurar el cumplimiento en cascada a todos los empleados tanto de la Compañía como contratistas de las políticas, objetivos y metas de la Compañía en lo referente al control de la corrosión e incrustación.
- Participar en la planeación de los programas de tratamiento químico para la prevención de la corrosión e incrustación.
- Proveer asesoría a los encargados del sistema de control de corrosión e incrustación en la planeación de los programas de monitoreo y evaluación de Integridad de activos a realizar en el campo.
- Orientar la identificación y manejo de los riesgos producidos por corrosión e incrustación.
- Participar en la elaboración del presupuesto requerido para los programas de monitoreo y control de la corrosión e incrustación.
- Hacer seguimiento al funcionamiento del C.S.M.S; identificar las falencias y asegurar la implementación y ejecución de las acciones correctivas.
- Participar en la realización del programa para la revisión técnica establecida como actividad para el mejoramiento del sistema de gestión de corrosión e incrustación.

4.2.3.3 Proyectos y mantenimiento

- Trabajar en el diseño de especificaciones técnicas de materiales y metalurgias para nuevos equipos y sistemas basados en las características de fluidos y tendencias incrustantes y corrosivas de los fluidos que se manejan.
- Aplicar todas las técnicas y prácticas disponibles para prevenir los procesos corrosivos en el diseño y elaboración del proceso operativo de las facilidades de producción.

- Colocar a disposición las mejores prácticas disponibles para el control y monitoreo de la corrosión e incrustación.
- Garantizar la ejecución de los planes elaborados para el control de la corrosión y los programas de monitoreo y evaluación de la integridad en las operaciones de producción y mantenimiento.
- Mantener actualizados los datos, la elaboración y difusión de los reportes en cuanto al manejo de corrosión e incrustación.
- Participar en la elaboración de los presupuestos requeridos para los programas de monitoreo y control de la corrosión.

4.2.3.4 Supervisor

El supervisor de campo junto con el Ingeniero de producción tendrán las siguientes funciones:

- Ejecutar la actividad de monitoreo y control de la corrosión e incrustación y verificación de la integridad de las operaciones de producción y mantenimiento del campo.
- Participar en la revisión del C.S.M.S e informar de aspectos débiles identificados para ser mejorados.
- Ejecutar las acciones correctivas y hacer seguimiento de su implementación.

4.2.3.5 Contratistas

- Es responsabilidad del contratista cumplir con las políticas, objetivos, normas, estándares y procedimientos impartidos por Emerald Energy plc.
- Los contratistas son responsables directamente, de las operaciones para el manejo del monitoreo y control de la corrosión dentro de sus áreas de trabajo y los que le sean asignados por la compañía, de una manera segura y de acuerdo con la legislación local.

4.3 PELIGROS, RIESGOS Y EFECTOS RELACIONADOS CON LA CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN

4.3.1 IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y EVENTOS PELIGROSOS

La identificación de peligros y efectos se basa en el análisis de las condiciones, en el conocimiento, la experiencia y el juicio del personal de la compañía y de contratistas. Al presentarse la amenaza de corrosión e incrustación, los siguientes peligros están potencialmente presentes para desencadenar en eventos peligrosos.

- Fluidos hidrocarburos bajo presión y temperatura
- Productos químicos tóxicos

Cuando se está ante estos peligros se pueden generar riesgos ocasionados por corrosión los cuales pueden ser:

- Rotura de tuberías y equipos
- Incendio y explosión
- Derrame de fluidos hidrocarburos
- Pérdida de control en manipulación de equipos
- Intoxicación con productos químicos

Al presentarse estos riesgos pueden generar las siguientes consecuencias:

- Contaminación del medio ambiente
- Enfermedades profesionales
- Accidentes del personal (incapacidad total, parcial, permanente o fatalidad)
- Cambio excesivo de piezas metálicas atacadas por la corrosión.
- Pérdidas de producción ocasionadas por el pare de los pozos o el cambio de líneas y piezas atacadas por la corrosión.
- Pérdidas económicas

4.3.2 EVALUACIÓN DE RIESGOS

Es importante evaluar todas las causas y las probabilidades de que se inicie una situación de peligro con la posibilidad de que posteriormente se convierta en un evento o incidente peligroso. La relación de probabilidad y consecuencia permite formular una evaluación de riesgo mediante la utilización de una matriz de riesgo como metodología para los análisis de riesgo en las instalaciones del campo Gigante relacionados a la corrosión e incrustación.

4.3.2.1 Matriz de Evaluación

La matriz estipula los niveles de riesgo asociados con cada uno de los peligros identificados previamente; a su vez evalúa de acuerdo a la probabilidad de ocurrencia del evento con sus posibles consecuencias que se categorizan de simples incidentes a incidentes potencialmente graves de las facilidades del pozo Gigante 1A.

El fin es utilizar las matrices en las operaciones de producción, para determinar el riesgo para cada peligro. El riesgo evaluado puede visualizarse como intolerable, insignificante o en alguna posición entre estos dos extremos.

El cuadro 4 es una matriz de valoración de riesgos de acuerdo a la presión y tasa de corrosión que tenga la tubería. La intersección de la fila con la columna seleccionada corresponde a la clasificación del riesgo y según la valoración de la matriz se procederá a una acción.

PRESIÓN DE TRABAJO		TASA DE CORROSIÓN		
		1	2	3
		MENOR 3 MPY	3MPY - 10 MPY	MAYOR DE 10 MPY
A	Menor 100 Psia	1A	2A	3A
B	Entre 100 y 500 Psia	1B	2B	3B
C	Mayor de 500 Psia	1C	2C	3C

Cuadro 4. Matriz de valoración de riesgos de acuerdo a la presión y tasa de corrosión.

Valoración de la matriz

- 1A Acción no inmediata; se debe mantener monitoreo.
- 1A a 1C Monitoreo de tasas de corrosión.
- 2A a 2B Monitoreo continuo de la tasa de corrosión.
- 2C Monitoreo continuo y aplicación de tratamiento.

3A a 3C

Intolerable, acción inmediata para disminución del riesgo.

En el cuadro 5 se presenta la matriz de valoración de riesgos en el que se encuentra actualmente el campo en caso de que ocurra un evento ocasionado por la corrosión.

El área operativa del campo está distribuida en un solo sector, por lo que la mayoría de los eventos pueden afectar los equipos aledaños, pero los derrames menores no sobrepasan los 5 metros por lo que los daños a los equipos son menores. La operación del campo se comprende en dos diques, en uno se ubica el separador y en el segundo los demás equipos de proceso, como tanques Gun Barrel y tanques de almacenamiento.

