

**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO SOBRE LA AFECTACION POR  
CORROSION EN LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y SU  
IMPACTO EN LA PRODUCTIVIDAD DEL CAMPO PETROLERO ABANICO**

**FRANCISCO FRANCO URREGO  
OSCAR ORTEGON GOMEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2012**

**ESTUDIO TECNICO ECONOMICO SOBRE LA AFECTACION POR  
CORROSION EN LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y SU  
IMPACTO EN LA PRODUCTIVIDAD DEL CAMPO PETROLERO ABANICO**

**FRANCISCO FRANCO URREGO  
OSCAR ORTEGON GOMEZ**

**Monografía presentada como requisito para obtener el título de  
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

**Director  
AGUSTIN VILLAMIL**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2012**

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCION	16
OBJETIVOS	18
1. MARCO TEORICO	19
1.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	19
1.1.1 Características generales de los sistemas de levantamiento artificial más empleados en campo	19
1.1.1.1 Bombeo mecánico	19
1.1.1.2 Bombeo de cavidad progresiva (BCP o PCP):	21
1.1.1.3 Bombeo electro sumergible (BES):	24
1.2 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS DE FONDO DE POZO	26
1.2.1 Análisis fisico-químico de agua y gas para cada pozo	27
1.3 POSIBLES MECANISMOS POR CORROSION QUE SE PRESENTAN EN POZOS PETROLEROS	28
1.3.1 Corrosión por CO <sub>2</sub>	28
1.3.2 Corrosión bacteriana	30
1.3.3 Corrosión por H <sub>2</sub> S	30
1.4. MONITOREO DE LA CORROSIÓN Y CARACTERIZACION DE PRODUCTOS DE CORROSION.	32
1.4.1. Cupones de corrosión	32
1.4.2 Cupones Especiales	32
1.5 DIFRACCION DE RAYOS X (DRX)	34
1.5.1 El difractor de polvo	34
1.6 METODOS DE CONTROL DE CORROSION.	35
1.6.1 Downhole	35

1.6.1.1 Ventajas del sistema:	36
1.6.1.2 Desventajas del Sistema	37
1.6.2 Inhibidores de la corrosión	38
1.6.2.1 Tipos de Inhibidores.	39
1.6.2.2 Aplicaciones de los Inhibidores	39
1.6.2.3. Efectos de Temperaturas Elevadas en los Inhibidores de Corrosión	39
1.6.3. Anti incrustantes.	39
1.6.3.1 Efecto Umbral	40
1.6.4. Biocidas.	41
2. DESCRIPCION DEL CAMPO ABANICO	44
2.1 GENERALIDADES DE PRODUCCIÓN Y CAMPO	46
3. EVALUACION DE LA PROBLEMÁTICA DE LA CORROSION OCASIONADA EN DOWNHOLE	59
3.1 HISTÓRICO DE FALLAS	59
3.1.1 Daños en la integridad en los sistemas de levantamiento artificial de Campo Abanico durante el año 2010	59
3.1.2 Daños en la integridad en los sistemas de levantamiento artificial de Campo Abanico durante el año 2011	66
3.1.3 Daños en la integridad en los sistemas de levantamiento artificial de Campo Abanico durante el año 2012	73
4. ANALISIS DE LA CRITICALIDAD DE LA CORROSION EN FONDO DE POZO MEDIANTE ANALISIS DE LABORATORIO Y CALCULOS DE TENDENCIA.	81
4.1 DETERMINACION DEL GRADO DE CORROSIVIDAD DE AGUAS A NIVEL DE LABORATORIO.	81
4.2 ANALISIS FISICO-QUIMICO DE AGUA Y GAS PARA CADA POZO	85

4.3 DETERMINACION DE TENDENCIAS DE LA CRITICALIDAD CORROSIVA E INCRUSTANTE EN LOS SISTEMAS DE FONDO DE POZO DEL CAMPO ABANICO.	89
4.3.1 Cálculo de presiones parciales	89
4.3.2 Relación de KANE <sup>(3)</sup>	90
4.3.3 Tipo de servicio	91
4.3.4 Selección del material en función de la criticalidad de la fisicoquímica.	92
4.3.5 Determinación de tendencias de incrustación	94
4.3.6 Aplicación de modelos de predicción de la corrosión para evaluar la criticalidad y agresividad de los fluidos.	95
4.3.7 Efecto de algunas variables en la tasa de corrosión	97
5. IMPLEMENTACION DE ESTRATEGIAS DE MITIGACION DE IMPACTO ECONOMICO POR PROBLEMAS DE CORROSION DOWNHOLE	105
5.1 EVALUACION CON CUPONES DE CORROSION DE POSIBLES MATERIALES A UTILIZAR EN DOWNHOLE.	105
5.1.1 Instalación de Cupón TN-80 3Cr	105
5.1.2 Instalación de Cupones de TN70CS y de TN80Cr3	106
5.2 EVALUACIÓN DEL TIPO DE MATERIAL BAJO LAS CONDICIONES DE AGRESIVIDAD DE LOS POZOS.	108
5.2.1 Evaluación de inhibidores de corrosión	109
5.2.1.1 Evaluación en ambiente con 15000 ppm de NaCl sin CO <sub>2</sub>	116
5.2.1.2 Evaluación en ambiente con 15000ppm de NaCl, con CO <sub>2</sub>	120
5.2.1.3 Evaluación en ambiente con 30000ppm de NaCl, con CO <sub>2</sub>	122
5.2.2 Implementación de nuevas estrategias de inyección	124
6. EVALUACIÓN ECONÓMICA	127
6.1 COSTOS DE INTERVENCIONES A POZOS POR EFECTOS CORROSIVOS	130
6.2 COSTO DE LEVANTAMIENTO	135

6.3 CONCLUSIONES	136
7. ANALISIS DE LOS RESULTADOS.	138
CONCLUSIONES	139
REFERENCIAS	141
ANEXOS	142

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Mapa satelital enfocando la ubicación del Campo Abanico.	44
Figura 2. Estación Abanico	46
Figura 3. Ilustración de líneas pertenecientes al Campo Abanico	47
Figura 4. Estación para el procedimiento de separación de las fases agua-aceite.	49
Figura 5. Equipos de laboratorio para fiscalización de tanques.	50
Figura 6. Sistema general para el manejo de crudo en Campo Abanico	52
Figura 7. Tratamiento de agua	55
Figura 8. Tratamiento de gas	57
Figura 9. Diagrama de procesos campo abanico	58
Figura 10. Intervenciones a pozo durante el año 2010	61
Figura 11. Intervenciones totales por pozo durante el año 2010	62
Figura 12. Tipo de intervención por pozo durante el año 2010.	63
Figura 13. Causas de intervenciones WellServices durante el año 2010	64
Figura 14. Causas de intervenciones Workover durante el año 2010	65
Figura 15. Causas de intervenciones con unidad de FlushBy durante el año 2010	65
Figura 16. Intervenciones a pozo durante el año 2011	68
Figura 17. Tipo de intervención por pozo durante el año 2011.	69
Figura 18. Intervenciones totales por pozo durante el año 2011	70
Figura 19. Causas de intervenciones WellServices durante el año 2011	71
Figura 20. Causas de intervenciones Workover durante el año 2011	72
Figura 21. Causas de intervenciones con unidad de FlushBy durante el año 2011	73
Figura 22. Intervenciones a pozo durante el año 2012	75

Figura 23. Tipo de intervención por pozo durante el año 2012.	76
Figura 24. Intervenciones totales por pozo durante el año 2012	77
Figura 25. Causas de intervenciones WellServices durante el año 2012	78
Figura 26. Causas de intervenciones Workover durante el año 2012	79
Figura 27. Causas de intervenciones con unidad de FlushBy durante el año 2012	79
Figura 28. Obtención de muestras de agua	82
Figura 29. Electrodo de anillo rotatorio.	82
Figura 30. Acabado superficial del electrodo de trabajo	83
Figura 31. Celda para pruebas estáticas	83
Figura 32. Electrodo de trabajo luego de pruebas electroquímicas para a) Muestra No 001, b) Muestra No 002 y c) Muestra No 003.	84
Figura 33. Regiones que permite establecer el tipo de material a utilizar	92
Figura 34. Escala de precipitación máxima	94
Figura 35. Velocidad de corrosión Vs Temperatura pozo Abanico 5	98
Figura 36. Velocidad de corrosión Vs Presión parcial de CO <sub>2</sub> pozo Abanico 5	99
Figura 37. Velocidad de corrosión Vs Velocidad de flujo pozo Abanico 5	99
Figura 38. Velocidad de corrosión Vs pH	100
Figura 39. (a) Medición directa de cupón (longitud) y (b) Balanza digital.	105
Figura 40. Procedimiento de dosificación de inhibidores	112
Figura 41. Electrodo de anillo rotatorio.	113
Figura 42. Detalle de velocidad de rotación del electrodo.	113
Figura 43. Acabado superficial del electrodo de trabajo.	114
Figura 44. Montaje para pruebas en ambientes saturados con CO <sub>2</sub> .	115
Figura 45. Electrodo de trabajo para a) NaCl 15000 ppm sin CO <sub>2</sub> , b) NaCl 30000 ppm sin CO <sub>2</sub> , c) NaCl 15000 ppm con CO <sub>2</sub> y d) NaCl 30000 ppm con CO <sub>2</sub> .	116
Figura 46. Eficiencia de inhibidores en ambiente sin CO <sub>2</sub> y 15000 ppm de NaCl.	118

Figura 47. Eficiencia de inhibidores en ambiente sin CO <sub>2</sub> y 30000 ppm de NaCl.	120
Figura 48. Eficiencia de inhibidores en ambiente con CO <sub>2</sub> y 15000 ppm de NaCl.	122
Figura 49. Eficiencia de inhibidores en ambiente con CO <sub>2</sub> y 30000 ppm de NaCl.	124
Figura 50. Inyección continua por capilar	125
Figura 51. Nueva forma de bacheo, con bomba y recirculación simultánea	126
Figura 52. Bacheo con dosificador y recirculación	126
Figura 53. Clasificación de los Pozos por Producción	129
Figura 54. Producción de Crudo Año 2010 y 2011	129
Figura 55. Inversiones con unidad de Flush by año 2010	131
Figura 56. Intervenciones Tratamiento Down Hole	132
Figura 57. Diferidas de Producción	134
Figura 58. Lifting Cost Años 2010 y 2011	136

## LISTA DE TABLA

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Producción de fluidos.	45
Tabla 2. Cantidad de pozos perforados	45
Tabla 3. Distribución de gas producido	46
Tabla 4. Intervenciones realizadas durante el año 2010.	60
Tabla 5. Intervenciones realizadas durante el año 2011.	67
Tabla 6. Intervenciones realizadas durante el año 2012.	74
Tabla 7. Resultados pruebas electroquímicas sin inhibidor de corrosión.	84
Tabla 8. Condiciones operacionales Campo Abanico 20 de junio del 2011	85
Tabla 9. Condiciones operacionales Campo Abanico durante junio del 2011	86
Tabla 10. Información físico-química de agua y de gases	86
Tabla 11. Resultados análisis de corrosividad de fluidos por técnicas electroquímicas Feb. 2011	88
Tabla 12. NACE RP0775	89
Tabla 13. Environmental conditions for which grades of casing and tubing are acceptable	93
Tabla 14. Stiff & Davis Calcium Carbonate Stability Index	94
Tabla 15. BaSO <sub>4</sub> Scaling Index	95
Tabla 16. CaSO <sub>4</sub> Scaling Index	95
Tabla 17. SrSO <sub>4</sub> Scaling Index	95
Tabla 18. Datos modelo WAARD et al	96
Tabla 19. Resultados WAARD y MODELO 1	97
Tabla 20. Clasificación de velocidades de corrosión según norma NACE RP-07	97
Tabla 21. Resultados del cálculo de presiones parciales	101
Tabla 22. Resultados del cálculo del pH real	102

Tabla 23. Datos obtenidos empleando Modelo WAARD et al	103
Tabla 24. Velocidades de corrosión empleando los modelos WAARD y Modelo 1:	103
Tabla 25. Registro de análisis cupón TN-80 3Cr	106
Tabla 26. Registro de instalación de cupones TN80Cr3 y TN70CS	107
Tabla 27. Resultados del análisis realizado al Cupón TN80Cr3	107
Tabla 28. Resultados de Cupón TN70CS	108
Tabla 29. Velocidad de corrosión simulada.	109
Tabla 30. Velocidad de corrosión simulada evaluada con y sin inhibidor.	109
Tabla 31. Diseño experimental	112
Tabla 32. Velocidades de corrosión de referencia.	115
Tabla 33. Resultados de evaluación en ambiente sin CO <sub>2</sub> y 15000 ppm de NaCl.	116
Tabla 34. Resultados de evaluación en ambiente sin CO <sub>2</sub> y 30000 ppm de NaCl.	119
Tabla 35. Eficiencia de inhibidores en ambiente con CO <sub>2</sub> y 15000 ppm de NaCl.	121
Tabla 36. Eficiencia de inhibidores en ambiente con CO <sub>2</sub> y 30000 ppm de NaCl.	123
Tabla 37. Intervenciones Año 2010	130
Tabla 38. Costo Tratamiento Down Hole	131
Tabla 39. Intervenciones Año 2011	133
Tabla 40. Detallado Intervenciones 2011	135

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO SOBRE LA AFECTACION POR CORROSION EN LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y SU IMPACTO EN LA PRODUCTIVIDAD DEL CAMPO PETROLERO ABANICO\*.

**AUTORES:** FRANCISCO FRANCO URREGO  
OSCAR ORTEGON GOMEZ\*\*.

**PALABRAS CLAVES:** Corrosioin, Levantamiento artificial, Impacto, productividad Abanico

En el Campo Abanico se presenta una alta inversión de pozos por tubería y varillas averiadas, daños en motores de fondo, deterioro de centralizadores, daño en accesorios del completamiento que solo reflejan una situación que está afectando el costo operacional, aumenta las diferidas de producción y reduce las márgenes de utilidades, por tal razón esta monografía estará enfocada en la determinación de las fallas que se están presentando por daño en los sistemas de fondo, las causas que la originan, definiendo los mecanismos de corrosión y evaluando la eficiencia del tratamiento actual y generando alternativas de solución a seguir, que permitan obtener mejores resultados operacionales y económicos que desde luego mantengan el campo sostenible y que las perspectivas del proyecto continúen en crecimiento.

La finalidad de este proyecto es presentar un estudio técnico económico actualizado, consistente en determinar las causas que están afectando la operatividad del Campo Abanico. Se evaluara la corrosión producida en los sistemas de levantamiento artificial y su repercusión en la producción y sostenibilidad del campo. Este estudio presenta la metodología de uso para evaluar el impacto de la corrosión en la operación downhole, donde se muestra etapas de simulación de criticalidad de fluido, metodologías de selección de materiales, determinación de la corrosividad de fluidos en laboratorio y metodologías para selección de los productos químicos y sistemas de inyección de los mismos.

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Petróleos, Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director: Agustin Villamil

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL ECONOMIC STUDY ON THE AFFECTATION FOR CORROSION IN THE SYSTEMS OF ARTIFICIAL RAISING AND HIS IMPACT IN THE PRODUCTIVITY OF THE PETROLEUM FIELD I FAN<sup>\*</sup>.

**AUTHORS:** FRANCISCO FRANCO URREGO  
OSCAR ORTEGON GOMEZ<sup>\*\*</sup>

**KEY WORDS:** Corrosioin, artificial Raising, Impact, productivity I Fan

In the Abanico Field is a high investment of wells damaged pipe and rods, downhole motors damage, deterioration centralizers accessories completion damage only reflect a situation that is affecting the operational cost, production increases and deferred reduces profit margins, for that reason this paper will focus on the identification of failures that are occurring damage in end systems, the root causes, defining the mechanisms of corrosion and evaluating the effectiveness of current treatment and generating alternative solutions to follow, that will generate improved operating results and economic course and maintain the sustainable field prospects continue growing project

The purpose of this project is to present an updated economic technical study, of determining the causes that are affecting the operation of the Abanico Field. An evaluation of the corrosion produced in artificial lift systems and their impact on production and sustainability field. This paper presents the methodology used to evaluate the impact of corrosion in the downhole operation, showing steps of criticality fluid simulation methodologies, material selection, determine the corrosivity of fluids in laboratory and selection methodologies and chemical injection systems thereof. of criticality fluid simulation methodologies, material selection, determine the corrosivity of fluids in laboratory and selection methodologies and chemical injection systems thereof.

---

<sup>\*</sup> Monograph

<sup>\*\*</sup> Faculty of Engineering and Physical Chemistry. School of Petroleum Hydrocarbon Management Specialization. Director: Agustin Villamil

## INTRODUCCION

La Corrosión es la causa general de la destrucción de la mayor parte de los materiales naturales o fabricados por el hombre. Si bien esta fuerza destructiva ha existido siempre, no se le ha prestado atención hasta los tiempos modernos, con el avance de la tecnología. El desarrollo de la industria y el uso de combustibles, en especial el petróleo, han cambiado la composición de la atmósfera de los centros industriales y grandes conglomerados urbanos, tornándola más corrosiva.

La corrosión está ligada en la industria a problemas tanto de seguridad como económicos. Los ingenieros son en la mayoría de los casos los responsables de minimizar los costos y los riesgos de la corrosión en muchos ámbitos: aviones, plantas generadoras de energía (térmica, nuclear, hidroeléctrica, eólica), plantas de manufactura, de procesos químicos, estructuras de concreto. Sin embargo muchas veces ignoran las causas posibles de la corrosión y su forma de prevenirla.