Para el análisis del riesgo se clasificó el campo en sistemas:

- 1 Área de almacenamiento y líneas dentro de la estación
- 2 Líneas y equipos de tratamiento de gas desde el separador
- 3 Líneas y equipos para la transferencia de crudo
- 4 Líneas y equipos que hacen parte del proceso de inyección de agua
- 5 Líneas desde Gigante 02 hasta la estación Gigante 01

Los eventos pueden ocurrir dentro de los límites del campo donde existen diques que evitan el avance de derrames. Los eventos que ocurren en los exteriores afectan los cuerpos de agua y vegetación aledaña al campo, sin embargo existen los puntos de control y las acciones correctivas que pueden evitar un daño ambiental mayor y duradero.

MATRIZ DE POTENCIAL DE RIESGO							
Nivel de daño potencial	Perdidas Ambientales (PA)	Perdidas Economicas (PE)					
0	Sin efectos	Ninguna					
1	Efectos leves	Menos de USD\$ 1000			1 (PA)		
2	Efectos Menores	USD\$ 1000 a USD\$ 10000		4 (PA)	1 (PE)		
3	Efectos Localizados	USD\$ 10'000 a USD\$ 50'000		4 (PE)	2 (PA,PE)		
4	Efectos Mayores	USD\$ 50'000 a USD\$ 100'000	5 (PA,PE)	3 (PA,PE)			
5	Efectos Masivos	Mas de USD\$100'000					
			NIVEL DE OCURRENCIA				
	BAJO		Improbable	Remoto	Ocasional	Moderado	Frecuente
	MEDIO		1 caso > 20 años	Hasta 1 caso cada 20 años	Hasta 1 caso cada 10 años	Hasta un caso cada 3 años	Mas de una vez por año
	ALTO						

1 Sistema de almacenamiento y líneas dentro de la estación.
 2 Sistema de gas- desde el Separador
 3 Sistema de transferencia de crudo.
 4 Sistema de Inyección de agua.
 5 Futuros proyectos línea desde Gigante-02 hasta estación Gigante-01

Cuadro 5. Matriz de valoración de riesgos

Valoración de la matriz

De acuerdo con la matriz de evaluación de riesgos, el riesgo esta compuesto por los siguientes caracteres:

El primero define con qué categoría de consecuencia está relacionada la evaluación:

Pérdidas Ambientales (PA)

Pérdidas Económicas (PE)

El segundo corresponde a la gravedad de las consecuencias que podría producirse con la generación de los diferentes eventos.

El tercero corresponde al nivel de probabilidad de un suceso no deseado.

Parámetros de cuantificación de daño

PA – 0	Pérdidas Ambientales sin efecto
PA – 1	Pérdidas Ambientales con efectos leves
PA – 2	Pérdidas Ambientales con efectos menores
PA – 3	Pérdidas Ambientales con efectos localizados
PA – 4	Pérdidas Ambientales con efectos mayores
PA – 5	Pérdidas Ambientales con efectos masivos
PE – 0	Pérdidas Económicas – ninguna
PE – 1	Pérdidas Económicas Marginal, menos de mil dólares
PE – 2	Pérdidas Ambientales Importante de 1mil a 10mil dólares
PE – 3	Pérdidas Ambientales Severo de 10mil a 50 mil dólares
PE – 4	Pérdidas Ambientales Grave de 50mil a 100 mil dólares
PE – 5	Pérdidas Ambientales Catastrófica más de 100mil dólares

Identificación de Parámetros de Frecuencia

A	Improbable	1 caso > 20 años
B	Remoto	Hasta 1 caso cada 20 años
C	Ocasional	Hasta 1 caso cada 10 años
D	Moderado	Hasta un caso cada 3 años
E	Frecuente	Más de una vez por año

4.3.3 EVALUACIÓN DE LAS CAUSAS

Existen muchas causas que pueden ocasionar el inicio de un incidente por corrosión, para las cuales deberán seleccionarse los controles adecuados. Algunas situaciones potenciales de incidentes por corrosión son:

- Equipos en mal estado.
- Tuberías con espesores muy delgados.
- Altas Presiones de operación
- Manejo de fluidos corrosivos
- Terrenos altamente conductivos
- Diseños y selección de equipos y materiales inadecuados
- Fugas existentes de gases, que conllevan a atmósferas explosivas.

4.3.4 MANEJO DE RIESGOS Y EFECTOS

Cuando existan condiciones de riesgo inaceptables, es necesario desarrollar e implementar medidas específicas encaminadas a reducirlo. Estas medidas deben incluir tanto aquellas que tienden a reducir los peligros y los riesgos derivados de la corrosión, como aquellas dirigidas a reducir las consecuencias.

4.3.4.1 Medidas de reducción de los peligros y los riesgos por problemas de control de corrosión

El propósito de estas medidas es el de evitar las lesiones o daños que puedan resultar en las operaciones de producción de hidrocarburos, ocasionadas por los peligros y riesgos identificados anteriormente.

Entre las medidas que deben tenerse en cuenta durante el proceso de la planeación para lograr la reducción de los riesgos generados por los peligros inherentes a la corrosión son:

- Incluir prácticas de diseño que permitan eliminar las condiciones favorables a procesos corrosivos, de acuerdo a los rangos de tolerancia y con base en el soporte de personal experto.
- Realizar planes y programas de interventoría durante la construcción y fabricación de facilidades y/o equipos que garanticen el cumplimiento del diseño en los términos especificados para el control de la corrosión.
- Utilizar sistemas de monitoreo y control de corrosión.
- Realizar procedimientos con todas las normas de seguridad.
- Considerar dentro de los diseños y compras de materiales, las condiciones de trabajo para la adecuada selección de materiales resistentes a la corrosión.

Los dos peligros identificados (Hidrocarburos bajo presión y sustancias tóxicas), se deben manejar bajo el criterio del sistema de gestión HSE de EMERALD ENERGY Plc, que consiste en aislamiento y etiquetado de energías peligrosas.

Unos casos especiales de control de corrosión que se deben manejar bajo estas medidas de seguridad son:

- Tuberías con alta pérdida de espesor
- Tanques o vasijas con cuerpo, fondo o techo rotos.
- Equipo rotativo con fugas a través de fisuras por corrosión.
- Equipo con baja eficiencia debida a problemas de erosión-corrosión.
- Pozos con integridad de casing/tubing comprobadamente deteriorada.

4.3.4.2 Plan de acción en caso de eventos por problemas de corrosión

En el evento de un accidente o incidentes debidos a la corrosión, el objetivo de los sistemas de gestión de la seguridad en la Compañía tiene que ser el de mitigar las consecuencias mediante:

- Las normas de seguridad de HSE. Mecanismos de control en caso de rotura de tubería y posterior derrame de crudo.
- Poner en acción al equipo de manejo de crisis, cuando la situación lo amerite (Plan de contingencia).
- Verificar que los equipos de respuesta de emergencia sean competentes, estén bien dotados y ubicados convenientemente.
- Realizar acuerdos claramente definidos con las autoridades y con los servicios locales (bomberos, cruz roja, servicios de salud, etc.)
- Desarrollar un plan por escrito para las emergencias médicas, para atender a los lesionados en las operaciones de control de corrosión.
- Dar instrucciones claras a los técnicos respaldadas con el entrenamiento acerca de cómo atender las emergencias causadas por corrosión.
- Suministrar a todo el personal involucrado un entrenamiento básico en primeros auxilios, con un curso de actualización cada año.

4.3.4.3 Normas de Aislamiento

- Evaluar los riesgos teniendo en cuenta que es el mecanismo primario de control de los peligros en todos los procesos de aislamientos
- Aislar con una barrera de contención efectiva para el fluido por el tiempo que sea requerido.
- Bloquear o inmovilizar las válvulas para prevenir una operación no autorizada.
- Aislar y desconectar físicamente las líneas de suministro de las válvulas de operación neumática e hidráulica que, por defecto, están cerradas.
- Identificar todos los puntos de aislamiento con tarjetas personales o de aislamiento documentado con el número del certificado de aislamiento relacionado.

- Monitorear el desempeño de los mecanismos de aislamiento a intervalos regulares, para detectar fugas o deterioro causado por vibración o por perturbaciones (o cambios de presión aguas arriba). Dicho monitoreo puede implicar pruebas parciales de aislamientos por válvulas.
- Las válvulas operadas neumática ó hidráulicamente que fallan abiertas no deben ser consideradas para propósitos de aislamiento; si no hay alternativa práctica su uso debe ser sometido a una evaluación de riesgos aceptada por el Supervisor de producción local.

A continuación se presenta el procedimiento a seguir para la implementación de las medidas cuando los problemas de corrosión son tangibles en los equipos aplica para cuando se decide con base en la evaluación de las matrices de riesgo suspender la operación de una instalación o equipo:

- Planear el aislamiento
- Identificar todas las fuentes de energía
Dentro de las instalaciones de EMERALD ENERGY Plc las energías peligrosas identificadas incluyen:
Energía mecánica, energía eléctrica, energía hidráulica, energía química, energía de líquidos y gases, energía neumática, energía cinética (impacto), energía potencial (almacenada), energía térmica, energía radiante.
- Aislar, bloquear y disipar todas las formas de energías.
El método de control de energía depende de la forma de energía involucrada y se utiliza diferentes dispositivos. Se debe disipar algunas formas de energía después de haber desactivado la energía primaria de un sistema.
- Verificar la desactivación de energías peligrosas.
- Instalar, realizar mantenimiento, servicio o reparación.
- Inspeccionar el equipo antes de la reactivación de la energía
Para asegurar que el equipo opere según se espera cuando se reactive la energía, la persona competente debe inspeccionar el trabajo.
La inspección debe verificar que la instalación, reparación y modificaciones se hayan realizado correctamente y que se hayan utilizado las piezas de reemplazo correctas.
- Inspeccionar el área de trabajo antes de reactivar la energía

4.4 PLANIFICACIÓN DE MONITOREO Y CONTROL

El monitoreo de los fenómenos de corrosión, se realiza con diferentes herramientas tales como: Los cupones de pérdida de peso, probetas de resistencia eléctrica (corrosómetro), medición de espesores con ultrasonido y análisis fisicoquímico entre los cuales los más importantes son el monitoreo de la concentración de hierro en cabeza de pozo y la determinación de SRB, O₂, CO₂, H₂S y residuales de productos químicos activos de tratamiento.

4.4.1 PLANIFICACIÓN DE MONITOREO DE CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN

En el monitoreo de los fenómenos de corrosión e incrustación se recomienda que se realicen las siguientes actividades:

- Instalar cupones que calculan la tasa de corrosión basada en la pérdida de peso que sufre la pieza (cupón) durante el tiempo de exposición en el medio corrosivo en los siguientes sitios:
 - En la cabeza del pozo.
 - En la descarga de la bomba de transferencia
 - En la cabeza del pozo inyector de agua.
 - En el manifold en línea Gigante 02
- Realizar análisis fisicoquímico completo de los fluidos producidos (agua, crudo, gas), mensual.
- Realizar análisis de actividad sulfatorreductora SRB, mensual.
- Realizar monitoreo o medición de sólidos producidos (arena y finos de producción) por el método de malla ASTM325, mínimo durante la prueba de producción.
- Mantener actualizada información en una base de datos del comportamiento de corrosión e incrustación de todos los pozos productores, inyectores y facilidades.
- Realizar mediciones de Integridad; mediciones de espesor de pared, de tuberías y láminas de equipos con tecnología ultrasónica anualmente.

4.4.2 CONTROL DE CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN

- Utilizar productos químicos
 - Aplicar los inhibidores de corrosión por baches o inyección continua en los pozos, con el fin de formar una película protectora sobre el metal, la cual impide que el agua esté en contacto directo con el metal y así evitar la corrosión de equipos de producción de subsuelo y superficie o en las líneas de flujo.
 - Aplicar los bactericidas y biocidas en el sistema de inyección (planta de inyección de agua o pozos inyectoros) con el fin de combatir la población bacteriana, especialmente la presencia de bacterias sulfatorreductoras (SRB).
 - Aplicar inhibidor de incrustaciones aguas arriba de donde se está presentado el fenómeno.
 - Evaluar la necesidad de aplicación de inhibidores de corrosión en cabeza pozo y/o facilidades en el momento que sea requerido debido al cambio de las condiciones de los fluidos y al aumento de corrosividad de los fluidos producidos.

La aplicación del tratamiento químico utilizado en el campo se presenta en un gráfico del sistema de inyección en el Anexo D.

- Instalar protección catódica en la línea de transferencia de crudo.
- Utilizar materiales resistentes a la corrosión como acero al carbón para el control de la corrosión interna/externa.
- Proteger las tuberías enterradas, revistiendo el exterior de la tubería con el sistema tricapa, utilizando polietileno o polipropileno extruido como capa final.
- Proteger la tubería superficial usando recubrimiento de tipo epoxipoliamina-poliamida de altos sólidos y un acabado de tipo poliuretano alifático.