Las pérdidas económicas que implica la corrosión pueden ser directas (relacionadas con el reemplazo de la parte dañada) o indirectas debidas a: a) paradas de planta imprevistas para efectuar reparaciones; b) pérdidas de producto de contenedores, tanques, cañerías, etc.; c) pérdidas de eficiencia por productos de corrosión en intercambiadores de calor; d) contaminación por los derrames producidos a causa de corrosión en tanques, cañerías, etc.; e) por sobredimensionamiento en el diseño de instalaciones debido a la falta de información sobre la corrosión de los componentes en un ambiente determinado. La corrosión además ha sido la causa de pérdidas de vidas humanas como ha sido el caso de accidentes aéreos ocurridos por corrosión bajo tensiones, o incendios ocasionados por pérdidas masivas de combustible.

En el Campo Abanico se presenta una alta inversión de pozos por tubería y varillas averiadas, daños en motores de fondo, deterioro de centralizadores, daño en accesorios del completamiento que solo reflejan una situación que está afectando el costo operacional, aumenta las diferidas de producción y reduce los márgenes de utilidades, por tal razón esta monografía estará enfocada en la determinación de las fallas que se están presentando por daño en los sistemas de fondo, las causas que la originan, definiendo los mecanismos de corrosión y evaluando la eficiencia del tratamiento actual y generando alternativas de solución a seguir, que permitan obtener mejores resultados operacionales y económicos que desde luego mantengan el campo sostenible y que las perspectivas del proyecto continúen en crecimiento.

Estas fallas operacionales tienen una alta incidencia económica la cual deberá ser cuantificada para determinar el plan de acción a seguir y comparar si las propuestas de solución, propuestas derivadas del presente estudio, son viables al mejor costo de oportunidad y condiciones de mercado actuales.

La finalidad de este proyecto es presentar un estudio técnico económico actualizado, consistente en determinar las causas que están afectando la operatividad del Campo Abanico. Se evaluará la corrosión producida en los sistemas de levantamiento artificial y su repercusión en la producción y sostenibilidad del campo. Este estudio presenta la metodología de uso para evaluar el impacto de la corrosión en la operación downhole, donde se muestra etapas de simulación de criticalidad de fluido, metodologías de selección de materiales, determinación de la corrosividad de fluidos en laboratorio y metodologías para selección de los productos químicos y sistemas de inyección de los mismos.

## OBJETIVOS

Para la realización de este trabajo y teniendo en cuenta el desarrollo de cada uno de los objetivos en forma secuencial, se determino que inicialmente se recopilara toda la información relacionada con los servicios a los que fueron sometidos los pozos de Campo Abanico (wellservices, workover, flushings). Esto nos permitirá identificar los pozos con mayores servicios generados y la parte del sistema que esta fallando, de esta forma se obtendrá el análisis de los problemas ocasionados por corrosión en la integridad de la infraestructura "Downhole".

Por consiguiente, y una vez relacionados y clasificados los datos se procede a realizar un análisis de fluidos (liquido-gaseoso) para determinar los agentes y posibles causantes generadores de corrosión, lo que permite reflejar el tipo de problema que tiende a ser frecuente en los pozos. A su vez se realizara monitoreo de corrosión en los pozos mediante cupones los cuales serán analizados.

Como solución al ataque corrosivo en la infraestructura Downhole se evaluaran inhibidores de corrosión, incrustación y biocidas para determinar su eficiencia y así emplearlo como mecanismo de solución.

Finalmente se realizara un estudio basado en la inversión económica generada por servicios workover que se hayan realizado debido a problemas Downhole.

Realizado todo lo anterior como resultado se obtendrá un estudio técnico-económico que permitirá ver el impacto de la problemática ocasionada por la corrosión en la producción petrolera de Campo Abanico a nivel Downhole.

## 1. MARCO TEORICO

### 1.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Los sistemas de levantamiento artificial se clasifican en convencional y no convencional.

Aquellos sistemas convencionales son todas aquellas tecnologías desarrolladas y/o mejoradas en los últimos años. Entre estas se encuentran:

- Bombeo Electro sumergible (BES)
- Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP)
- Bombeo Hidráulico

Sistemas convencionales:

- Bombeo Mecánico
- Levantamiento Artificial por Gas

#### 1.1.1 Características generales de los sistemas de levantamiento artificial más empleados en campo

**1.1.1.1 Bombeo mecánico:** Una instalación típica de un sistema de bombeo mecánico incluye:

- ✓ Equipo de superficie (unidad de bombeo)
- ✓ Motor primario
- ✓ Varillas
- ✓ Bomba de subsuelo

- *Unidad De Bombeo*

La función de la unidad de bombeo es convertir el movimiento rotatorio del motor principal en movimiento ascendente y descendente de la sarta de varillas. Este movimiento es denominado recorrido.

En el diseño apropiado de la unidad de bombeo debe de tener en cuenta un tamaño apropiado de la caja reductora y de la estructura, también se debe de tener una longitud de recorrido acorde con la producción de fluido que se desee.

- *Motor Primario*

La optima selección del tipo y tamaño de motor es uno de los aspectos mas importantes en el diseño de un sistema de bombeo mecánico. Hay dos tipos de motores usados principalmente:

- ✓ Motores eléctricos
- ✓ Motores de combustión interna

La función del motor primario es suministrar la energía que el sistema de bombeo necesita. La potencia del motor depende de la profundidad de la bomba, nivel de fluido, de la velocidad de bombeo y del balanceo de la unidad

- *Sarta De Varillas*

La sarta de varillas conecta la bomba de subsuelo con la varilla pulida, su principal función es transmitir el movimiento reciprocante de la varilla pulida a la bomba.

Las varillas están disponibles en acero y fibra de vidrio. Aprox. el 90% de las sartas son en acero, pero en algunos campos hay sartas combinadas de varillas en acero y fibra de vidrio.

- Bombas De Subsuelo

El principio de operación de la bomba de desplazamiento positivo, la cual es muy común hoy en día fue descubierto por los chinos hace dos mil años. Ellos usaron este principio para levantar agua, aunque los materiales y arreglos de las partes han cambiado significativamente el principio sigue siendo el mismo.

Las partes básicas de la bomba de subsuelo son simples, pero construidas con una gran precisión para asegurar su intercambiabilidad y eficiencia. Estas partes son:

- ✓ Barril
- ✓ Pistón
- ✓ Válvula viajera
- ✓ Válvula fija

**1.1.1.2 Bombeo de cavidad progresiva (BCP o PCP):**A grandes rasgos, la Bomba de Cavidades Progresivas (BCP) está compuesta por el Rotor y el Estator. El Rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que transmite el movimiento rotativo a la sarta de cabillas la cual, a su vez, se encuentra conectada al rotor. El Estator es el componente estático de la bomba y contiene un polímero de alto peso molecular con la capacidad de deformación y recuperación elástica llamado Elastómero.

- *Características operativas de las BCP*

Las características principales de las bombas de cavidades progresivas son su caudal (desplazamiento volumétrico) y su altura de descarga (head). Caudal o desplazamiento. Es el volumen de fluido que la bomba puede desplazar en determinado lapso de tiempo. Para estos equipos se expresa generalmente en unidades de barriles de fluido por día o metros cúbicos por día a determinadas condiciones de velocidad (r.p.m.) y head. La mayoría de los fabricantes refieren

las capacidades de sus bombas en b/d a 500 r.p.m. y 0 head; algunos otros, refieren la capacidad de sus equipos a 100r.p.m. y 0 head.

En forma unitaria, el desplazamiento es el volumen generado por la bomba a cero altura por una revolución completa del rotor.

Uno de los criterios es que por una vuelta de rotor el fluido avanza una distancia igual al paso de la bomba o lo que es lo mismo, la longitud de una cavidad (la definición del paso de la bomba, varía de un fabricante a otro).

- *Factores que afectan el desempeño de la bomba*

Los factores que tienen más efecto sobre la eficiencia volumétrica o desempeño de la bomba son la velocidad de operación y la altura (head) requerida. Por otra parte, una característica que intrínsecamente está asociada a la eficiencia de la bomba en cuanto a su desplazamiento y a su capacidad para transportar los fluidos hasta la superficie es el grado de ajuste o apriete entre el elastómero y el rotor, esto se conoce como interferencia. La interferencia en una bomba de cavidades progresivas se define como la diferencia entre el diámetro del rotor y el diámetro menor de la cavidad del estator, esta garantiza que exista el sello entre las cavidades que permite la acción de bombeo. Cuando la bomba es sometida a una diferencia de presión entre su succión y su descarga, el fluido trata de romper este sello para regresar a las cavidades anteriores, lo cual se conoce como escurrimiento (o resbalamiento). Si la interferencia es muy pequeña el sello se rompe fácilmente, lo cual produce un escurrimiento excesivo y una baja eficiencia volumétrica. Finalmente cabe destacar que una baja interferencia originaría un alto escurrimiento, pero una interferencia de operación excesiva producirá un torque de fricción muy alto que podría conducir eventualmente a la destrucción del estator (elastómero). A su vez existen factores que inciden directamente sobre la interferencia, entre los cuales destacan la temperatura de operación, las características de los fluidos del pozo y la presión interna en la bomba.

- *Temperatura de Operación*

La temperatura origina una expansión térmica del elastómero y una expansión menos notable en el rotor metálico, lo cual incide directamente en la interferencia, y por ende, en la eficiencia de la bomba.

- *Fluidos del pozo*

Incluso en el caso de hacer una adecuada selección del elastómero, considerando su compatibilidad (o incompatibilidad) con los fluidos del pozo, esto no significa que no se produzca Hinchamiento del elastómero por ataque químico, este hinchamiento incrementa la interferencia de la bomba la cual pudiera llegar a ser excesiva(interferencia menores al 3% son aceptables). Otra característica de los fluidos que se relaciona con la interferencia (aunque no la afecta directamente), es la viscosidad.

- *Presión interna en la bomba*

La presión en la bomba tiende a comprimir el elastómero deformando las cavidades aumentando el tamaño de las mismas, disminuyendo así la interferencia.

- *Equipos de superficie y equipos de subsuelo*

El sistema de bombeo por cavidades progresivas está integrado por dos secciones de equipos: Equipos de Superficie y Equipos de Subsuelo.

*Equipos de superficie:*

Una vez obtenidos los parámetros, mínimos de operación, necesarios para accionar el equipo de subsuelo, es necesario dimensionar correctamente los equipos de superficie que sean capaces de proveer la energía requerida por el sistema. Esto significa que deben ser capaces de suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo, entregar la torsión requerida y rotar al vástago a la velocidad requerida y prevenir la fuga de fluidos en la superficie.

Los componentes de superficie se dividen en tres sistemas que son:

- ✓ Cabezal de rotación
- ✓ Sistema de transmisión
- ✓ Sistema de frenado

*Equipos de subsuelo:*

- ✓ Tubería de producción
- ✓ Sarta de varillas
- ✓ Estator
- ✓ Elastómero
- ✓ Rotor
- ✓ Centralizador
- ✓ Niple Intermedio o Niple Espaciador
- ✓ Niple DeParo
- ✓ Trozo De Maniobra
- ✓ Ancla de Torsión
- ✓ Niple Asiento
- ✓ Mandril A Copas
- ✓ Zapato probador de hermeticidad
- ✓ Caño Filtro

**1.1.1.3 Bombeo electro sumergible (BES):** El sistema de bombeo electro sumergible (B.E.S) es un sistema de levantamiento artificial que emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión.

*Descripción del bombeo electro sumergible:*

Una unidad típica de bombeo electro sumergible está constituida en el fondo del pozo por los siguientes componentes: motor eléctrico, protector, sección de

entrada, bomba electro sumergible y cable conductor. Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial. Tablero de control, transformador.

Principales Componentes de un Sistema de Bombeo Electro sumergible:

- ✓ Motor
- ✓ Bomba (Etapas, constituida por impulsor y difusor cada una)
- ✓ Cable
- ✓ Suncho de Sujeción del Cable
- ✓ Separador de Gas
- ✓ Sección Sellante
- ✓ Sensor de Presión de Fondo
- ✓ Transformador (superficie)
- ✓ Variador de Control

*Características principales de un sistema de Bombeo Electrosumergible:*

Es necesario tener presente las condiciones que tienden a limitar el empleo de este sistema:

- No es recomendable emplear este sistema en pozos de alta relación GLR.
- No es recomendable emplear este sistema en pozos de bajo P. I. y Baja Presión.
- Es fundamental para el diseño, conocer la presión de burbuja del reservorio que el pozo va drenar, así como la presión actual del reservorio.
- La importancia de esto último radica en que no es lo mismo bombear una sola fase (líquido) que dos fases (gas + líquido), debido a que la ecuación del Índice de Productividad cambia según sea el caso, de allí el porque se hace necesario conocer la presión del reservorio y su valor respecto a su presión de burbuja.

- Las condiciones mecánicas del pozo pueden ser otro factor limitante por lo que es necesario conocer las características de la completación (diámetro del casing y los intervalos abiertos a producción).
- Otro factor a tener en cuenta sin duda es el corte de agua, como la mayoría de los sistemas de levantamiento artificial, éste se ha diseñado para fluidos incompresibles, y como sabemos el petróleo sí es compresible, más aun cuando está acompañado de gas.
- Es necesario también considerar el tipo de fluido del reservorio y sus características (la alta viscosidad del fluido es un factor limitante, y en algunos casos, en reservorios no consolidados, los fluidos producidos son acompañados por granos de arena y en otros, se forman incrustaciones al ingresar a la instalación, dañando sus partes).<sup>1</sup>

## **1.2 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS DE FONDO DE POZO**

Los fluidos encontrados en yacimientos petrolíferos son esencialmente mezclas complejas de compuestos de hidrocarburos, que contienen con frecuencia impurezas como nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno.

La composición del petróleo fiscal (condiciones estándar) es completamente diferente a su composición a condiciones del yacimiento, debido principalmente a la liberación de la mayor parte del metano y etano en solución y a la vaporización de fracciones de propano, butano y pentano a medida que la presión disminuye al pasar de condiciones del yacimiento a condiciones atmosféricas normales.

---

<sup>1</sup> PARKO SERVICES.

### 1.2.1 Análisis fisico-químico de agua y gas para cada pozo

Los análisis que se realizan de un sistema de producción en su conjunto, permite predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, como resultado de este análisis, se puede obtener por lo general una mejoría en la eficiencia de flujo, o bien un incremento en la producción.

Los resultados del análisis del sistema, no solamente permiten la definición de la capacidad de producción de un pozo, para una determinada serie de condiciones, sino también muestran como los cambios en cualquier parámetro afectan su comportamiento.<sup>2</sup>

Algunos de los factores que se analizan generalmente son los siguientes:

❖ pH: es la medida de la acidez o la alcalinidad de una solución electrolítica y puede variar de 1 a 14, la clasificación dependiendo del valor que se obtenga es:

Ácida cuando el valor de PH se encuentra entre 1 y 7.

Neutra como el agua destilada tiene un valor de PH = 7.

Alcalina cuando el valor de PH se encuentra entre 7 y 14.

❖ Dureza total: es la suma total de los iones de calcio ( $\text{Ca}^{++}$ ) y Magnesio ( $\text{Mg}^{++}$ ) en una solución y se reporta comúnmente como contenido de calcio.

❖ Cloruros: se puede deber a sales disueltas al agregar agua ( $\text{NaCl}$ ,  $\text{CaCl}_2$  o  $\text{MgCl}_2$ ) y por sales agregadas al lodo, estratos de sal perforados y por flujo de agua salada.

---

<sup>2</sup> Disponible en: <http://yacimientos-de-gas.lacomunidadpetrolera.com/2008/01/anlisis-nodal-en-pozos-productores.html>

- ❖ Alcalinidad: esta medida en el lodo y en el filtrado consiste de la titulación de una pequeña muestra con una solución de ácido sulfúrico o nítrico al punto final de una solución indicadora
- ❖ Potasio: sirve para suprimir la hidratación de las lutitas bentónicas.
- ❖ Las pruebas en el campo son la resistividad mediante la toma de registros ya que la resistividad del lodo de perforación y la del filtrado es necesaria en la interpretación de registros del pozo.
- ❖ La estabilidad eléctrica para lodos de emulsión inversa esta prueba consiste en pasar un voltaje, aumentándolo a través de un electrodo sumergido en la emulsión, hasta que la corriente se establezca, debida a la separación del agua de la emulsión, entre otras.<sup>3</sup>

### **1.3 POSIBLES MECANISMOS POR CORROSION QUE SE PRESENTAN EN POZOS PETROLEROS**

#### **1.3.1 Corrosión por CO<sub>2</sub>**

Éste tipo de corrosión es común en sistemas de transporte de gas que contengan dicho elemento en presencia de agua. El mecanismo de corrosión por CO<sub>2</sub>, conocida como corrosión dulce envuelve una serie de reacciones químicas que pueden ser divididas en las siguientes etapas:

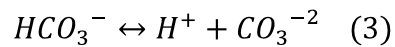
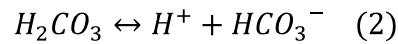
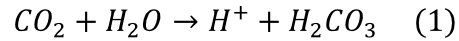
Etapa I.

En esta etapa ocurre la reacción entre el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y el agua, formando Ácido Carbónico (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>). El H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> obtenido sufre una doble disociación

---

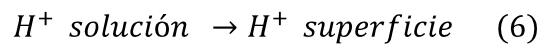
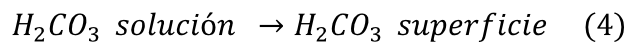
<sup>3</sup>Perforación de Pozos Petroleros. Pag 137.

formando iones bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ ) y carbonatos ( $\text{CO}_3^{2-}$ ). Las reacciones químicas de mayor importancia, y que pueden ser demostradas son:



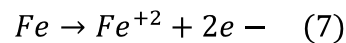
Etapa II.

En esta etapa ocurre el transporte de los reactantes desde la solución hasta la superficie del metal, proceso que se caracteriza, según las siguientes reacciones:

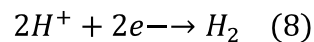


Etapa III.

En esta etapa ocurren dos reacciones simultáneamente, siendo una de ellas la disolución del hierro metálico (Fe) en la intercara metal/electrolito. Esto significa que el hierro (Fe) de la tubería se oxida, lo que sería una reacción anódica:



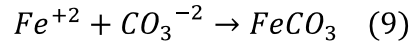
La reacción de reducción, que es una reacción que también ocurre en la intercara metal/electrolito es:



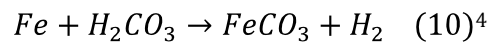
Etapa IV

En esta etapa se lleva a cabo el transporte de los productos del proceso de corrosión desde la superficie del metal hasta el fluido, en donde las especies

disueltas se combinan formando una sal, denominada Carbonato Ferroso ( $FeCO_3$ ).



En la industria en algunos casos la producción de Carbonato de Hierro, se la adjudica a la reacción:



### 1.3.2 Corrosión bacteriana

Las bacterias están presentes en la mayoría de los suelos. La mayoría de las bacterias que viven bajo condiciones aerobias (buena aereación) no causan corrosión acelerada. Sin embargo las bacterias que viven bajo condiciones anaeróbicas pueden producir subproductos químicos que pueden afectar la corrosión de manera importante, y algunos pueden aún actuar como despolarizadores catódicos, entrando directamente en el proceso de corrosión.

Un tipo particularmente agresivo de bacteria en suelos es la bacteria sulfato-reductora, la cual produce sulfuros como producto de desecho. Cuando estas están activas, los sulfuros que producen pueden causar una corrosión muy rápida del acero.<sup>5</sup>

### 1.3.3 Corrosión por $H_2S$

La corrosión por ácido sulfhídrico puede ser de dos tipos:

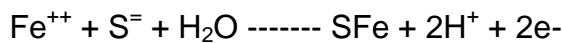
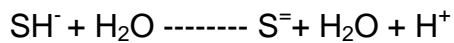
---

<sup>4</sup>DR. FERNANDO PINO MORALES ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO; Curso Gasotecnia Unidad I; núcleo monagas; escuela de ingeniería de petróleo; Universidad de Oriente.

<sup>5</sup>CURSO DE CORROSION BASICA-NACE-, MEDIO AMBIENTE, SUBTERRÁNEA, CAPILO III, PAG.:10.

- a. Con pérdida de material.
- b. Con fisuración sin pérdida de material, designadas específicamente como Fractura Inducida por Sulfuros-Esfuerzo (SSC) y Fractura Inducida por Hidrógeno (HIC).

Las reacciones generales vinculadas a ambos tipos son:



El sulfuro de hierro ( $\text{S}_x\text{Fe}_x$ ) formado, según las condiciones operativas, toma diversas formas químicas con cristalinidad definida:  $\text{FeS}_2$  (pirita o marcasita),  $\text{Fe}_7\text{S}_8$  (pirrotina),  $\text{Fe}_9\text{S}_8$  (kansita),  $\text{FeS}$  (troilita).

Las propiedades metalúrgicas que controlan la tensión, dureza y ductilidad, son responsables de la susceptibilidad del material a varias formas de cracking (fisuración).

Una forma de cracking es producida por sulfuros en elementos bajo tensión aplicada o residual. Para que se produzca esta corrosión es necesario que estén presentes tres factores:

- Presencia de  $\text{H}_2\text{S}$  y agua o humedad.
- El metal debe estar bajo tensión aplicada o residual.
- El metal debe tener cierta dureza (elevada).<sup>6</sup>

---

<sup>6</sup>Craft. Ingeniería Aplicada a Yacimientos de Yacimientos Petrolíferos.

## **1.4. MONITOREO DE LA CORROSIÓN Y CARACTERIZACION DE PRODUCTOS DE CORROSION.**

### **1.4.1. Cupones de corrosión**

Los cupones son pequeñas muestras del material colocadas dentro de un sistema para medir o monitorear el comportamiento de corrosión. Los cupones pueden ser simples muestras planas montadas para exponerse. En algunos casos, “piezas en carrete”, las cuales son piezas cortas de tubería, son insertadas dentro del sistema, directamente en línea o en un circuito con derivación.

Los cupones son limpiados cuidadosamente y pesados antes de exponerlos. Después de exposición deben ser examinados visualmente para buscar actividad de corrosión y patrones de productos de corrosión. Los cupones pueden ser fotografiados en esta etapa para dar un registro permanente de su apariencia. Las muestras son limpiadas y pesadas de nuevo para determinar la pérdida de peso. Luego, las muestras son cuidadosamente inspeccionadas para determinar los tipos de corrosión que han ocurrido, y fotografiados de nuevo para tener un registro permanente de su condición limpia. Si ha ocurrido corrosión localizada, deberán realizarse mediciones apropiadas para la forma de corrosión que ha ocurrido.

### **1.4.2 Cupones Especiales**

Cupones especiales han sido también desarrollados para pruebas en tipos específicos de corrosión, incluyendo corrosión por hendiduras, agrietamiento por el medio y efectos galvánicos.

Algunos cupones especiales que se pueden encontrar son los siguientes:

- *Hendiduras*

Los cupones para hendidura son colocados con un formador de hendidura. Este puede ser del mismo material del cupón o de un material no-metálico. El formador de grieta es frecuentemente hecho para ser parte del sistema de sostenimiento del cupón.

- *Esfuerzo*

Hay una amplia variedad de cupones de esfuerzo para determinar la resistencia de materiales al agrietamiento por el medio. Estos incluyen el anillo-C, brazo de doblez, y muestras de tensión directa. Las muestras para anillo-C son las más frecuentemente usadas para pruebas en servicio.

- *Pares Galvánicos*

Los cupones de par galvánico pueden ser tan simples como dos metales unidos para formar un cupón que es expuesto y evaluado después de la prueba. En otros casos, ambos metales, con alambres de plomo conectados, son expuestos individualmente al ambiente de servicio y el flujo de corriente entre las muestras es medido usando un amperímetro de resistencia cero. Una variación de esta técnica es la colocación de un cupón de un metal disímil con un alambre de plomo en el interior de una tubería o recipiente.

La corriente de corrosión entre el cupón y el recipiente es monitoreada, y condiciones de perturbación, tales como variaciones en la química del medio o la aplicación de inhibidores, pueden ser detectadas por un cambio en la corriente de corrosión.<sup>7</sup>

---

<sup>7</sup>CURSO DE CORROSION BASICA-NACE-, MÉTODOS DE CONTROL DE LA CORROSIÓN, EXPOSICIÓN DEMUESTRAS, CAPITULO VII, PAG.:6-7.

## 1.5 DIFRACCION DE RAYOS X (DRX)

El fenómeno de la difracción de Rayos X consiste básicamente en un proceso de interferencias constructivas de ondas de rayos X que se produce en determinadas direcciones de espacio. Significa que las ondas tienen que estar en fase, lo que ocurre cuando su diferencia de trayectoria es cero o un múltiplo entero de longitudes de onda.

El registro del espectro difractado puede realizarse empleando dos dispositivos experimentales con características bien diferenciadas:

- ✓ Métodos fotográficos (cámaras Debye-Scherrer).
- ✓ Difractómetro de polvo.

La diferencia radica en el registro, en las cámaras de polvo el espectro se registra en una película fotográfica, en la que la densidad de ennegrecimiento indica la intensidad de las radiaciones reflejadas. En el difractómetro de polvo, se obtiene un registro gráfico de las señales que las reflexiones originan en detectores electrónicos de radiación.

### 1.5.1 El difractómetro de polvo

Normalmente posee una geometría de tipo Bragg-Brentano en el que, el contador electrónico puede formar un ángulo variable ( $2\theta = 3^\circ-110^\circ$ ) con el haz incidente de rayos X.

Cuando la muestra gira un ángulo  $\theta$  el contador gira  $2\theta$ , este movimiento  $\theta$   $\theta$   $\theta$  es el que hace que el difractómetro se denomine “Difractómetro de dos círculos”. En un difractómetro comercial la muestra se sitúa en el centro de eje del goniómetro de precisión, cuya velocidad angular está sincronizada en la relación anterior 2:1 con el detector.

El registro gráfico o difractograma consiste de picos distribuidos en función de los valores angulares,  $2\theta$ , y que corresponden a las de las reflexiones que representan. Las alturas de estos máximos y más concretamente sus áreas constituyen magnitudes muy representativas de las intensidades de las reflexiones correspondientes, las cuales pueden ser medidas con gran exactitud y reproducibilidad.

## **1.6 METODOS DE CONTROL DE CORROSION.**

### **1.6.1 Downhole**

La perforación, monitoreo y adquisición de datos en pozos petroleros ha presentado a la electrónica digital y analógica una aplicación con retos. Dichas herramientas son sistemas que integran sensores. Pero los requerimientos que permiten la aplicación de ellos superan la capacidad de los circuitos integrados de silicio. Sin embargo, el acoplamiento de técnicas de diseño para una tecnología de alta temperatura con empaquetados de alta temperatura dan como resultado sistemas de adquisición de datos muy confiables. Estos sistemas pueden operar en condiciones de temperaturas hasta de 225°C con tiempos de vida mayores a los 5 años.<sup>8</sup>

Las herramientas para monitoreo y adquisición de datos mientras se perfora el pozo, y las herramientas temporales y permanentes para monitoreo y adquisición de datos en pozos, se conocen como herramientas “Downholeinstruments”, en ingles.

---

<sup>8</sup> Disponible en: <http://www.ssec.honeywell.com/hightemp/datasheets/SenExpo98.pdf>

También existen aplicaciones no solo instrumentales que permiten hacer un seguimiento a la pieza expuesta, sino que permite protegerla mediante un químico o como se conoce generalmente “tratamiento químico Downhole”.

Esta tecnología permite realizar servicios de aplicación puntual o dosificación continua de productos químicos específicos para tratar, entre otros, los siguientes problemas:

- Ahogo de pozos por carga líquida.
- Corrosión (química y/o microbiológica).
- Deposición de parafinas y asfaltenos.
- Deposición de sólidos inorgánicos (incrustaciones).
- Hidratos de gas.
- Emulsiones y/o fricción.
- Biofouling.

**1.6.1.1 Ventajas del sistema:** Se pueden identificar las siguientes ventajas empleando una metodología de aplicación discontinua (bacheos):

- La operación se realiza en el pozo de producción, minimizando las pérdidas asociadas a los cierres de pozo y/o intervenciones.
- El sistema permite optimizar la aplicación del producto químico (distribución homogénea en forma de spray o niebla).
- La metodología de aplicación minimiza los riesgos de daño a formación y/o ahogo del pozo.
- La operación promedio insume entre tres y cinco horas (se podrían realizar dos tratamientos diarios).
- Requiere un solo equipo y dos operadores calificados.

Se pueden identificar las siguientes ventajas empleando una metodología de aplicación continua (instalación permanente):

- Aumento en producción.
- Eliminación de floculantes en la producción asociadas al cierre de pozos.
- Reducción de costos operativos asociados a intervenciones.
- Mayor eficiencia en los tratamientos químicos y optimización de la aplicación del producto.
- La forma de aplicación minimiza riesgos de daño a formación.
- Versatilidad, lo que permitirá tratar problemas combinados.
- Amortización rápida de la inversión inicial.
- Instalación simple y segura.

**1.6.1.2 Desventajas del Sistema:** Se pueden identificar las siguientes desventajas empleando una metodología de aplicación discontinua (bacheos), en la que no se pueden controlar los siguientes aspectos:

- Tamaños de capilares.
- Caudales de tratamiento.
- Compatibilidad del metal del capilar con los fluidos del pozo y los productos químicos.
- Mayores exigencias en las formulaciones de los sistemas químicos empleados como consecuencia de las condiciones de presión y temperatura imperantes en el punto de aplicación.

Se pueden identificar las siguientes desventajas empleando una metodología de aplicación continua (instalación permanente), en la que no se pueden controlar los siguientes aspectos:

- Incremento en el costo operativo diario.
- La instalación del capilar y equipo de dosificación complican el acceso a la boca de pozo y a la instalación de producción para realizar maniobras y operaciones de wire-line o workover.
- Mayores exigencias a las formulaciones de los productos químicos para evitar el taponamiento de los capilares.<sup>9</sup>

### **1.6.2 Inhibidores de la corrosión**

Un inhibidor de corrosión es una sustancia la cual, cuando es adicionada al medio ambiente, decrece la velocidad de ataque debida al mismo. Los inhibidores de corrosión son comúnmente adicionados en pequeñas cantidades en ácidos, agua de enfriamiento, vapor, u otros ambientes, de manera continua o intermitente para controlar la corrosión. Los inhibidores de corrosión generalmente controlan la corrosión por formación de películas delgadas que modifican el medio en la superficie del metal.

Los inhibidores forman películas de diversas maneras: por adsorción, la formación de precipitados, y la formación de una capa pasiva en la superficie del metal.

Algunos inhibidores retardan la corrosión por adsorción formando una delgada e invisible película del grosor de solo unas cuantas moléculas. Otros forman abultados precipitados que recubren el metal y lo protegen del ataque. Un tercer mecanismo consiste en causar que el metal se corra de una forma que la combinación de adsorción y los productos de corrosión formen una capa pasiva, tal caso permite tomar como ejemplo el uso de “Pigmentos Inhibidores”, el cual consisten en recubrimientos con inhibidores que contienen pigmentos que reaccionan con humedad adsorbida en el recubrimiento y luego reaccionan con la superficie del acero para pasivarla y disminuir sus características corrosivas.

---

<sup>9</sup>Disponible en: [http://www.oilproduction.net/files/tecnologia\\_capilar.pdf](http://www.oilproduction.net/files/tecnologia_capilar.pdf)

**1.6.2.1 Tipos de Inhibidores.** Los tipos de inhibidores de corrosión incluyen:

Anódicos (Pasivantes)

Catódicos

Óhmicos

Precipitación

Fase Vapor

**1.6.2.2 Aplicaciones de los Inhibidores.** Los inhibidores pueden ser usados en sistemas acuosos líquidos y no líquidos, así como en medio ambientes gaseosos.

**1.6.2.3. Efectos de Temperaturas Elevadas en los Inhibidores de Corrosión** Las temperaturas elevadas son generalmente adversas a la inhibición de la corrosión. Las altas temperaturas aumentan las velocidades de corrosión, disminuyendo la tendencia de los inhibidores para adsorberse en la superficie del metal, incrementando la fuerza impulsora de las reacciones anódica y catódica, y promueve mayor solubilidad de los productos de corrosión.<sup>10</sup>

**1.6.3. Anti incrustantes.**

Las incrustaciones se generan por sobresaturación del compuesto incrustante en el agua en las condiciones particulares de operación.

El proceso de incrustación es irreversible en la mayoría de los casos y debido que la condición de sobresaturación se puede alcanzar en forma paulatina (mezclado de aguas incompatibles de reservorio) o instantánea (pasaje de agua subsaturada por un calentador), es esencial que el inhibidor ingrese al agua y subsista hasta (y antes) que se alcance la sobresaturación.

---

<sup>10</sup>CURSO DE CORROSION BASICA-NACE-, TÉCNICAS DE MONITOREO DE LA CORROSIÓN,MODIFICACIÓN DEL MEDIO AMBIENTE, CAPITULO VI

**1.6.3.1 Efecto Umbral:** Básicamente el efecto umbral se basa en la captura a nivel molecular de incipiente cristal de incrustación por parte del inhibidor por adsorción y el envenenamiento del cristal al punto de inhibir el crecimiento de racimos (clusters), este efecto se denomina estérico.

Como obviamente cada incrustación tiene diferente constitución cristalina, cada estructura química presenta la mayor eficiencia en forma selectiva al tipo de incrustación.

Atentan contra la eficiencia máxima del inhibidor:

- La salinidad del agua y PH
- El contenido de magnesio del agua (ver nota técnica ) y hierro disuelto
- Actividad bacteriana.
- La presencia y el tipo de sólidos en suspensión (el inhibidor, todavía no es “inteligente” y actúa sobre todo insoluble que viaje en el medio)
- La temperatura del sistema

El efecto umbral diminutas cantidades (pocos mg/lt) de inhibidor pueden estabilizar aguas con potenciales cientos o miles de mg/lt de incrustaciones. Actualmente se trabaja con grupos fosfonatos para un más fácil control analítico.

Un inhibidor de incrustaciones debe satisfacer varias funciones, entre ellas:

- Ser compatible (no formar productos de reacción con otros químicos del sistema lo que conduce a su inactivación).
- Ser estable térmicamente (los fosfatos inorgánicos fueron remplazados porque se hidrolizaban a temperaturas de tratamiento y sus soluciones eran bacteriológicamente sensibles).
- Modificar el tamaño de los cristales (forma tendencia a dispersarse).

- Retrasar o bloquear los procesos de precipitación.
- Prevenir la adherencia a las paredes metálicas (dispersantes de precipitados).

Aunque los fosfatos son excelentes para  $\text{CaCO}_3$  se ha documentado que bajo condiciones exigidas los mismos pueden reaccionar con el calcio para formar sales Insolubles (Masler, 1988) que producen ensuciamiento (fouling).