4.5 REVISIÓN TÉCNICA

La revisión se realizará con una periodicidad de por lo menos una vez por año, que se acordará con el ingeniero de producción encargado del campo quien ajustará un programa que incluirá los participantes y los recursos necesarios.

El proceso de revisión no solo se centrará en revisar qué tan bien se está implementando el sistema y en los resultados que se han logrado, sino también evaluará la conformidad y aptitud de cada elemento con relación a los desarrollos cambiantes. Igualmente, verificará el cumplimiento de las acciones recomendadas y de los programas de monitoreo y control de los procesos de corrosión e incrustación en el campo.

Se enfocará el proceso en la posibilidad por conveniencia y necesidad de cambiar las políticas y las estrategias, debido al cambio de las circunstancias, como también en la preocupación de los empleados y los contratistas.

Dar a conocer las acciones correctivas que surgen del proceso de revisión técnica que deberán ser documentados e implementados.

4.6 ACCIONES CORRECTIVAS

El proceso de revisión técnica generará recomendaciones para que se tomen acciones correctivas cuando se verifique la existencia de brechas en la implementación del sistema de gestión del control de la corrosión. A cada recomendación se le deberá asignar una persona que sea responsable de llevar a cabo y completar la acción dentro de un período de tiempo acordado.

Las recomendaciones que provengan de las revisiones técnicas deberán ser:

- **Específicas.** Deberán relacionarse con una acción a tomar que haya sido claramente identificada
- **Medibles.** Los resultados de tomar la acción pueden medirse en alguna forma
- **Logrables.** El resultado de la acción tendrá el efecto deseado
- **Realistas.** Deberán cumplir con las necesidades reales del negocio y contribuir al equilibrio costo / beneficio.
- **Priorizadas.** Con base en la criticidad de su implementación.

- **Programadas.** Las recomendaciones deberán tener un tiempo acordado durante el cual se deberá completar la acción.
- **Presupuestadas.** Debe estar cuantificado el valor de su implementación e incluido en los planes y presupuestos de la Compañía para la vigencia de ejecución.

4.7 ALMACENAMIENTO DE DATOS

El almacenamiento de datos es complemento del plan de monitoreo y control, es la herramienta a la que se acude para observar y analizar el comportamiento de la corrosión e incrustación y monitorear que se estén cumpliendo los estándares de corrosión e incrustación mencionados en la sección 4.2.1.1.

Se ha desarrollado un esquema interactivo tridimensional que incluye cada vasija y equipo del cargadero y de la estación del campo Gigante, como medio de almacenamiento de la base de datos de corrosión e incrustación. Este esquema está diseñado con enlaces que contienen la base de datos del C.S.M.S y como complemento tiene incluido las especificaciones técnicas de cada equipo; además permite explorar en la instalación observando en tercera dimensión, y a escala, los equipos.

El esquema interactivo es una herramienta a la que puede acceder cualquier personal de la compañía que desee información acerca del estado de la corrosión e incrustación, de las especificaciones técnicas de los equipos o simplemente que desee observar cómo están distribuidas las facilidades dentro de la estación. Las modificaciones en la base de datos del C.S.M.S solo las puede realizar el administrador del C.S.M.S. Ver en el Anexo F el procedimiento para el uso del esquema interactivo.

Los datos que se almacenan son los que influyen en el comportamiento de corrosión e incrustación los cuales se utilizan para la realización de gráficos y tablas referentes al comportamiento de corrosión e incrustación.

Los registros que se almacenarán en la base de datos incluyen:

- Campo, fecha y número del pozo o instalación.
- Variables críticas para la corrosión.
- Tipo de corrosión.
- Velocidad de corrosión (MPY)
- Tipo de incrustación
- Índice de incrustación

- Tipo de protección o tratamiento (si lo hay)
- Tipo de material utilizado.
- Incidencia de la corrosión en la producción.
- Especificaciones técnicas de los equipos y vasijas
- Historia de vida útil de cada equipo/instalación
- Cuadro histórico de fallas

La metodología de actualización de la base de datos del C.S.M.S se muestra en la figura 3, la actualización de los datos facilita el monitoreo de la corrosión e incrustación y hace parte de la filosofía del C.S.M.S.

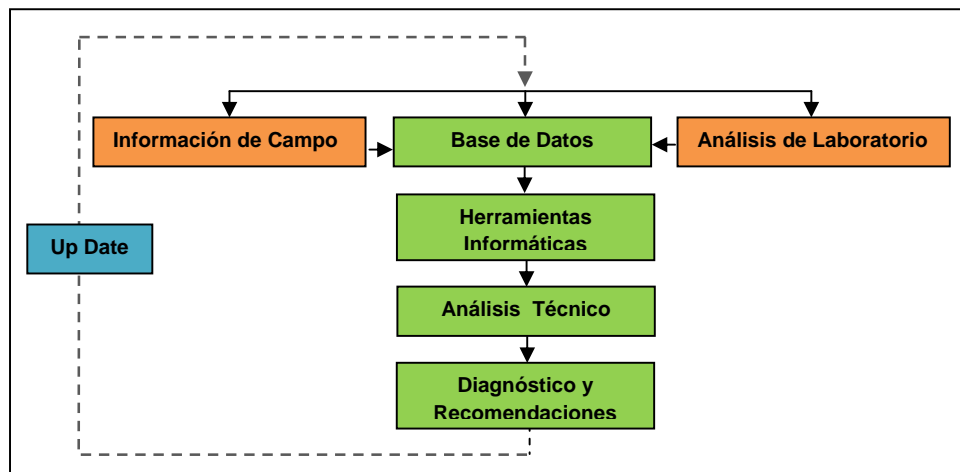


Figura 3. Metodología de base de datos

5. CONCLUSIONES

- El dióxido de carbono (CO_2) es el principal agente de corrosión que actúa en el pozo y en las facilidades del campo Gigante.
- No se han presentado eventos de corrosión en la tubería de producción debido a que el tipo de emulsión actual no permite el contacto directo del ácido carbónico (producto del contacto del agua con el dióxido de carbono) con la tubería.
- No se evidencia alta actividad bacteriana en el sistema; solamente se detecta presencia de bacterias sulfatorreductoras (SRB) a la salida de los Gun Barrels y en los tanques de almacenamiento.
- El agua de producción del pozo Gigante-1A posee tendencia incrustante y el tipo de incrustación que se forma, es el carbonato de calcio (CaCO_3).
- La formación de incrustación de tipo carbonato de calcio (CaCO_3) en cabeza de pozo y superficie es debido a la disminución de la presión.
- La depositación de carbonato de calcio en la parte externa del motor del sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible es a causa del aumento de la temperatura y la presión.
- La probabilidad de formación de incrustación en el yacimiento es baja, porque los valores del índice de saturación en este punto tienen tendencia negativa.

6. RECOMENDACIONES

- Realizar el monitoreo de las tasas de corrosión con cupones en cabeza de pozo y en el múltiple de recolección, en un tiempo no mayor de 30 días; teniendo en cuenta que si la tasa determinada anteriormente es demasiado alta (valores por encima de 20 mpy), el tiempo de monitoreo debe ser menor (por lo menos 15 días).
- Monitorear los sistemas de protección catódica mensualmente en los puntos de control de modo que siempre se garantice que el potencial se mantiene en -0.85 Voltios.
- Actualizar constantemente la base de datos con toda la información proveniente de los cupones, sistemas de protección catódica, BSW, evaluación de integridad, y demás registros intrínsecos del C.S.M.S; esto con el fin de generar reportes y difundirlos a los interesados para que se tomen las acciones preventivas y remediales requeridos.
- Evitar la corrosión externa en las líneas de inyección de alta presión, enterrando las líneas entre 100 cm y 80 cm cuando la línea se encuentra en la estación; si la línea atraviesa caminos o carreteras se entierra a 100 cm de profundidad, pero si pasa por fincas se entierra a 120 cm aprox.
- Evitar la entrada de fluido a las facilidades de producción cuando se realicen trabajos de estimulación y acidificación en los pozos, para evitar el deterioro y cambios en las condiciones de los fluidos por la disminución del pH.
- Establecer en los diseños del nuevo pozo Gigante 02 y facilidades; líneas y accesorios como válvulas, bypass, puntos de instalación de cupones, probetas y facilidades para correr equipos electrónicos; ésto con el fin de permitir monitoreo futuros en forma fácil y económica.
- Recubrir internamente los tanques y vasijas que manejen agua de producción en estado libre, en el fondo y en los anillos de la pared hasta donde opere el nivel de agua libre.

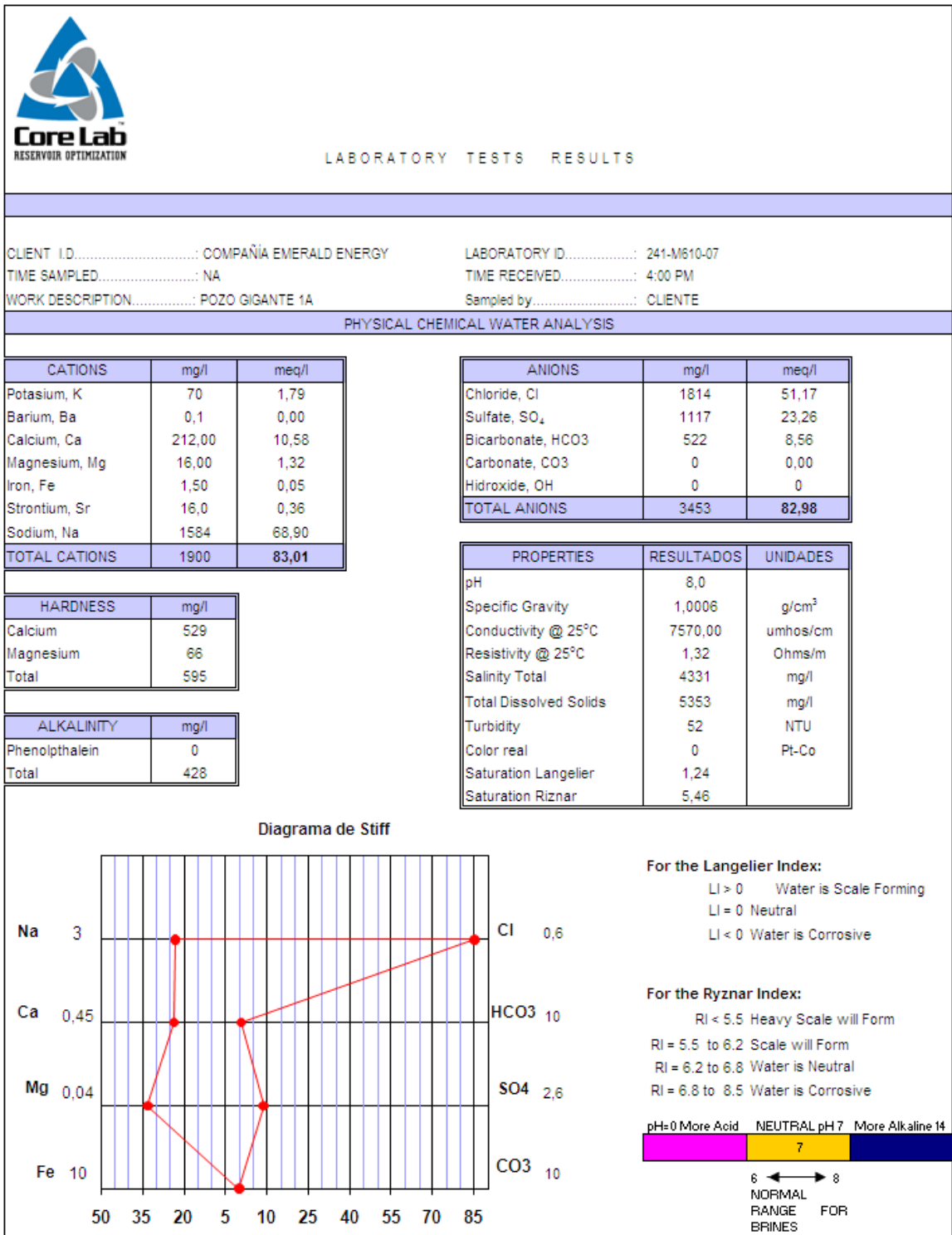
- Desocupar completamente las vasijas, líneas y equipos de los flúidos producidos y/o llenar con agua dulce fresca e inhibidor de corrosión y biocidas en concentraciones superiores a 2000 ppm (v/v), que eviten la corrosión y el deterioro de los equipos cuando se encuentre fuera de servicio.
- Sacar de servicio y reemplazar los tanques de almacenamiento 5, 6, 7 y 10 por tener más del 50% de espesor perdido y enviar a reparación y/o mantenimiento los tanques 2, 3, 4.
- Poner en práctica este sistema de gestión en futuros proyectos de la compañía desde el momento en que se ponga en servicio la línea.