La sobredosificación o el cambio de composición del agua pueden influenciar la precipitación de fosfonatos de calcio. Los iones férricos ( $\text{Fe}^{+++}$ ) pueden también reducir significativamente la performance de un dispersante polimérico (Dubin, 1984).<sup>11</sup>

#### **1.6.4. Biocidas.**

Conocidos como biocidas, bactericidas, bacteriostatos y químicos anti ensuciamiento (antifouling) entre otras denominaciones son probablemente los químicos más usados en aguas dulces y salinas de waterflooding y en dulces de enfriamiento.

Aunque no todos los microorganismos son un problema para la industria, el control de su crecimiento es objetivo permanente.

Con excepción del control de algas en torres de enfriamiento y plantas de vacío, el tratamiento se centra en el control de la población bacteriana.

En el upstream en particular, las bacterias generan:

- Depósitos y focos de corrosión en instalaciones
- Corrosión del fluido de reservorio (MIC)
- Agriamiento del fluido de reservorio

---

<sup>11</sup> Disponible en: [www.biocidasyquimicos.com/](http://www.biocidasyquimicos.com/)

- Daño a las formaciones producidas

La tendencia natural de ciertas bacterias es a adherirse a las superficies y a formar “enjambres” de bacterias, material orgánico de metabolismo y productos de corrosión (sulfuros y óxidos) junto a otros sólidos. Estos “nichos” de crecimiento bacteriano deben ser destruidos con el tratamiento bactericida, son verdaderos “hormigueros” bacterianos. Actualmente, llegar al foco bacteriano y destruirlo no es solo una necesidad industrial sino también un desafío para quienes desarrollan antibióticos efectivos.

El “shock” clásico de tratamiento con un batch de bactericida apunta a penetrar el nicho bacteriano y destruir las bacterias. Sin embargo, la realidad es que en un sistema “infectado” solo una limpieza total y enérgica, es decir una “desinfección integral” del circuito con dióxido de cloro u otro oxidante y un control permanente posterior garantiza un eficiente control bacteriano del circuito.

Aunque la presencia y el control de algas es importante en los circuitos de enfriamiento o en la captación de agua de río o de mar para recuperación secundaria al tratamiento del agua de mar para WF primero se clora y filtra luego se trata con bactericidas.

Cuidadosos trabajos establecieron que la vasta mayoría de las bacterias en los sistemas acuáticos no son planctónicas sino que constituyen complejas biopelículas que se adhieren a las superficies sumergidas. La biopelícula forma un exopolímero o exoesqueleto que protege a la bacteria de turbulencia y flujo dentro de un hábitat de crecimiento “ideal” para las bacterias adherentes. El biofilm es altamente permeable al sulfuro de hidrógeno, producto metabólico de las BSR que reacciona con el hierro disuelto ( $Fe^{++}$ ) para formar sulfuro de hierro. Este sulfuro de hierro se asocia a incrustaciones y bacterias muertas cementando el biopolímero.

El incremento de la población sésil esta directamente asociado al de la planctónica (en una relación aproximada 10:1). La experiencia ha demostrado que los tratamientos convencionales (bajas concentraciones de slugs y largos tiempos de contacto) son inefectivos y producen resistencia a los tratamientos biocidas.

Los oxidantes enérgicos disuelven biomasa y rompen (lisan) la membrana celular bacteriana destruyéndola. Los bactericidas interfieren a través de la membrana celular al proceso nutricional a través de la membrana (envenenan la célula).

El biocida debe contactar la bacteria en suficiente concentración (dosisletal) para llegar hasta la bacteria.

Atentan contra estos efectos:

- La compatibilidad y otros químicos
- La partición entre agua y petróleo
- La perdida por absorción de los sólidos en suspensión
- La pérdida por fijación en la biomasa.
- El rechazo de la biomasa por el biocida
- La reacción de biocida con productos de metabolismo

Los grandes grupos de biocidas no oxidantes son actualmente:

- Los aldehídos: formaldehído (HCHO); glutaraldehido (OCH/CH<sub>2</sub>/3CHO) o pentanodiol; acroleina (H<sub>2</sub>C=CHCHO) o 2-propenal
- Los compuestos de amonio cuaternario, con formula general (R<sub>1</sub>R<sub>2</sub>R<sub>3</sub>R<sub>4</sub>N)<sup>+</sup>-X
- Los compuestos halogenados: C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>BrNO<sub>4</sub> (bromopol)
- Los compuestos de azufre: isotiazolona, carbamatos
- Las sales cuaternarias de fosfonio general: (CH<sub>2</sub>OH)<sub>4</sub>P-X<sup>12</sup>

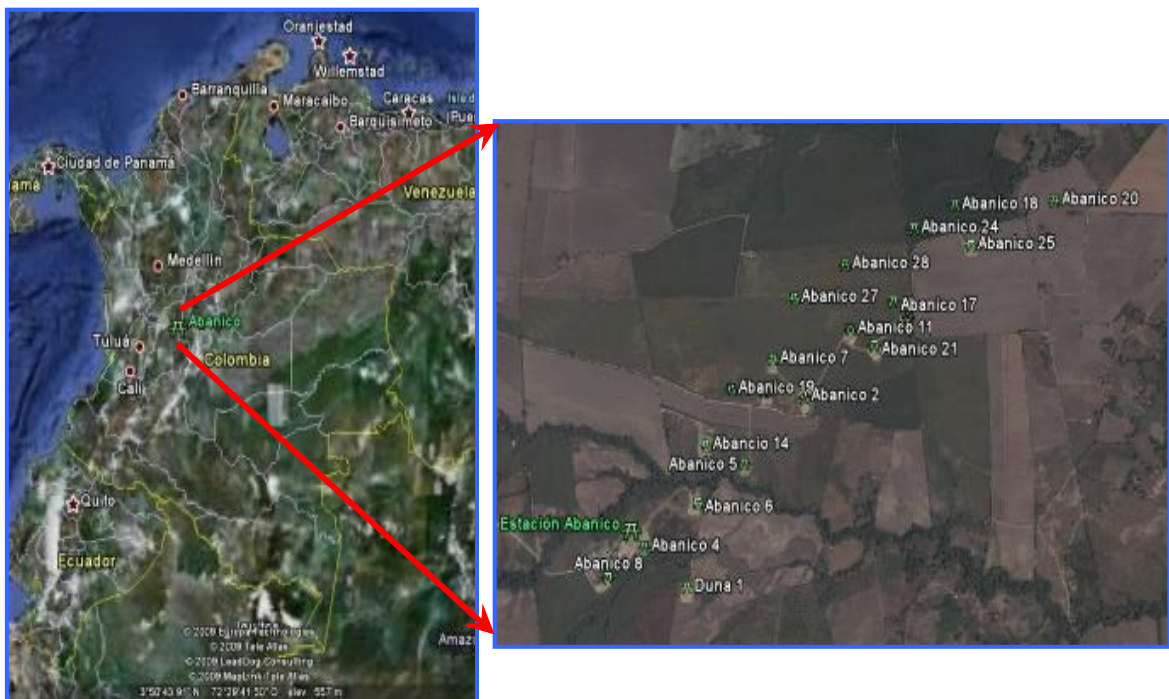
---

<sup>12</sup>Disponible en: [http://www.oilproduction.net/files/Nota\\_Tecnica%20\\_49.pdf](http://www.oilproduction.net/files/Nota_Tecnica%20_49.pdf)

## 2. DESCRIPCION DEL CAMPO ABANICO

El proyecto **ASOCIACIÓN CAMPO ABANICO** representado geográficamente en la Figura 1, se encuentra ubicado en el departamento del Tolima, Municipio de El Espinal, sobre el kilómetro 7 de la vía que de El Espinal conduce a Coello y corresponde al bloque Abanico en la cuenca sedimentaria del Valle Superior del Magdalena. Localizado al suroccidente de la ciudad de Bogotá D.C, a una distancia aproximada de 150 km.

**Figura 1. Mapa satelital enfocando la ubicación del Campo Abanico.**



Fuente: Pacific

En la Tabla 1 se presenta información general sobre la producción de fluidos actuales representados por petróleo, gas y agua. Se puede observar que la

cantidad de petróleo es superada por la presencia de agua, lo que puede indicar una mayor amenaza por corrosión.

La Tabla 2 permite observar la cantidad de pozos perforados clasificándolos de mayor a menor cantidad en productores de aceite, inyectoros de agua de producción y suspendidos.

La distribución del gas producido representado en la Tabla 3, demuestra que en su mayoría se emplea como quemado que la cantidad que se emplea en consumido.

**Tabla 1. Producción de fluidos.**

<b>PRODUCCIÓN DE FLUIDOS ACTUALES DEL PROYECTO</b>		
Petróleo	2.571	BPD
Gas	1.110	KPCD
Agua	15.945	BPD

Fuente: Pacific

**Tabla 2. Cantidad de pozos perforados**

<b>POZOS PERFORADOS</b>	
Productores de aceite	22
Inyectoros de agua de producción	3
Suspendidos	2
<b>Total de Pozos Perforados</b>	<b>27</b>

Fuente: Pacific

**Tabla 3. Distribución de gas producido**

<b>DISTRIBUCIÓN DE GAS PRODUCIDO</b>		
Consumido	310	KPCD
Quemado	800	KPCD
<b>Total Gas Producido</b>	<b>1.110</b>	<b>KPCD</b>

Fuente: Pacific

## 2.1 GENERALIDADES DE PRODUCCIÓN Y CAMPO

Los pozos productores del campo Abanico cuentan en su mayoría con sistema de levantamiento artificial por BCP, siendo el pozo abanico 4 el único que cuenta con un sistema BES. Estos tipos de sistemas regulan su velocidad y frecuencia mediante variadores en superficie. La energía requerida por estos equipos es generada desde la Estación Abanico (Figura 2), a través de un Generador eléctrico de 1 MW que utiliza como combustible el gas producido por los mismos pozos.

**Figura 2. Estación Abanico**



Fuente: Pacific.

Los fluidos producidos por los pozos son recolectados en una troncal de producción general de 8" que viene desde la parte Norte del campo hasta el pozo Abanico 2 en una longitud de 1.5 km. De allí continua su recorrido hasta la estación en tubería de 6" con una longitud de 1 km. De forma paralela a la línea de producción general, existen 2 líneas de prueba de 4" y 3", y una troncal de 2 7/8" que recolecta el gas anular proveniente de los pozos. Estas líneas vienen subterráneas y solo afloran en el manifold de la locación del pozo Abanico 2 y en el cruce aéreo de la quebrada Agua Blanca situado junto a la locación del pozo Abanico 6.

Adicionalmente existe una línea en polietileno de 2" para gas de anulares que inicia en el pozo Abanico 21 y llega hasta la estación. Las condiciones de operación normales de presión para estas líneas son de 100 psi para la producción general, rango de 50 – 210 psi para las líneas de prueba y rango de 20 – 100 psi para las líneas de anulares. Las principales líneas de producción están expuestas en la Figura 3.

**Figura 3. Ilustración de líneas pertenecientes al Campo Abanico**



Fuente: Pacific

En cuanto a la separación de las fases agua-aceite, se realiza por medio de tratamiento químico y térmico. El tratamiento químico es realizado por una

empresa contratista, quienes tienen establecidos dos puntos de inyección de rompedor de emulsión y uno para inyección de rompedor inverso (Clarificador) Dismulgan 3377 a.

El producto aplicado es un rompedor de emulsión de composición química a base de Resina Fenólica Etoxilada y Xilol. Los sitios de inyección de producto químico (Rompedor de emulsión) se distribuyen en 3 puntos con un consumo promedio total de 18 GPD, y una dosificación de 43,4 PPM. Estos puntos de inyección son:

- Manifold locación pozo Ab-2.
- Separador General.
- Separador de prueba.

El clarificador es inyectado en el manifold de la estación sobre la línea de producción del pozo abanico 4, este producto busca disminuir las ppm de grasas y aceites presentes en el agua libre y asociada que sale de los separadores y tratadores.

El fluido proveniente de la línea de producción general, llega a un separador general trifásico con capacidad para 20.000 BFPD que permite la remoción inicial de agua libre y gas, con un tiempo de residencia de 30 minutos. El gas y el agua libre salen para su respectivo tratamiento y la mezcla agua-aceite sale del separador y se divide en 2 corrientes que llevan la emulsión a 2 tratadores térmicos horizontales, que operan a temperaturas de 130°F (54,4°C), incrementando la temperatura del fluido en 25°F.

Este calentamiento complementa el tratamiento químico facilitando la separación agua-aceite dentro de los tratadores y posteriormente en el tanque de almacenamiento. El tiempo de residencia del fluido en estos equipos es de aprox. 20 minutos.

La mezcla agua-aceite que sale de los tratadores es enviada a los tanques de almacenamiento, allí se da un tiempo de reposo de 4 horas, durante el cual por segregación gravitacional el agua termina de separarse del aceite. Luego de este tiempo se drena el agua libre existente en el tanque y posteriormente se fiscaliza para verificar su calidad la cual generalmente se mantiene dentro de un promedio de BSW <0,5%.

La sección de almacenamiento está conformado por 1 tanque de techo fijo de 10.000bls, 2TKS de techo fijo de 5.000BLS, 2TKS cilíndricos verticales de 500bls, 4Frack Tanks de 500bls y bajo alquiler se cuenta con 2TKS cilíndricos verticales de 500bls para el recibo de crudo de terceros (Pozo Delta-1 y Abanico 20). Todos estos tanques se encuentran aforados y sus volúmenes certificados por el Representante del Ministerio de Minas de la Zona.

La Figura 4 ilustra parte de la estación en la que se realiza el procedimiento para la separación de fases agua-aceite.

**Figura 4. Estación para el procedimiento de separación de las fases agua-aceite.**



Fuente: Pacific.

Por otra parte, el crudo deshidratado es almacenado en tanques, donde finalmente es fiscalizado y liquidado. El proceso de fiscalización que se realiza en el campo está basado en las Normas API MPPS para medición estática, muestreo manual de tanques, toma de temperatura con termómetro electrónico (Termo Probe), determinación de %BSW por Karl Fischer, determinación de sal por método potenciométrico, determinación de API y temperatura.

Una vez se cumple el periodo de reposo en el tanque (4 horas) se drena el agua libre, se procede con la medición a fondo con cinta y plomada, se determina temperatura del líquido en el tanque, se toma las respectivas muestras y se llevan al laboratorio para realizar los análisis de calidad Figura 5. El laboratorio cuenta con sistemas de extracción de gases, ventilación, ducha de emergencia y todos los equipos cuentan con sus certificados de calibración vigente, para la cual se realiza un seguimiento mensual.

**Figura 5. Equipos de laboratorio para fiscalización de tanques.**



Fuente: Pacific

Una vez alcanzadas las especificaciones para venta, el crudo es despachado por el oleoducto. El sistema de despacho está conformado por 4 bombas booster que alimentan 3 bombas tipo Roto Jet con capacidad de 180 BPH cada una, las cuales bombean el crudo por el oleoducto Abanico de 6" de diámetro, en un tramo de 3.5 km hasta el sistema de medición para transferencia y custodia de crudo.

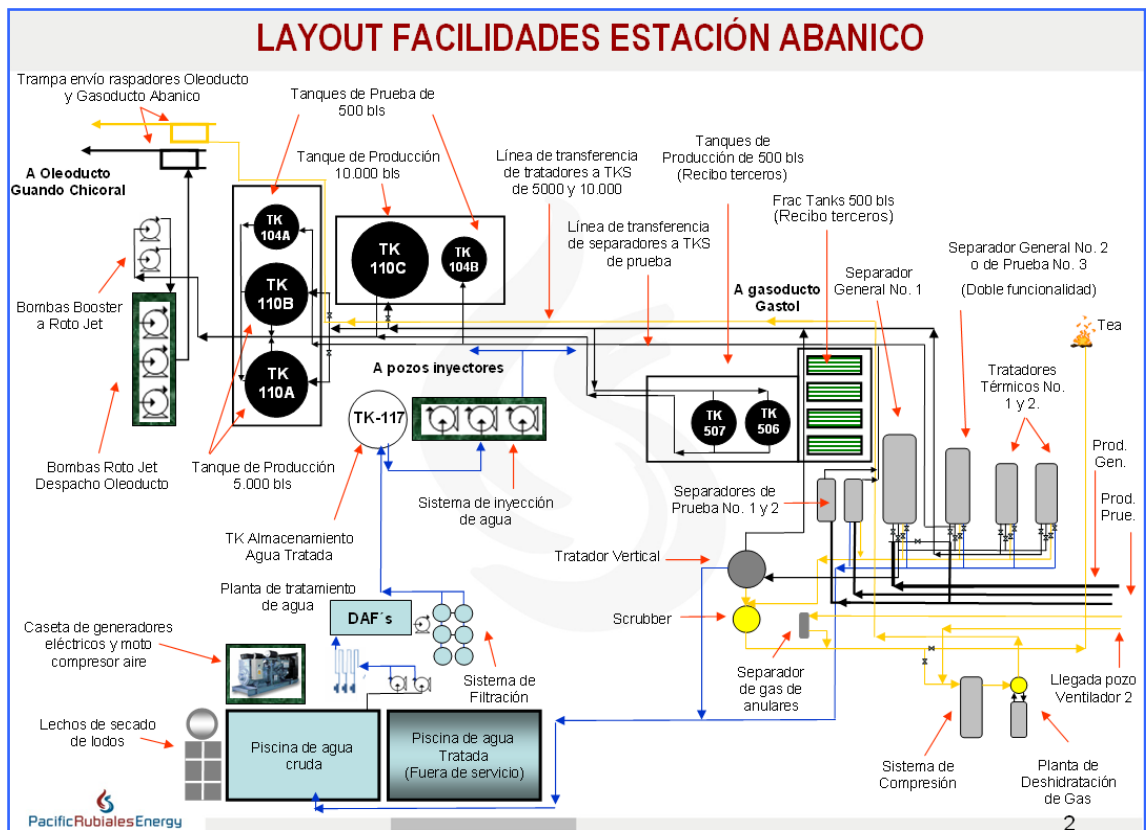
El oleoducto Abanico cuenta con válvulas ESDV para protección por baja y alta presión en la línea y trampas de envío y recibo de raspadores para la limpieza periódica del mismo.