BIBLIOGRAFÍA

1. CRABTREE, Mike y ESLINGER, David. La lucha contra las incrustaciones - remoción y prevención En: Oilfield Review. Otoño, 1999.
2. EMERALD ENERGY PLC Sucursal Colombia. Sistema de Gestión HSE, Estándar de Aislamiento y Etiquetado de Energías Peligrosas. Abril 2008
3. ENDEAN, Howard J. y SHELTON, Raymond D. Problemas Iniciados por el Agua en las Operaciones de Producción. Houston, Texas: Champion Technologies, INC.1991.
4. ENDEAN, Howard J. Manual de detección y control de corrosión en campos petroleros. Houston, Texas: Champion Chemicals, 1989.
5. HEALTH & SAFETY EXECUTIVE. Erosion in elbows in hydrocarbon production systems: Review document. HSE Books, First published 2003
6. NACE INTERNATIONAL. Basic corrosion course. United States: NACE, 1996.
7. NALCO/EXXON ENERGY CHEMICALS, LP. Training Manual part 3. 1998.
8. NALCO/EXXON ENERGY CHEMICALS, LP. OilField Chemicals, Training Manual. Scale 5. June 1998.
9. Oddo J.E. and Tomson M. B. Method predicts well bore scale, corrosion. En: Oil and gas journal. June 8, 1998.
10. Orduz, Luis Humberto. Conceptos básicos de control de pozos durante la perforación. Neiva, Colombia: Corpus litografía, 1998.
11. PARRA PINZON, Ricardo. Propiedades Físicas de los Fluidos de Yacimientos. Capitulo 7. Neiva, Huila 2005
12. PATTON, Charles C. Applied water technology first edition. Norman, Oklahoma: Campbell petroleum series, 1986.

ANEXOS

ANEXO A. ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN DEL POZO GIGANTE 1A



ANEXO B. ANÁLISIS COMPOSICIONAL DEL GAS DE PRODUCCIÓN DEL
POZO GIGANTE 1A

CORE LABORATORIES COLOMBIA

Sampling Location	POZO GIGANTE 1A		
Cylinder Number	COL-009		
Sample Description	GAS SEPARADOR		
Sampling Conditions	24.0 psig @ 145.0°F		
Component		Mole %	Weight %
H ₂	Hydrogen	0,00	0,00
H ₂ S	Hydrogen Sulphide	0,00	0,00
CO ₂	Carbon Dioxide	2,77	3,29
N ₂	Nitrogen	0,75	0,57
C ₁	Methane	40,89	17,73
C ₂	Ethane	17,35	14,11
C ₃	Propane	14,83	17,69
iC ₄	i-Butane	2,56	4,03
nC ₄	n-Butane	6,90	10,87
iC ₅	i-Pentane	2,67	5,22
nC ₅	n-Pentane	2,87	5,60
C ₆	Hexanes	3,37	7,80
C ₇	Heptanes	3,19	7,74
C ₈	Octanes	1,45	4,03
C ₉	Nonanes	0,34	1,09
C ₁₀	Decanes	0,06	0,21
C ₁₁₊	Undecanes plus	0,00	0,02
	Totals :	100,0000	100,0000
Note: 0.00 means less than 0.005.			
Calculated Residue Properties		Mole Weight	Density
		(g mol ⁻¹)	(g cm ⁻³ at 60°F)
C ₇₊	Heptanes plus	95,8	0,7565
C ₁₀₊	Decanes plus	134,8	0,7787
C ₁₂₊	plus	-	-
Calculated Whole Gas Properties			
	Gas Gravity	1.3045	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)
	Whole Sample Mole Weight	36.96	g mol ⁻¹
	Ideal Gas Density	1.5611	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F
	Ideal Gross Calorific Value	2036.0	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
	Ideal Net Calorific Value	1869.5	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
	Pseudo Critical Press.	633.0	psia
	Pseudo Critical Temp.	549.5	Rankine
	Gas Compressibility Factor, Z	0.9874	@ 14.65 psia & 60°F
	GPM (C2+)	15,57	
	GPM (C3+)	10,95	

ANEXO C. FOTOGRAFÍAS DE CASOS DE INCRUSTACIÓN Y CORROSIÓN EN EL CAMPO GIGANTE



Fotografía 1. Incrustación en la línea de salida de crudo del cabezal de pozo Gigante 1A



Fotografía 2. Incrustación en la válvula de la línea de salida de agua del separador



Fotografía 3. Motores de ESP recubiertos con depósitos de carbonatos



Fotografía 4. Corrosión en la línea de gas del tanque de almacenamiento TK- 05

ANEXO E. RESULTADOS DE LA INSPECCIÓN REALIZADA A LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO



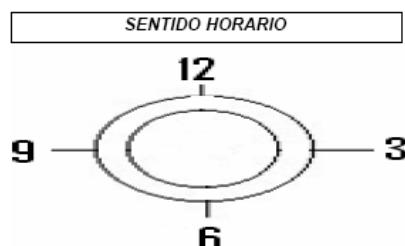
RESUMEN INSPECCION TANQUES DE PROCESO

**EMERALD ENERGY
CAMPO GIGANTE 1**

TANQUE HORIZONTAL N° 2

N° DE LAMINAS: 6

NOTA: A cada una de las láminas se le realizó inspección en dos anillos en sentido horario de occidente a oriente.



LAMINA	ANILLO N°	UBICACIÓN HORARIA	MÍNIMO ESPESOR ENCONTRADO (mm)	% ESPESOR PERDIDO	OBSERVACIÓN
LAMINA 1	1	12:00	3,71	41,57	Se registra una falla en el anillo 1 (Ubicación Horaria de las 6) en la soldadura entre el anillo y el cabezal frontal del tanque. Se recomienda sacar de servicio el tanque, limpiarlo, verificar el resto de la soldadura del anillo al cabezal con algún ensayo no destructivo (por ejemplo tintas penetrantes) y reparar. Aprovechar para realizar una inspección visual interna de todo el tanque, sobre todo la parte superior, que presenta una reducción de espesor promedio del 41%.
LAMINA1	2	1:00	3,74	41,10	
LAMINA 2	3	12:00	3,86	39,21	
LAMINA 4	7	12:00	3,68	42,05	

TANQUE HORIZONTAL N° 3

N° DE LAMINAS: 6

NOTA: A cada una de las láminas se le realizó inspección en dos anillos en sentido horario de occidente a oriente.