El sistema de medición está conformado por una unidad LACT con un medidor de flujo tipo coriolis, con dos brazos de medición que cuentan con medidores de desplazamiento positivo tipo Birrotor y capacidad de 250 BPH cada uno, unidad toma muestras automáticas en línea, probador tipo compacto y homogenizador de mezclas.

Adicionalmente en la estación de medición de crudo se cuenta con un cuarto de control, donde se encuentran los computadores de flujo, tableros de transferencia, tablero de control de válvula PCV, equipo de computo e impresión para registro de corridas de verificación de medidores y biblioteca con archivo.

El sistema en general (Figura 6), cuenta con un motocompresor de aire para la instrumentación, válvulas de seguridad y generador eléctrico como respaldo a la energía de la red externa. Adicionalmente posee un sistema de comunicaciones que permite visualizar los datos de los medidores y la transferencia en tiempo real en la estación Abanico.

**Figura 6. Sistema general para el manejo de crudo en Campo Abanico**



Fuente: Pacific

En cuanto al proceso del tratamiento de agua asociada, se inicia en la piscina de agua cruda la cual recibe directamente las aguas drenadas del separador general, tratadores térmicos, tanques de almacenamiento y skimmer API, el agua drenada de los tanques de producción y de prueba una vez terminan sus periodos de reposo. El agua que se encuentra en esta piscina se bombea a través de 4 bombas centrífugas a las Unidades de Flotación a un caudal de 105 m<sup>3</sup>/hora (660 barriles/hora).

Una vez aplicado el producto químico el fluido pasa por un serpentín que facilita la homogenización del mismo, antes de entrar a los DAF'S. ya en las unidades, el agua tratada se separa de los lodos formados, de los cuales se hace un trasiego a los tanques de acumulación de lodos para ser depositados en lechos de secados, donde se retira su humedad. Posteriormente estos lodos son despachados a través de una empresa con licencia ambiental para su tratamiento.

El principio de flotación en los DAF'S, funciona ayudado por unas corrientes de recirculación de agua tratada, en las cuales se hace una saturación con aire, por medio de un soplador y un eyector, que descarga aire a 5 psi.

Esta corriente mejora la velocidad de flotación y permite aumentar los caudales de tratamiento, por cuanto el ascenso de los lodos flotados, se hace más eficiente en la zona de flotación de la unidad.

Una vez se ha generado la flotación del floc, el agua es captada por una bomba centrífuga que la envía al sistema de filtración, el cual consiste en una batería de filtros de antracita arena de referencia 8/14, para pasar posteriormente al tanque de almacenamiento de 1.000 barriles.

La descarga de las bombas booster entrega el fluido a las bombas de inyección (2 triplex, 1 quintuplex y 2 bombas multietapas) para disponer el agua en los pozos

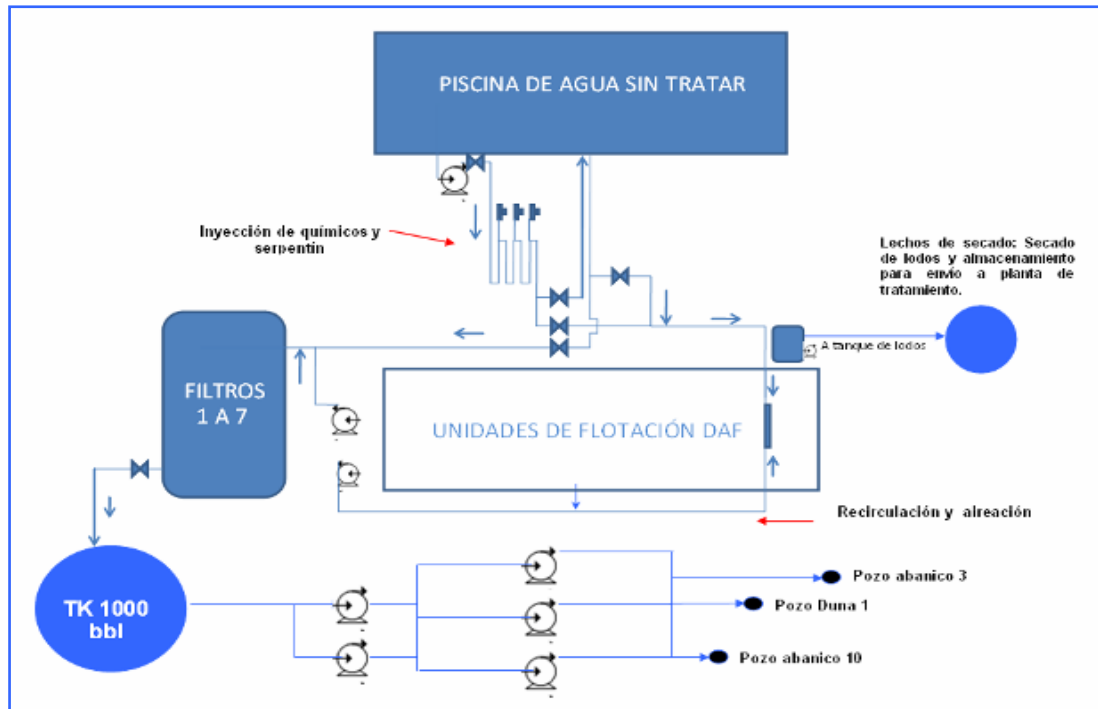
Abanico 10 y Duna 1 a una presión de 2400 psi, para un volumen de inyección total promedio de 16000 bbl.

Las bombas quintuplex y triplex son controladas por tableros Murphy y regulan su presión mediante válvulas Relief.

Las bombas multi-etapas son controladas por variadores de frecuencia Yaskawa Vector 7. Ambos tipos de bombas cuentan con protecciones de apagado automático para alteraciones operacionales como alta temperatura, baja presión de succión, alta presión de descarga, alta vibración, bajos niveles de aceite y bajas o sobre carga de corriente.

La planta de tratamiento cuenta con medidores tipo turbina para determinar el volumen de agua tratada y se cuenta con medidor ultrasónico para determinar el volumen de agua inyectada en los pozos. La Figura 7 indica de forma secuencial el proceso que se lleva a cabo para realizar el tratamiento de agua.

**Figura 7. Tratamiento de agua**



**PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA**



**SISTEMA DE INYECCIÓN (BOMBAS MULTI ETAPAS, QUINTUPLEX Y TRIPLEX)**



**POZO INYECTOR (DUNA 1)**

Fuente: Pacific

Para el tratamiento de gas se cuenta con 2 scrubber con capacidad de manejo de 4.000 KPCD, un compresor de gas dos etapas que con succión de 50 psi descarga hasta 700 psi. Este compresor cuenta con dos scrubber adicionales para retención de líquidos. El sistema se complementa con un filtro de coalescencia y

una planta deshidratadora a base de Glicol, compuesta de un regenerador de Glicol y una torre contactora.

El gas proveniente de los equipos de separación y tratamiento es llevado a un scrubber donde se retienen los líquidos que son drenados a la piscina de agua cruda, el gas que sale de este equipo va a la tea donde se quema un volumen promedio de 800 KPCD.

El gas recolectado por la línea de anulares proveniente de los pozos Abanico 2, 4, 5, 6, 7, 9, 11, 12, 15, 16, 17, 21, 22, 23, 24, 25 y 26 entra a un scrubber donde se retienen los líquidos presentes en el gas. Posteriormente llega a la succión del compresor, el cual cuenta con 2 scrubber adicionales para completar la retención de líquidos presentes en el gas.

Una vez se realiza la etapa de compresión el gas llega a un filtro de coalescencia, de allí pasa a la planta de deshidratación a base de Glicol, en este se mezclan las corrientes de gas húmedo proveniente del filtro de coalescencia y de trietilenglicol el cual viene del regenerador a una temperatura promedio de 375 °F. Al mezclarse estas corrientes el glicol reacciona con el vapor de agua presente en el gas, condensándola, saliendo por la parte superior de la torre el gas deshidratado para su entrega a través del gasoducto y por la parte inferior el glicol más el agua.

La mezcla glicol-agua es sometida a calentamiento en el regenerador y el agua por diferencia de temperaturas de ebullición es retirada del sistema en forma de vapor de agua, el glicol es pasado por un intercambiador de calor para ser reenviado nuevamente a la torre contactora.

Para el despacho de gas se cuenta con un gasoducto de 4" en un tramo de 5 km hasta el sistema de medición donde se conecta con el gasoducto de Gases del

Tolima. El gasoducto cuenta con sus respectivas trampas de envío y recibo de raspadores para la limpieza periódica del mismo.

El sistema de medición de gas está conformado por un medidor de flujo másico tipo Coriolis, cuenta con cromatógrafo en línea, higrómetro para medición de humedad, válvulas de seguridad y sistema de comunicaciones a través de software SMILES que permite visualizar los datos de los medidores y la transferencia en tiempo real en la estación Abanico.

Por último cuenta con un sistema de paneles solares y banco de baterías para suministro de energía eléctrica a los equipos. En la Figura 8 se puede observar los elementos asociados para llevar a cabo el tratamiento de gas.

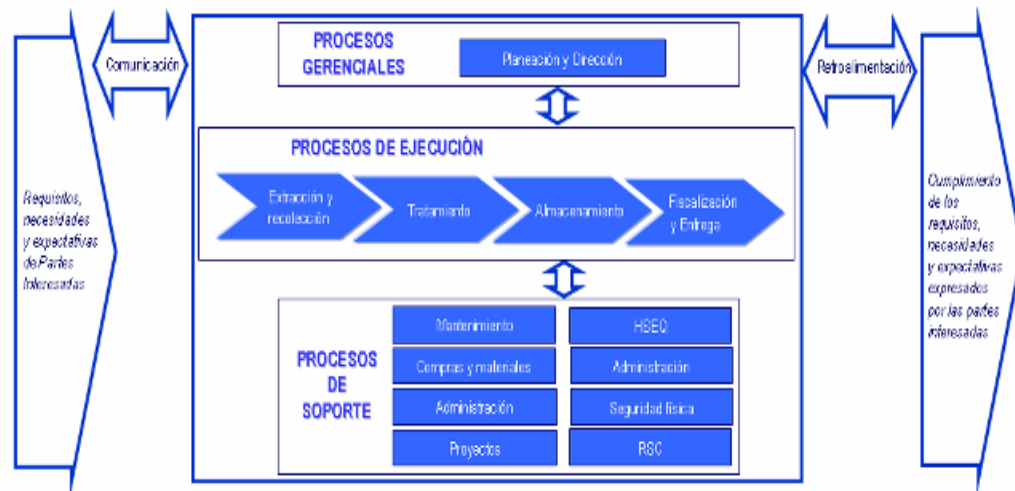
**Figura 8. Tratamiento de gas**



Fuente: Pacific

La siguiente es una ilustración de los procesos de Campo Abanico.

**Figura 9. Diagrama de procesos campo abanico**



Fuente: Pacific

### **3. EVALUACION DE LA PROBLEMÁTICA DE LA CORROSION OCASIONADA EN DOWNHOLE**

#### **3.1 HISTÓRICO DE FALLAS**

##### **3.1.1 Daños en la integridad en los sistemas de levantamiento artificial de Campo Abanico durante el año 2010**

Realizando el control de las intervenciones que se realizaron en cada uno de los pozos durante el año 2010 se obtuvo:

**Tabla 4. Intervenciones realizadas durante el año 2010.**

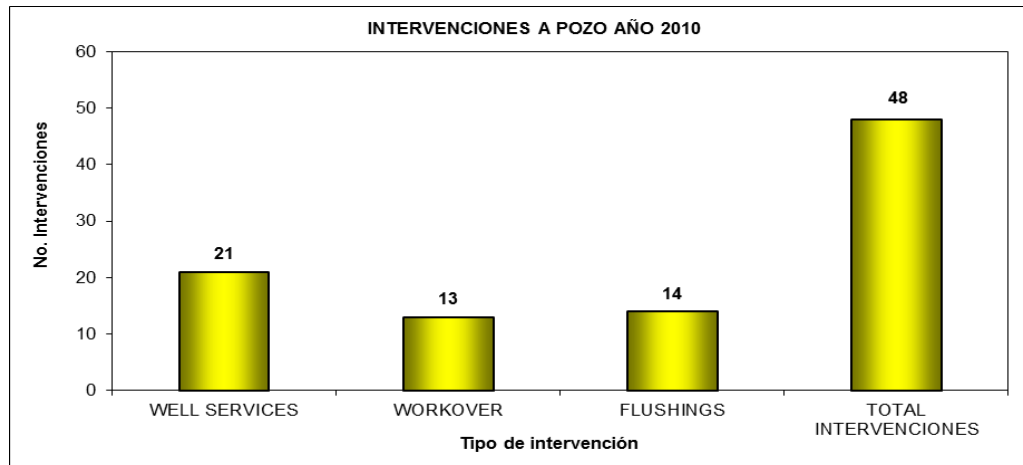
ASOCIACION ABANICO INTERVENCIONES A POZO AÑO 2010				
TIPO DE SERVICIO	RAZÓN DE INTERVENCIÓN	TOTAL INTERVENCIONES	POZOS INTERVENIDOS	
			FECHA	POZO
WELL SERVICES	TUBERÍA ROTA	3	09-feb-10	AB-15
			28-may-10	AB-16
			21-sep-10	AB-15
	TUBERÍA DESCONECTADA	1	13-ene-10	AB-3
	VARIACIÓN DE PROFUNDIDAD DE LA BOMBA	1	23-abr-10	AB-36
	RUN LIFE <1 AÑO (Daño de la bomba y/o muy baja eficiencia)	7	31-ene-10	AB-20
			13-feb-10	AB-20
			29-abr-10	AB-26
			28-jul-10	AB14
			06-ago-10	AB-18
			25-sep-10	AB-26
			09-nov-10	AB-34
	DAÑO DE LA BOMBA POR ARENAMIENTO	2	29-abr-10	AB-35
			10-jun-10	AB-35
SOBRE TORQUE POR ARENAMIENTO (Daño y/o bloqueo de la bomba)	1	20-oct-10	AB-14	
REVISIÓN DE FONDO DEL POZO / LIMPIEZA DE ARENA E INSPECCIÓN DE BOMBA	2	15-abr-10	AB-18	
		25-sep-10	AB-35	
RUN LIFE > 1 AÑO	1	29-ago-10	AB-16	
VARILLA ROTA	3	31-jul-10	AB-24	
		02-may-10	AB-15	
		23-dic-10	AB-22	
<b>SUBTOTAL</b>		<b>21</b>		
WORKOVER	FRACTURAMIENTO	1	13-ene-10	AB-34
	CAÑONEO, FRACT. Y AISLAMIENTO DE ZONA	1	30-mar-10	AB-36
	CAÑONEO Y FRACTURAMIENTO.	1	17-sep-10	AB-9
	CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	2	29-ene-10	AB-20
			31-mar-10	AB-35
	CAÑONEO Y CAMBIO DE SLA	1	04-feb-10	AB-20
	CAMBIO DE SLA	5	17-feb-10	AB-20
			12-abr-10	AB-35
			26-may-10	AB-34
			31-may-10	AB-18
05-ago-10			AB-5	
ASILAMIENTO DE ZONA	2	28-jul-10	AB-18	
		28-ago-10	AB-21	
<b>SUBTOTAL</b>		<b>13</b>		
FLUSHINGS	FLUSHING	2	05-feb-09	AB-20
			10-feb-09	AB-18
	VARILLO (Sacada de varillas - Pesca)	10	03-ene-09	AB-24
			14-ene-10	AB-35
			27-feb-09	AB-18
			27-feb-10	AB-35
			01-may-10	AB-15
			04-may-10	AB-15
			25-jun-10	AB-33
			20-ago-10	AB-21
			22-ago-10	AB-33
			14-oct-10	AB-14
	ADECUACIÓN EQUIPOS DE SUPERFICIE (Cambio de cabezal)	2	05-may-10	AB-5
		26-dic-10	AB-21	
<b>SUBTOTAL</b>		<b>14</b>		
<b>TOTAL TRABAJOS REALIZADOS</b>		<b>48</b>		

Fuente: Pacific

La Figura 13, Figura 14 y Figura 15 corresponden a un análisis de barras en el cual se emplearon los datos de la Tabla 4. La Figura 13 representa las

intervenciones a pozo durante el año 2010, en ella se observa que durante ese año los wellservices supera las intervenciones workover y flushings para los cuales estas dos últimas tienden a ser iguales.