LAMINA	ANILLO N°	UBICACIÓN HORARIA	MÍNIMO ESPESOR ENCONTRADO (mm)	% ESPESOR PERDIDO	OBSERVACIÓN
LAMINA 1	1	1:00	3,42	46,14	Lo más crítico hallado, en la posición horaria 12:00 a 1:00, reducción de espesor promedio del metal de 45,5%, posiblemente por condensación de gases en la parte superior de la vasija.
LAMINA 1	2	12:00	3,27	48,50	
LAMINA 2	3	12:00	3,27	48,50	
LAMINA 2	4	12:00	3,42	46,14	
LAMINA 3	6	12:00	3,45	45,67	
LAMINA 6	12	1:00	3,92	38,27	

TANQUE HORIZONTAL N° 4

N° DE LAMINAS: 6

NOTA: A cada una de las láminas se le realizó inspección en dos anillos en sentido horario de occidente a oriente.

LAMINA	ANILLO N°	UBICACIÓN HORARIA	MÍNIMO ESPESOR ENCONTRADO (mm)	% ESPESOR PERDIDO	OBSERVACIÓN
LAMINA 1	1	12:00	3,09	51,34	Lo más crítico hallado, en la posición horaria 12:00 a 1:00, reducción de espesor promedio del metal de 43%, posiblemente por condensación de gases en la parte superior de la vasija.
LAMINA 1	2	12:00	3,86	39,21	
LAMINA 2	3	12:00	3,71	41,57	
LAMINA 2	4	12:00	3,59	43,46	
LAMINA 3	5	12:00	3,62	42,99	
LAMINA 3	6	12:00	3,86	39,21	
LAMINA 4	7	12:00	3,15	50,39	
LAMINA 6	12	1:00	3,98	37,32	

TANQUE HORIZONTAL N° 5

N° DE LAMINAS: 6

NOTA: A cada una de las láminas se le realizó inspección en dos anillos en sentido horario de occidente a oriente.

LAMINA	ANILLO N°	UBICACION HORARIA	MINIMO ESPESOR ENCONTRADO (mm)	% ESPESOR PERDIDO	OBSERVACIÓN
LAMINA 3	6	1:00	3,12	50,87	Entre el anillo 10 y 11, en la posición horaria de las 12:00 y 01:00 se encuentran una reducción de espesor mayor del 65%, que es crítico. Se recomienda sacar este tanque a mantenimiento y hacer una inspección interna para identificar áreas de corrosión generalizada y definir las láminas a cambiar
LAMINA 4	8	12:00	3,18	49,92	
LAMINA 5	9	12:00	3,12	50,87	
LAMINA 5	10	12:00	2,20	65,35	
LAMINA 6	11	1:00	2,20	65,35	
LAMINA 6	12	1:00	3,39	46,61	

TANQUE HORIZONTAL N° 6

N° DE LAMINAS: 7

NOTA: A cada una de las láminas se le realizó inspección en dos anillos en sentido horario de occidente a oriente.

LAMINA	ANILLO N°	UBICACION HORARIA	MINIMO ESPESOR ENCONTRADO (mm)	% ESPESOR PERDIDO	OBSERVACIÓN
LAMINA 1	1	12:00 - 01:00	1,13	82,20	Este tanque tiene pérdidas superiores al 80%, es super crítico. Se recomienda sacarlo de servicio inmediatamente, para evitar colapsos, ya que durante la inspección se observó que esta área superior se hunde y no soporta el peso de una persona. Se recomienda cambiar la totalidad del casco superior.
LAMINA 1	2	12:00 - 01:00	1,19	81,26	
LAMINA 2	3	12:00 - 01:00	2,01	68,35	
LAMINA 2	4	12:00 - 01:00	1,34	78,90	
LAMINA 3	5	12:00 - 01:00	1,54	75,75	
LAMINA 3	6	12:00 - 01:00	1,17	81,57	
LAMINA 4	7	12:00 - 01:00	1,23	80,63	
LAMINA 4	8	12:00 - 01:00	1,45	77,17	
LAMINA 5	9	12:00 - 01:00	1,04	83,62	
LAMINA 5	10	12:00 - 01:00	1,25	80,31	
LAMINA 6	11	12:00 - 01:00	1,24	80,47	
LAMINA 6	12	12:00 - 01:00	1,38	78,27	
LAMINA 7	13	12:00 - 01:00	1,04	83,62	
LAMINA 7	14	12:00 - 01:00	1,06	83,31	

TANQUE HORIZONTAL N° 7

N° DE LAMINAS: 6

NOTA: A cada una de las láminas se le realizó inspección en dos anillos en sentido horario de occidente a oriente.

LAMINA	ANILLO N°	UBICACION HORARIA	MINIMO ESPESOR ENCONTRADO (mm)	% ESPESOR PERDIDO	OBSERVACIÓN
LAMINA 1	1	12:00	2,70	57,48	Todo el casco superior, entre la zona de las 12:00 y 01:00, se registra una reducción de espesor promedio del 61%, que es crítico. Se recomienda sacar este tanque a mantenimiento y hacer una inspección interna para identificar áreas de corrosión generalizada y definir las láminas a cambiar.
LAMINA 1	2	12:00	2,32	63,46	
LAMINA 2	3	12:00	2,19	65,51	
LAMINA 2	4	12:00	2,19	65,51	
LAMINA 3	5	12:00	2,58	59,37	
LAMINA 3	6	12:00	3,24	48,98	
LAMINA 4	7	1:00	1,99	68,66	
LAMINA 4	8	12:00	2,70	57,48	
LAMINA 5	9	12:00	2,57	59,53	
LAMINA 5	10	12:00	2,08	59,53	
LAMINA 6	11	12:00	2,20	67,24	
LAMINA 6	12	12:00	2,90	54,33	

TANQUE HORIZONTAL N° 10

N° DE LAMINAS: 6

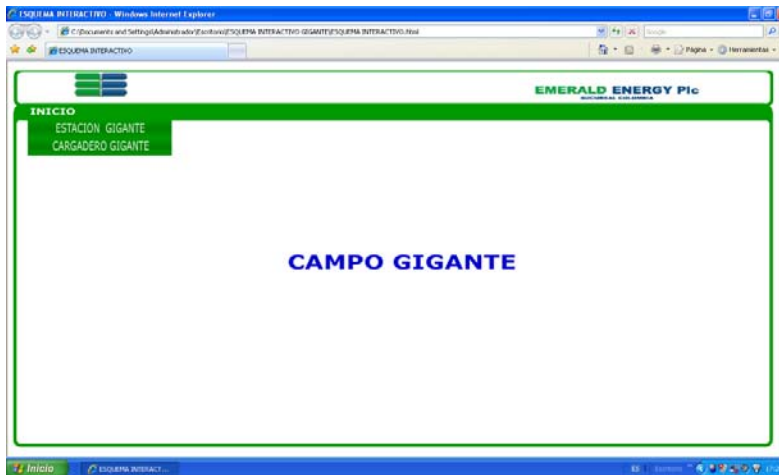
NOTA: A cada una de las láminas se le realizó inspección en dos anillos en sentido horario de occidente a oriente.