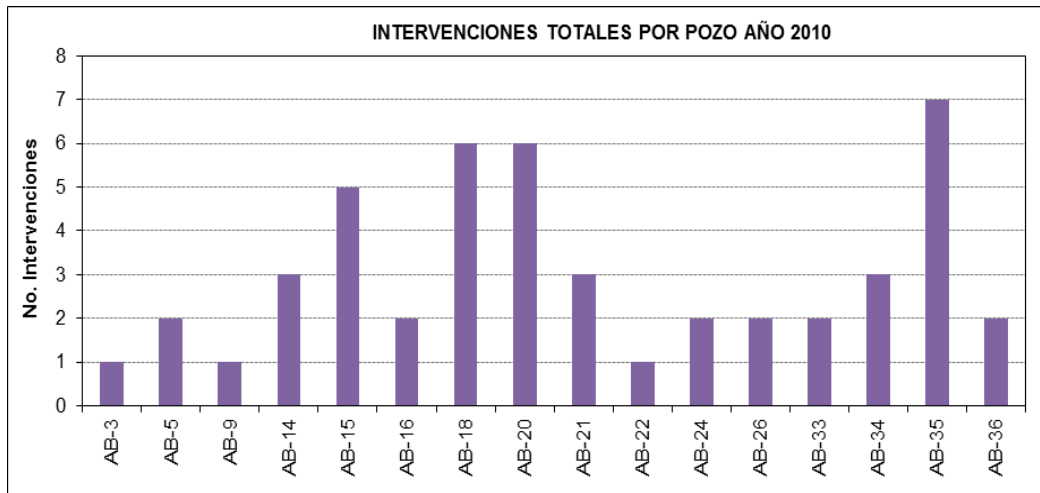
**Figura 10. Intervenciones a pozo durante el año 2010**



Fuente: Pacific

La Figura 14 permite observar las intervenciones totales por pozo durante el año 2010, mediante esta se puede determinar que el pozo con mayores intervenciones durante ese año es Abanico 35 caso opuesto presentan Abanico 3, Abanico 9 y Abanico 22 los cuales presentan el menor número de intervenciones.

**Figura 11. Intervenciones totales por pozo durante el año 2010**

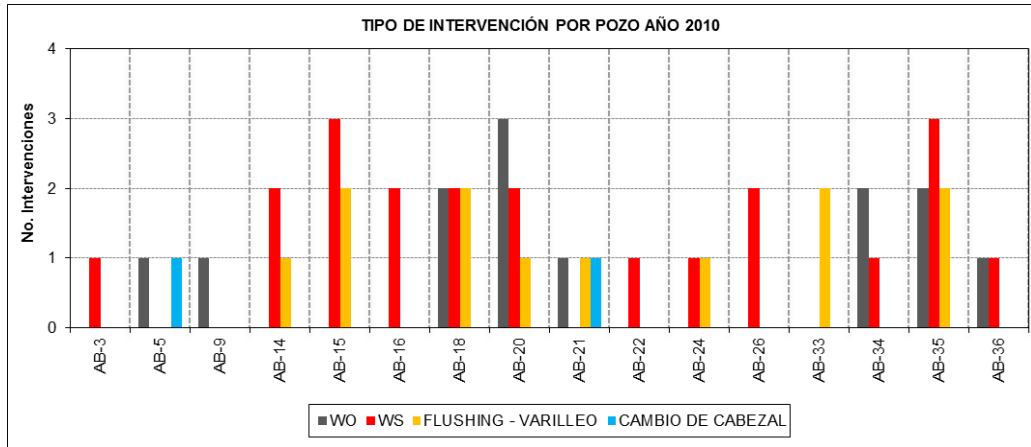


Fuente: Pacific

En la Figura 15 se ilustra el tipo de intervención por pozo durante el año 2010. En esta se denota que el mayor número de intervenciones fueron de wellservices ya que se realizaron en 12 pozos resaltando mayor e igual cantidad de intervenciones en los pozos Abanico 15 y Abanico 35, también se observa que se realizaron en igual número de pozos intervenciones por flushing-varilleo y workover aunque o por mucho el número de intervenciones por workover fueron mayores. Finalmente el menor número de intervenciones presentadas únicamente en dos pozos (Abanico 5 y Abanico 21) es para servicios de cambio de cabezal.

Se puede observar de manera concisa que tres pozos de los dieciséis (Abanico 18, Abanico 20 y Abanico 35) necesitaron tres de los cuatro trabajos que se realizaron es decir wellservices, workover y flushing-varilleo; con estos resultados se podría decir que estos pozos son los que presentan mayores problemas reflejando el mayor número de intervenciones durante ese año.

**Figura 12. Tipo de intervención por pozo durante el año 2010.**



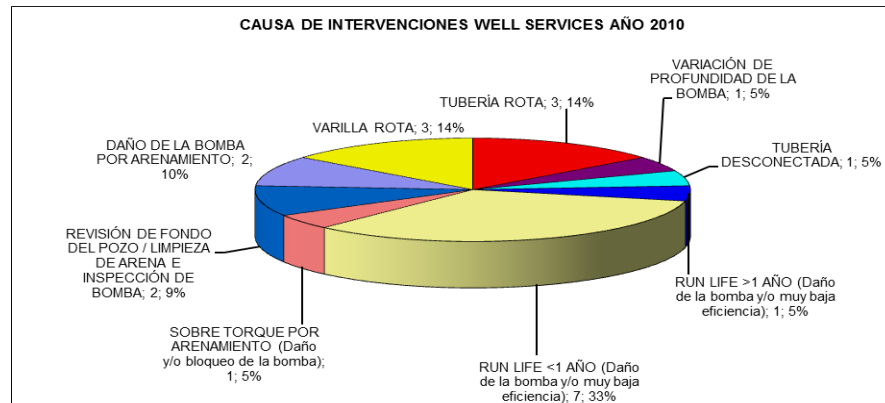
Fuente: Pacific

En las Figuras 16, 17 y 18 se encuentran representadas en porcentajes, mediante un esquema de tortas, las causas de las intervenciones wellservices, workover y las realizadas con unidad flushby durante el año 2010.

En la ilustración representada por la Figura 16 refleja las causas por intervenciones wellservices durante ese año, para las cuales presenta como aspectos sobresalientes wellservices del tipo runlife (daño de la bomba y/o muy baja eficiencia) presentando el mayor porcentaje, seguido por varilla y tubería rota las cuales presentan igual porcentaje, continua con daño en la bomba por arenamiento, revisión de fondo de pozo/limpieza de arena e inspección de bomba.

Finalmente representando equivalencia y el menor valor en los porcentajes podemos encontrar: tubería desconectada, variación en la profundidad de la bomba, sobre torque por arenamiento (daño y/o bloque de la bomba).

**Figura 13. Causas de intervenciones WellServices durante el año 2010**

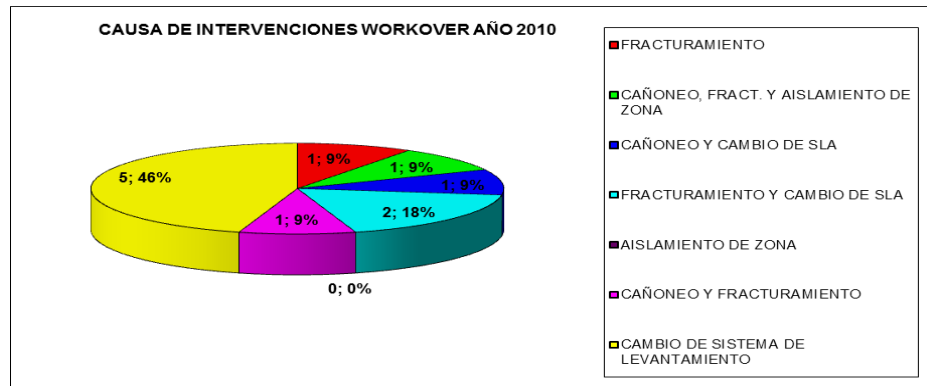


Fuente: Pacific

La Figura 17 representa las causas de intervenciones Workover que se realizaron durante el año 2010 en las cuales representada por su mayor porcentaje se encuentra cambio de sistema de levantamiento, haciendo diferencia, en forma descendente y con un porcentaje menor esta fracturamiento y cambio de SLA. Finalmente mostrando una equivalencia en su valor y mostrando los menores porcentajes encontramos cañoneo, fractura y aislamiento de zona, cañoneo y cambio de SLA, aislamiento de zona, cañoneo y fracturamiento.

Como es de notarse las intervenciones por fracturamiento fueron las causas que generaron los trabajos Workover. A pesar de haber sido generada por diferentes razones ocasionaron el mismo problema.

**Figura 14. Causas de intervenciones Workover durante el año 2010**

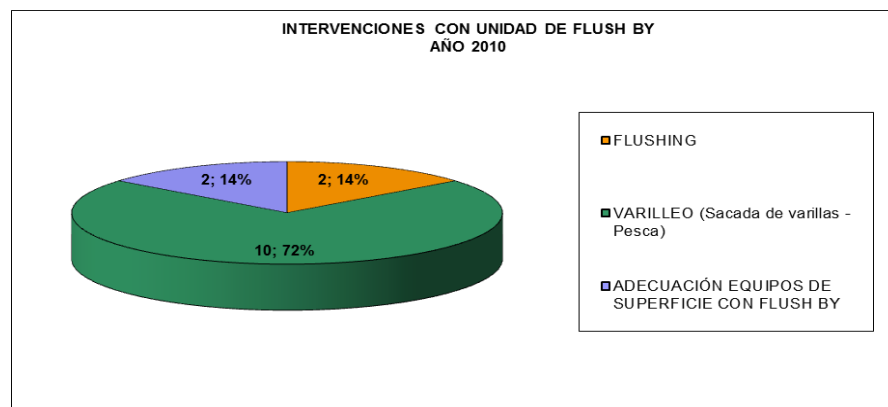


Fuente: Pacific

Las causas de intervenciones con unidad de FlushBy durante realizadas durante el año 2010 se encuentran en la Figura 18, en ella se observa que el menor porcentaje y representando una equivalencia en su valor lo tienen flushing y adecuación de equipos de superficie con flushby.

En la grafica se observa que el mayor porcentaje lo tiene el procedimiento de varilleo (sacada de varillas-pesca) lo que representa un incremento en este tipo de servicio en general.

**Figura 15. Causas de intervenciones con unidad de FlushBy durante el año 2010**



Fuente: Pacific

Este análisis que se realizó para el año 2010 permite determinar el origen de los problemas, accediendo a su posterior estudio; con gran facilidad se logró clasificar estas intervenciones y a su vez se facilitarían la realización de un análisis económico en el que refleje el incremento en inversiones a la par se podrían fijar las situaciones o el tipo de servicio que representa mayor inversión económica.

Es bien sabido que en el sector industrial los costos es una variable dependiente del tiempo, para el caso de Pacific esta variable es de gran importancia ya que este es el tiempo en que permanece detenida la producción, se realiza la ubicación del problema y se soluciona el mismo. Con suerte, agilidad y experiencia todos los anteriores se realizarían en corto tiempo, aun así se realizaron intervenciones que tienen costo.

El análisis que se realizó en el año 2010 se realizó de igual forma para el año 2011 y lo que va de transcurrido del año 2012 mostrando resultados diferentes producto de algunos cambios pertinentes que se realizaron. Estos serán mostrados en el transcurso de este trabajo.

### **3.1.2 Daños en la integridad en los sistemas de levantamiento artificial de Campo Abanico durante el año 2011**

La siguiente información contiene las intervenciones que se realizaron en cada uno de los pozos durante el año 2011.

**Tabla 5. Intervenciones realizadas durante el año 2011.**

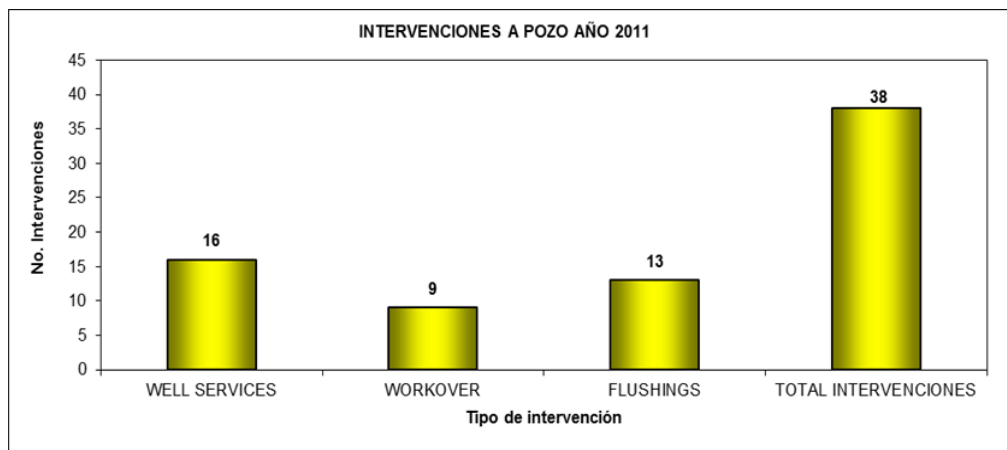
TIPO DE SERVICIO	RAZÓN DE INTERVENCIÓN	TOTAL INTERVENCIÓNES	POZOS INTERVENIDOS	
			FECHA	POZO
WELL SERVICES	TUBERÍA ROTA	5	06-feb-11	AB-26
			26-feb-11	AB-15
			11-abr-11	AB-16
			28-abr-11	AB-15
			17-jul-11	AB-14
	FUGA POR COUPLINGS DE TUBERÍA	2	09-ago-11	AB-21
			03-oct-11	AB-16
	RUN LIFE >1 AÑO (Daño de la bomba y/o muy baja eficiencia)	2	10-feb-11	AB-2
			01-ago-11	AB-4
	RUN LIFE <1 AÑO (Daño de la bomba y/o muy baja eficiencia)	1	17-may-11	AB-21
	CAMBIO DE BOMBA MECÁNICA POR BARRIL ROTO.	1	27-sep-11	AB-20
	CAMBIO DE BOMBA MECÁNICA INSERTA POR BLOQUEO Y/O ATASCAMIENTO EN FONDO.	3	17-mar-11	AB-9
05-abr-11			AB-33	
19-oct-11			AB-20	
DAÑO DE LA BOMBA POR PROBLEMAS DE CORROSIÓN.	1	16-nov-11	AB-26	
VARILLA ROTA	1	14-abr-11	AB-24	
<b>SUBTOTAL</b>		<b>16</b>		
WORKOVER	CAÑONEO Y AISLAMIENTO DE ZONA	1	19-sep-11	AB-12
	ESTIMULACIÓN ÁCIDA	1	24-dic-11	AB-38
	INYECCIÓN DE DISOLVENTE DE PARAFINA (ACPM+XILENO)	3	23-ene-10	AB-35
			10-may-11	AB-35
			24-oct-11	AB-35
	CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	2	14-ene-10	AB-33
			16-feb-11	AB-9
AISLAMIENTO DE ZONA	2	09-ene-10	AB-14	
		22-jul-11	AB-24	
<b>SUBTOTAL</b>		<b>9</b>		
FLUSHINGS	FLUSHING	2	14-ago-11	AB-14
			30-dic-11	AB-20
	VARILLO (Sacada de varillas - Pesca)	11	22-feb-11	AB-15
			23-feb-11	AB-24
			14-mar-11	AB-24
			22-may-11	AB-15
			23-jun-11	AB-24
			24-ago-11	AB-15
			27-sep-11	AB-20
			30-sep-11	AB-15
			28-oct-11	AB-15
			26-nov-11	AB-15
			26-nov-11	AB-27
	ADECUACIÓN EQUIPOS DE SUPERFICIE (Cambio de cabezal)	1	07-may-11	AB-15
<b>SUBTOTAL</b>		<b>14</b>		
<b>TOTAL TRABAJOS REALIZADOS</b>		<b>39</b>		

Fuente: Pacific

La Figura 19, Figura 20 y Figura 21 corresponden a un análisis de barras en el cual se emplearon los datos de la Tabla 5. La Figura 19 representa las

intervenciones a pozo durante el año 2011, en ella se observa que al igual que el año 2010 los wellservices supera las intervenciones flushings, presentando workover como el menor número de intervenciones. Realizando una comparación con el año 2010 se presenta una disminución en el número total de intervenciones que paso de 48 a 36, lo que indica que en un año hubo una diferencia de 10 intervenciones actualmente.

**Figura 16. Intervenciones a pozo durante el año 2011**

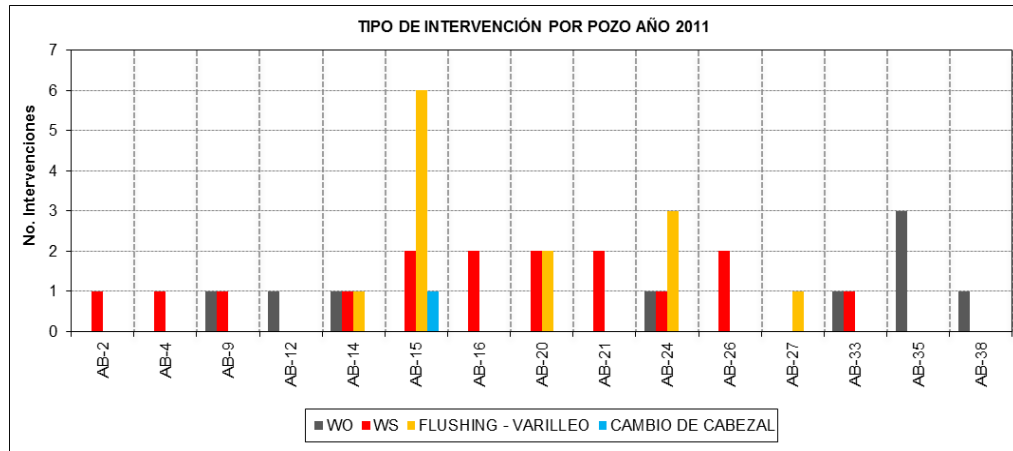


Fuente: Pacific

En la Figura 20 se ilustra el tipo de intervención por pozo durante el año 2011. En esta se denota que el mayor número de intervenciones fueron de wellservices ya que se realizaron en 11 pozos (un pozo menor que los presentados en el año 2010) de una totalidad de 15, también se denota que el numero de intervenciones se redujo presentando el menor numero pero en igual cantidad para seis pozos, se realizaron mayor intervenciones en cinco pozos y no se hubo necesidad de realizar este tipo de intervención a tres pozos. También se observa que se realizaron intervenciones workover en siete pozos presentando el pozo Abanico 35 con el mayor número de estas intervenciones, servicios por flushing-varilleo se sometieron cinco pozos el cual se caracteriza el pozo Abanico 15 con el mayor número de este tipo de intervenciones y, finalmente cambio de cabezal se realizo en el pozo Abanico 15.

De esta forma se determina que tres pozos de los dieciséis (Abanico 14, Abanico 15 y Abanico 24) necesitaron tres de cuatro tipo de intervenciones, se debe recalcar que no son los mismos pozos del año 2010 y que aun así se presentaron menor número de intervenciones durante ese año.

**Figura 17. Tipo de intervención por pozo durante el año 2011.**

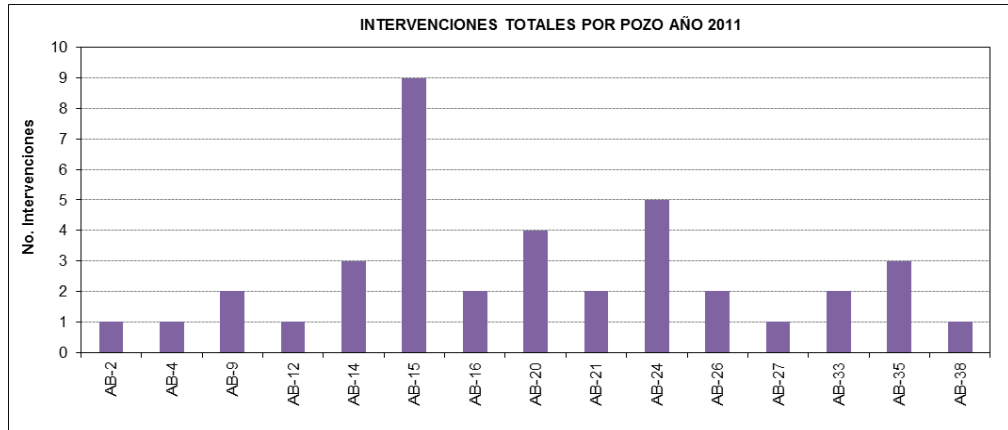


Fuente: Pacific

Las intervenciones totales por pozo durante el año 2011 esquematizada en la Figura 21 permite observar, mediante esta se puede determinar que el pozo con mayores intervenciones durante ese año es Abanico 15 caso opuesto presentan Abanico 2, Abanico 4, Abanico 12, Abanico 27 y Abanico 38 los cuales presentan el menor número de intervenciones.

Comparando esta figura con la Figura 14 es notable la mejoría ya que la disminución en número de intervenciones es evidentemente menor respecto a la del año 2010.

**Figura 18. Intervenciones totales por pozo durante el año 2011**



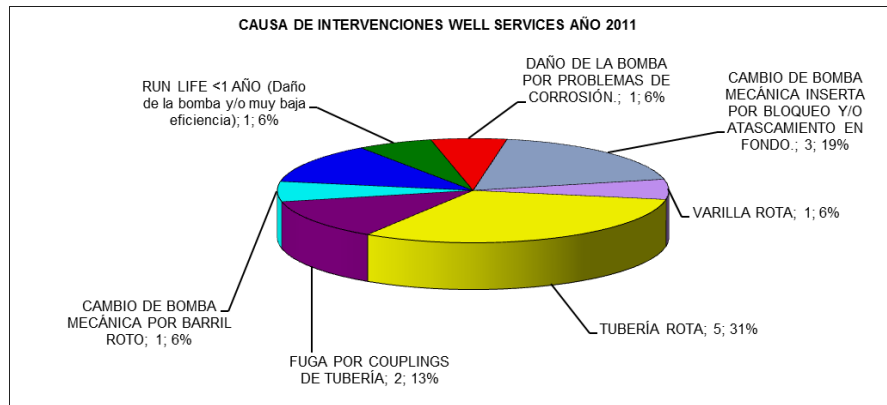
Fuente: Pacific

Las Figuras 22, 23 y 24 representan en porcentajes, mediante un esquema de tortas, las causas de las intervenciones wellservices, workover y las realizadas con unidad flushby durante el año 2011.

La Figura 22 representa las causas por intervenciones wellservices durante ese año, para las cuales presenta como aspectos sobresalientes wellservices del tipo tubería rota presentando el mayor porcentaje, seguido por el cambio de bomba mecánica inserta por bloqueo y/o atascamiento en fondo, en seguida se encuentra la fuga por couplings de tubería.

Finalmente representando equivalencia y el menor valor en los porcentajes podemos encontrar: runlife, daño de la bomba por problemas de corrosión, varilla rota, cambio de bomba mecánica por barril.

**Figura 19. Causas de intervenciones WellServices durante el año 2011**



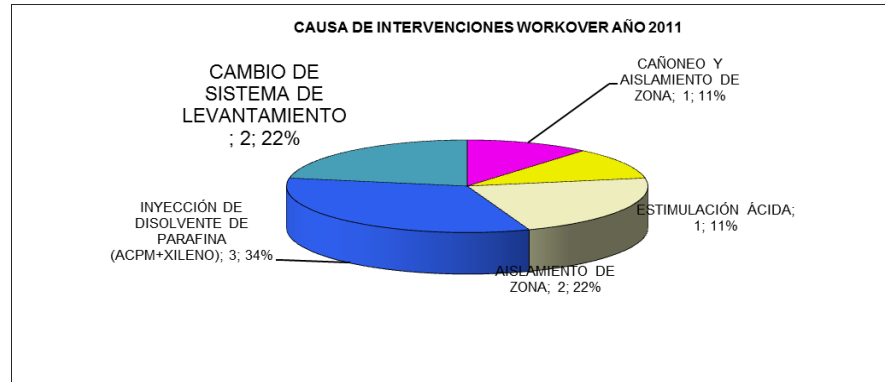
Fuente: Pacific

La representación en forma ilustrativa de las causas de intervenciones Workover que se realizaron durante el año 2011 (Figura 23), presenta en mayor porcentaje intervenciones por inyección de disolvente de parafina, en seguida y de forma descendente se encuentra el cambio de sistema de levantamiento, aislamiento de zona, en forma descendente y con un porcentaje menor se encuentra cañoneo y aislamiento de zona.

Finalmente mostrando una equivalencia en su valor y mostrando los menores porcentajes encontramos cañoneo, y aislamiento de zona y estimulación ácida.

Notablemente y realizando una comparación, se observa que para el año 2011 no se encuentran problemas de fracturamiento y aunque se generaron diferentes trabajos workover se puede apreciar que disminuyeron los diferentes tipos de intervenciones de siete a cinco.

**Figura 20. Causas de intervenciones Workover durante el año 2011**



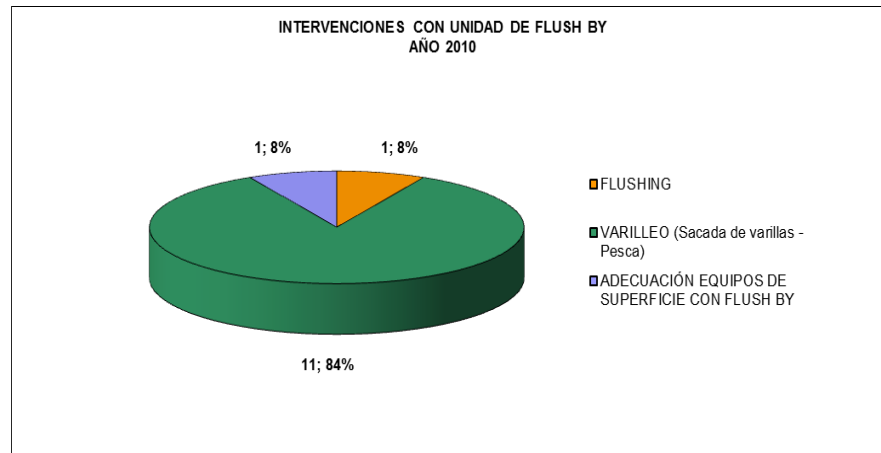
Fuente: Pacific

En cuanto a las causas de intervenciones con unidad de FlushBy que se generaron durante el año 2011 representadas en la Figura 24, a lo que se puede observar es, que el menor porcentaje y representando una equivalencia en su valor lo tienen flushing y adecuación de equipos de superficie con flushby.

En la grafica se observa que el mayor porcentaje lo tiene el procedimiento de varilleo (sacada de varillas-pesca) lo que representa un incremento en este tipo de servicio en general.

Si se compara con las causas de intervenciones con unidad flushby del año 2010, se tiene una disminución en flushing y adecuación de equipos de superficie con flushby y un mínimo aumento en varilleo (sacada de varillas-pesca).

**Figura 21. Causas de intervenciones con unidad de FlushBy durante el año 2011**



Fuente: Pacific

### **3.1.3 Daños en la integridad en los sistemas de levantamiento artificial de Campo Abanico durante el año 2012**

La siguiente información contiene las intervenciones que se realizaron en cada uno de los pozos durante los tres primeros meses del año 2012.

**Tabla 6. Intervenciones realizadas durante el año 2012.**

TIPO DE SERVICIO	RAZÓN DE INTERVENCIÓN	TOTAL INTERVENCIÓNES	POZOS INTERVENIDOS	
			FECHA	POZO
WELL SERVICES	TAPONAMIENTO DEL SEPARADOR DE GAS	1	30-ene-12	AB-20
	RUN LIFE <1 AÑO (Daño de la bomba y/o muy baja eficiencia)	1	12-mar-12	AB-20
	BOMBA ATASCADA (Problemas de sobre carga del motor)	1	21-mar-12	AB-06
	VARILLA ROTA	1	29-mar-12	AB-24
<b>SUBTOTAL</b>		<b>4</b>		
WORKOVER	AISLAMIENTO DE ZONA	1	16-mar-12	AB-14
<b>SUBTOTAL</b>		<b>1</b>		
FLUSHINGS	FLUSHING	3	10-ene-12	AB-20
			29-ene-12	AB-20
			20-feb-12	AB-20
	VARILLO (Sacada de varillas - Pesca)	2	27-feb-12	AB-14
			24-mar-12	AB-24
<b>SUBTOTAL</b>		<b>5</b>		
<b>TOTAL TRABAJOS REALIZADOS</b>		<b>10</b>		

Fuente: Pacific

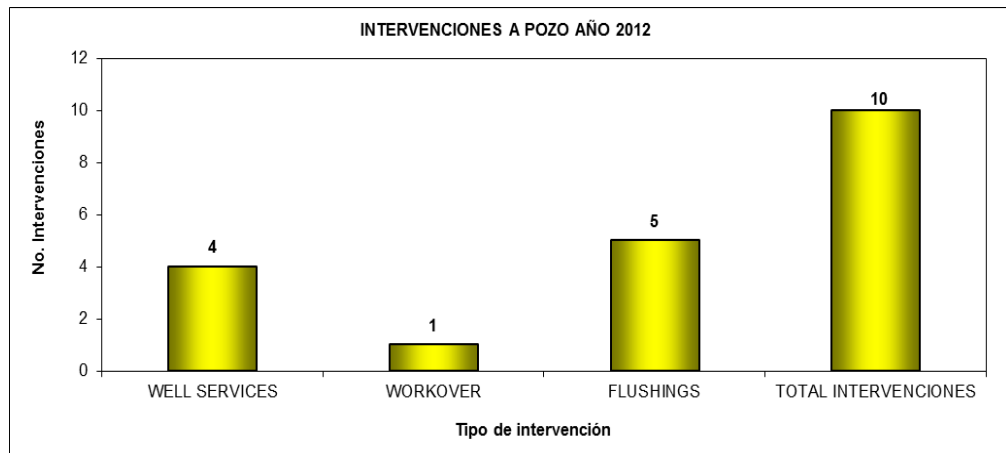
La Figura 25, Figura 26 y Figura 27 corresponden a un análisis de barras en el cual se emplearon los datos de la Tabla 6. La Figura 25 que representa las intervenciones a pozo durante el año 2012, demuestra que a diferencia de los años 2010 y 20011 las intervenciones por flushings supera las intervenciones wellservices, aunque sigue presentándose intervenciones por workover como el menor número de intervenciones.

Realizando una comparación con el año 2011 se presenta una disminución en el número total de intervenciones que paso de 36 a 10 en lo transcurrido del año.

Realmente no se podría para este caso realizar una comparación anual, lo que para ello sería conveniente es realizarla por meses, nos darían resultados más detallados y un informe completo, aunque tendería a volverse extenso.

Para los siguientes casos ocurre lo mismo, no se puede realizar una comparación anual aunque si entre el año 2010 y 2011 se disminuyo el número de intervenciones se pensaría que en lo corrido de este año serian mucho menores que los años anteriores, sin embargo eso es algo que no se puede asegurar.

**Figura 22. Intervenciones a pozo durante el año 2012**



Fuente: Pacific

En la Figura 26 se ilustra el tipo de intervención por pozo durante lo transcurrido del año 2012 (tres primeros meses). En esta se denota que el mayor número de intervenciones fueron de flushing-varilleo ya que se realizaron en tres pozos de los cuatro que presentaron intervenciones, aunque Abanico 20 presenta el mayor número de intervenciones no solo con ese servicio sino también a nivel general.

Se encuentran intervenciones del tipo wellservices realizados en tres de los cuatro pozos que se intervinieron. Al igual que el anterior, este tipo de intervención se presento con mayor número de intervenciones en el pozo Abanico 20, aunque no supera el número de servicios por flushing-varilleo. En un único caso se presento los servicios workover (Abanico 14) con una única intervención.

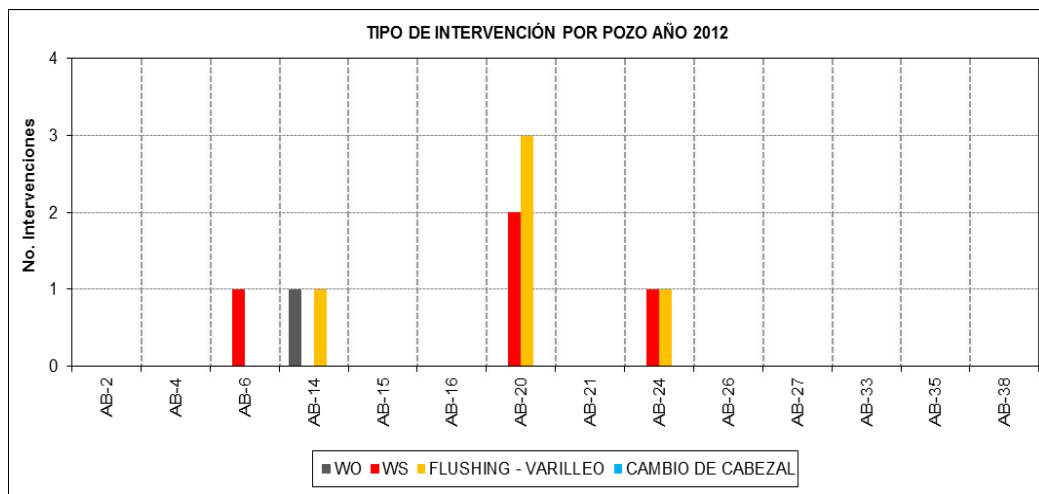
Se puede observar de manera concisa que en tres pozos (Abanico 14, Abanico 20 y Abanico 24) se necesitaron dos de los cuatro tipos de intervenciones que se

realizan o se utilizan generalmente, es decir wellservices y flushing-varilleo se emplearon en los pozos Abanico 20 y Abanico 24, y workover junto con flushing-varilleo se utilizaron en el pozo Abanico 14 con una única intervención.

En esta ilustración se puede notar la ausencia del tipo de intervención que indica cambio de cabezal.

Finalmente se puede decir que durante los tres primeros meses no se generaron ningún número de algún tipo de intervención en diez de catorce pozos del Campo Abanico.

**Figura 23. Tipo de intervención por pozo durante el año 2012.**

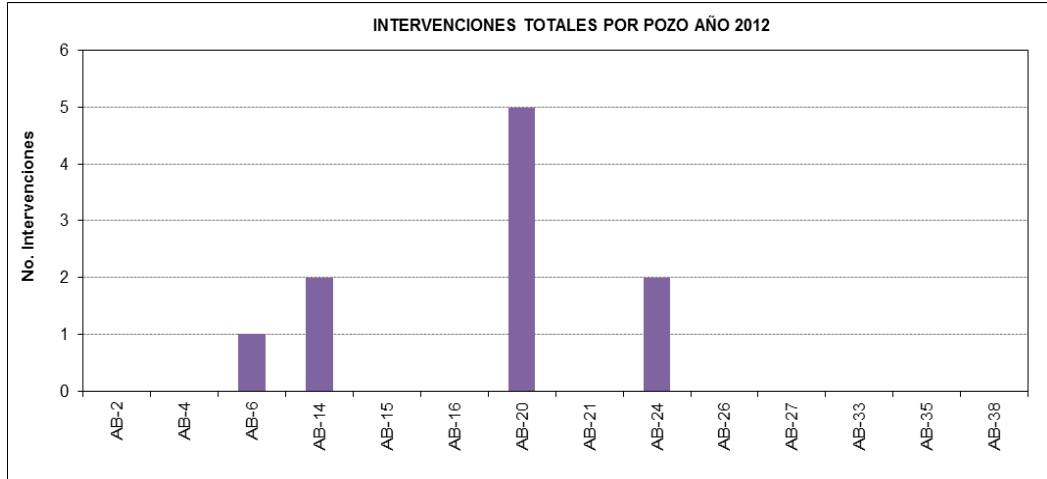


Fuente: Pacific

La Figura 27 permite observar las intervenciones totales por pozo durante los tres primeros meses del año 2012, mediante esta se puede determinar que el pozo con mayores intervenciones durante este tiempo es el pozo Abanico 20, seguido de los pozos Abanico 14 y Abanico 24 los cuales presentan igual numero de intervenciones, y finalmente el menor número de intervenciones lo presenta el pozo Abanico 6.