LAMINA	ANILLO N°	UBICACION HORARIA	MINIMO ESPESOR ENCONTRADO (mm)	% ESPESOR PERDIDO	OBSERVACIÓN
LAMINA 1	1	9:00	3,46	45,51	En este tanque se encontraron reducciones de espesor promedio de 51%, en algunas láminas del casco superior y en forma aislada. Se recomienda sacar el tanque a mantenimiento y realizar una inspección visual interna, para definir si se requiere cambio de láminas ó aplicación de un recubrimiento especial para controlar la corrosión que se presenta.
LAMINA 1	2	8:00	3,42	46,14	
LAMINA 2	3	12:00	2,95	53,54	
LAMINA 3	6	1:00	2,36	62,83	
LAMINA 4	8	12:00	3,18	49,92	
LAMINA 5	10	12:00	3,08	51,50	
LAMINA 6	12	12:00	3,36	47,09	

ANEXO F. MANUAL DEL USUARIO DEL ESQUEMA INTERACTIVO DEL CAMPO GIGANTE

1. Inicio de la aplicación

Se selecciona desde la intranet como **Esquema interactivo Campo Gigante**, al iniciar aparecerá la ventana principal como se muestra en la siguiente figura:



Esta ventana tiene dos opciones en el menú inicio.

- Estación Gigante
- Cargadero Gigante

2. Estación Gigante

Es el enlace a las facilidades del pozo Gigante 1A, al pulsar en el botón “**Estación Gigante**” aparecerá una ventana con el esquema de la estación del campo Gigante y sus respectivas facilidades. Al pulsar sobre cada vasija y equipo que se muestra en la ventana, aparecerán las siguientes opciones:

- Especificaciones técnicas
- Amenazas operativas
- Instrumentación y control

Cada una de estas opciones abre una ventana en donde se visualizan los datos en una hoja de Microsoft Excel.

2.1 Menú “Facilidades pozo Gigante 1A”

Al presionar en el botón “Facilidades pozo Gigante 1A” aparecerá las opciones de:

- Diseño en tres dimensiones
- Base de datos C.S.M.S

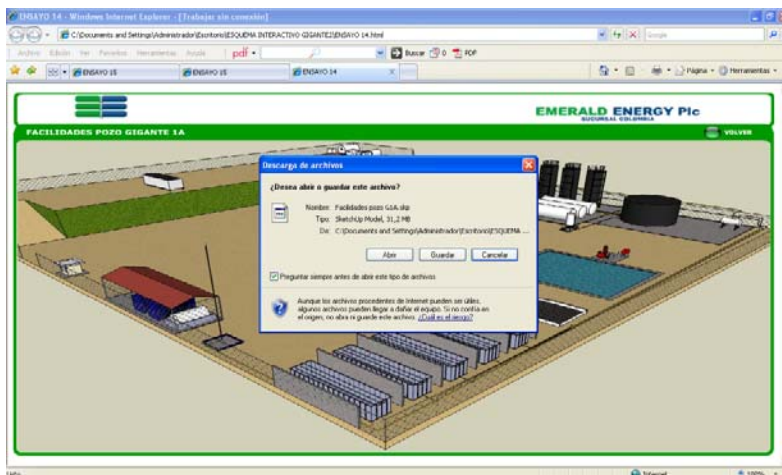


2.1.1 Diseño en tres dimensiones

Enlaza a una ventana con la descripción de los botones principales que aparecen en el programa *Sketchup* el cual permite la visualización del diseño en tres dimensiones y su botón de enlace “Esquema 3D”.

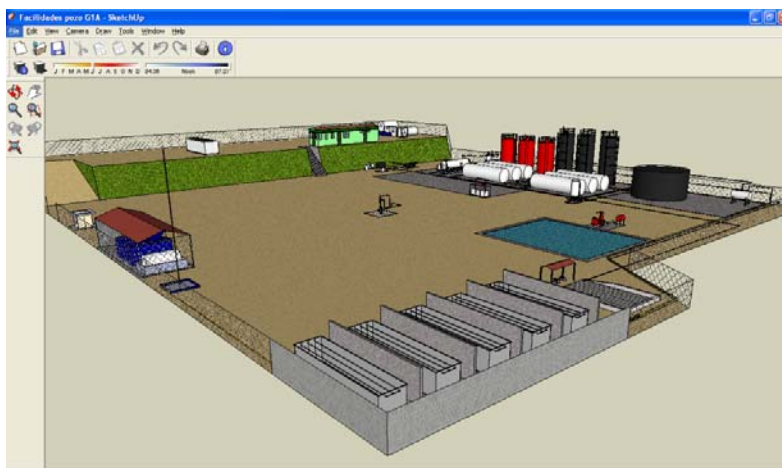


Al pulsar el botón “Esquema 3D” aparece la siguiente ventana:



Presionar en el botón “abrir”

Al abrir aparece la ventana del programa *Sketchup* con el esquema de la estación Gigante en tres dimensiones.



2.1.2 Base de datos C.S.M.S

La base de datos del sistema de gestión de corrosión e incrustación tiene las siguientes opciones:

- Histórico de análisis de fluidos
- Corrosión
- Incrustación

Cada una de estas opciones abre una ventana en donde se visualizan los datos en una hoja de Microsoft Excel.

3. Cargadero Gigante

Es el enlace a las facilidades del cargue y despacho de crudo; se selecciona en el menú **inicio** de la ventana principal. Al pulsar el botón **“Cargadero Gigante”** aparecerá una ventana con el esquema del cargadero Gigante, esta ventana tiene la opción de pulsar sobre los equipos y disponer de las siguientes opciones:



- Especificaciones técnicas
- Amenazas operativas
- Instrumentación y control

El esquema del cargadero Gigante tiene las mismas opciones que el esquema de la estación Gigante, por consiguiente, el procedimiento a seguir para el uso de sus herramientas es el mismo.