Se han realizado intervenciones en cuatro de catorce pozos.

**Figura 24. Intervenciones totales por pozo durante el año 2012**



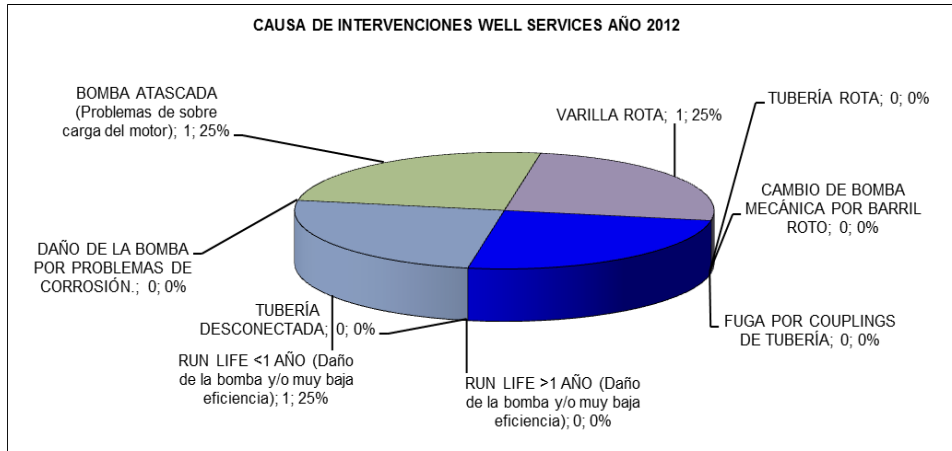
Fuente: Pacific

En las Figuras 28, 29 y 30 se encuentran representadas en porcentajes, mediante un esquema de tortas, las causas de las intervenciones wellservices, workover y las realizadas con unidad flushby durante los primeros tres meses del año 2012.

En la ilustración representada por la Figura 28 se presentan las causas por intervenciones wellservices durante esos tres meses del presente año, para las cuales se presenta el mismo valor en porcentajes para los cuatro tipos de intervenciones a los cuales pertenecen Runlife (daño de la bomba y/o muy baja eficiencia), bomba atascada (problemas de sobrecarga de motor), varilla y tubería rota.

Se determina mediante esta ilustración que tres de siete causas que solían presentarse permanecen con cero en cuanto a porcentaje se refiere.

**Figura 25. Causas de intervenciones WellServices durante el año 2012**



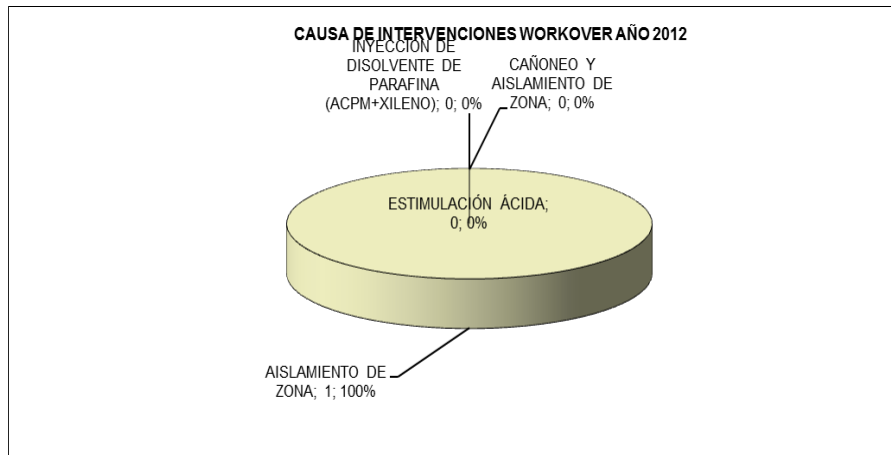
Fuente: Pacific

La Figura 29 representa las causas de intervenciones Workover que se realizaron durante los tres primeros meses del año 2012 se ha de reconocer solo se ha realizado aislamiento de zona.

Se observa que generalmente se ocasionarían otras tres causas de intervenciones Workover como lo son inyección de solvente de parafina, cañoneo y aislamiento de zona y por estimulación acida las cuales están en cero respecto al valor en porcentaje.

La ilustración nos describe que durante tres meses son muy pocas las causas que se generan intervenciones. Aunque no es correcto que disminuyan en su totalidad ya que algunas causas no son solucionadas en su totalidad, para lo cual esto hace parte del mantenimiento del equipo de operación de cada pozo.

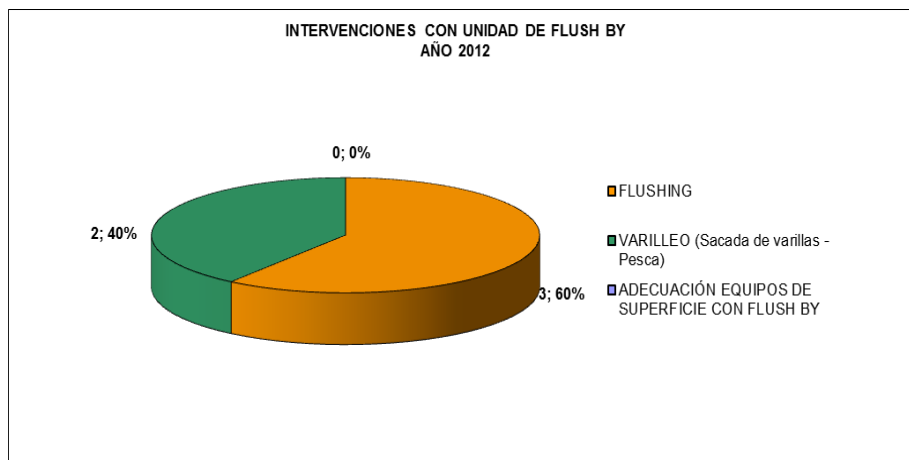
**Figura 26. Causas de intervenciones Workover durante el año 2012**



Fuente: Pacific

Las causas de intervenciones con unidad de FlushBy durante realizadas durante los tres primeros meses del año 2012 se encuentran en la Figura 30, en ella se observa que el mayor porcentaje lo tiene el tipo de intervención flushing seguido por varilleo (sacada de varillas-pesca). Finalmente en menor porcentaje con un valor de cero esta representado por la adecuación de equipos de superficie con flushby.

**Figura 27. Causas de intervenciones con unidad de FlushBy durante el año 2012**



Fuente: Pacific

Como ya se ha mencionado, se recomienda un estudio en el que se monitoree por meses ya que en este estudio se inicio por años pero en este último se presento para realizarlo solo durante los primeros tres meses. Aunque se pudieron observar las mejorías en la disminución del tipo y numero de intervenciones en cada pozo, lo que se esperaría que para este año sucediera lo mismo.

#### **4. ANALISIS DE LA CRITICALIDAD DE LA CORROSION EN FONDO DE POZO MEDIANTE ANALISIS DE LABORATORIO Y CALCULOS DE TENDENCIA.**

Para poder obtener resultados precisos sobre las causas que en el ambiente operativo de los equipos en campo generan numerosas intervenciones, se ha optado por realizar un análisis en el que se evalúen los fluidos que están contenidos en los pozos, especialmente en aquellos en los que se han realizado mayor número de intervenciones.

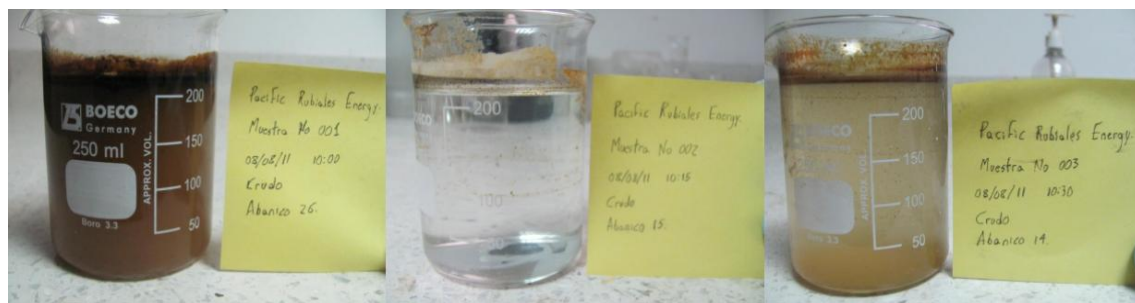
Para tal proceso se tomo una muestra de fluidos del tipo líquido y gaseoso. A los del tipo liquido se evaluaron realizando pruebas estáticas y dinámicas, los cuales permitían determinar la velocidad de corrosión. A los dos tipos de fluido (líquido y gaseoso) se analizaron fisicoquímicamente. Este procedimiento se describe a continuación.

##### **4.1 DETERMINACION DEL GRADO DE CORROSIVIDAD DE AGUAS A NIVEL DE LABORATORIO.**

El procedimiento experimental, posteriormente descrito, se realiza con el fin de determinar mediante técnicas electroquímicas, en condiciones estáticas y dinámicas el grado de corrosividad de las aguas de pozo denominadas MUESTRA No. 001 ABANICO 26, MUESTRA No. 002 ABANICO 15 y MUESTRA No. 003 ABANICO 14.

Las muestras de agua se obtuvieron por separación a través de diferencia de densidades con respecto al crudo. El resultado se muestra en la figura 31.

**Figura 28. Obtención de muestras de agua**



a) Muestra No 001

b) Muestra 002

c) Muestra 003

Fuente: INCITEMA

Para la evaluación mediante técnicas electroquímicas se utilizó un electrodo de anillo rotatorio (Figura 32) acoplado a un potenciostato-galvanostato TEKCORR 4.1. La velocidad de rotación se mantuvo en 3000 rpm para todas las pruebas dinámicas, de ésta forma se simula un flujo de 1,72 m/s.

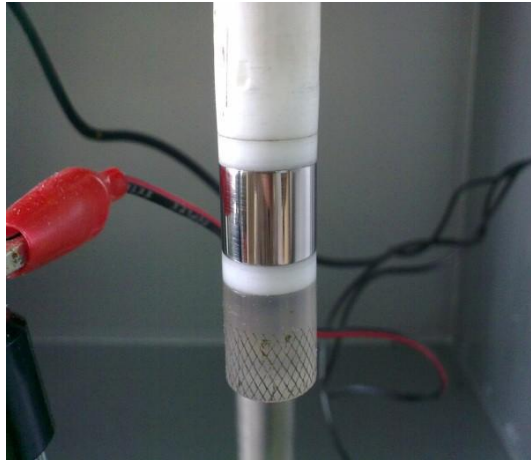
**Figura 29. Electrodo de anillo rotatorio.**



Fuente: INCITEMA

Las probetas cilíndricas (electrodos de trabajo) de acero ASTM A36 de 1cm de longitud y 1,15 cm diámetro externo fueron pulidas antes de cada prueba desde grano 120 hasta 1200, el acabado superficial se observa en la Figura 33.

**Figura 30. Acabado superficial del electrodo de trabajo**



Fuente: INCITEMA

De forma simultánea con cada prueba dinámica se desarrollaron pruebas estáticas para determinar la rata de corrosión sin el efecto del flujo, para ello se utilizó una celda como la mostrada en la Figura 34.

**Figura 31. Celda para pruebas estáticas**

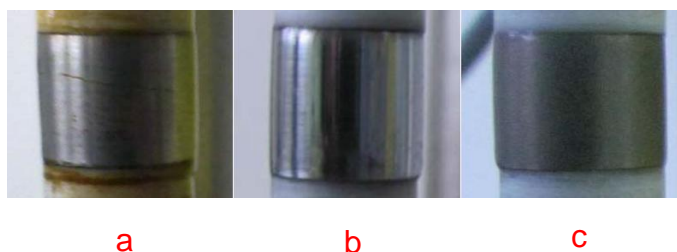


Fuente: INCITEMA

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

La Figura 35 presenta el estado de los electrodos de trabajo luego de las pruebas electroquímicas.

**Figura 32. Electrodo de trabajo luego de pruebas electroquímicas para a) Muestra No 001, b) Muestra No 002 y c) Muestra No 003.**



Fuente: INCITEMA

La Tabla 7 presenta los resultados de la evaluación electroquímica de las aguas. En dichos resultados se puede observar que las velocidades de corrosión en condiciones estáticas y dinámicas fueron bastante similares para cada muestra, esto se debe a que la velocidad de rotación permite algún grado de contacto entre el crudo remanente en el agua y la superficie de los electrodos y la acción posible de inhibidor que contienen estas aguas de campo.

**Tabla 7. Resultados pruebas electroquímicas sin inhibidor de corrosión.**

Muestra	Condiciones Estáticas (V=0m)	Condiciones Dinámicas (V=1,72)
	Velocidad de Corrosión	Velocidad de Corrosión
No001Abanico26	1,92	2,03
No002Abanico15	2,24	2,58
No003Abanico14	3,33	4,21

Fuente: INCITEMA

## 4.2 ANALISIS FISICO-QUIMICO DE AGUA Y GAS PARA CADA POZO

Para determinar la agresividad de los fluidos es necesario realizar un análisis fisicoquímico de agua y gas para cada pozo. Para este caso se analizaron ocho pozos, los cuales demostraron los siguientes resultados:

La Tabla 8 y 9 se encuentra información sobre las condiciones operacionales en Campo Abanico, en el se observa que el valor THP para Abanico 20 supera cualquier valor que no esta dentro de lo normal con respecto a los otros.

**Tabla 8. Condiciones operacionales Campo Abanico 20 de junio del 2011**

POZOS										
AMENAZA: Condiciones Operacionales										
VARIABLE: Condiciones Operacionales										
Fecha de monitoreo:		Junio 20 de 2011								
Campo:		Abanico								
Contrato:										
Asociación:										
Pozo	THP (psi)	CHP (psi)	BSW (%)	BOD (Barriles)	BFPD (Barriles)	MSCF (miles pies <sup>3</sup> )	Nivel ft	GOR (SCF/STB)	Presión de fondo	Temperatura de cabeza de pozo (°F)
Abanico-5	110	14	98,1%	62	3203			703,2	440	
Abanico-6	110	49	96,9%	81	2633			297,5	256	
Abanico-14	50	18	95,1%	31	639			1348	52	
Abanico-15	100	18	97,8%	36	1612			716,7	117	
Abanico-16	60	10	93,3%	45	670			537,8	56,5	
Abanico-20	300-400	15	22,5%	272	351			0	49,2	
Abanico-21	110	18	80,4%	251	1283			215,5	198	
Abanico-26	110	17,8	96,3%	147	3963			185	85,1	

Fuente: Pacific

**Tabla 9. Condiciones operacionales Campo Abanico durante junio del 2011**

POZO	BOPD	BWPD	BFPD	BS&W	API	KPCD	GOR	THP	CHP (psi)	RPM	F. BOMB	SUME RG	SUM. EFEC	PIP	TIEMPO PRUEBA	FECHA
ABA-5	62	3.141	3.203	98,1%	22,5	43,6	703,2	110	14	57	N/A	1132	1132	440	6	19-jun-11
ABA-6	81	2.552	2.633	96,9%	22,2	24,1	297,5	110	49	40	N/A	541	541	256	6	14-jun-11
ABA-14	31	608	639	95,1%	22,5	41,8	1348,4	50	18	152	86%	84	84	52	8	15-jun-11
ABA-15	36	1.576	1.612	97,8%	22,3	25,8	716,7	100	18	300	78%	257	257	117	8	21-jun-11
ABA-16	45	625	670	93,3%	22,3	24,2	537,8	60	10	175	78%	119	119	57	8	15-jun-11
ABA-20	272	79	351	22,5%	22,7	0,0	0,0	300-400	15	5,6	74%	67	67	49	8	14-jun-11
ABA-21	251	1.032	1.283	80,4%	22,6	54,1	215,5	110	18	260	52%	548	478	198	7	18-jun-11
ABA-26	147	3.816	3.963	96,3%	21,9	27,2	185,0	110	18	45	N/A	173	173	85	6	11-jun-11

Fuente: Pacific

La Información físico-química de agua y de gases presentada en la Tabla 10, representa los datos tomados del monitoreo realizado el día 20 de junio del 2011 en esta se presentan variables importantes y que han de ser utilizadas para determinar datos importantes mostrados en el transcurso y desarrollo de este capítulo.

**Tabla 10. Información físico-química de agua y de gases**

POZOS												
AMENAZA: Corrosión Interna												
VARIABLE: Físicoquímica Agua y Gas												
Fecha de monitoreo	Junio 20 de 2001											
Campo:	Abanico											
Contrato:												
Asociación:												
Pozo	pH	Temperatura °C	Conductividad (microS/cm)	Dureza Total (ppm)	Dureza Calcica (ppm)	Magnesio (ppm)	Calcio (ppm)	Cloruros (ppm)	O2 (ppm)	CO2 (ppm)	H2S (ppm)	
Abanico-5	6,98	40,55	7610	710	690	4,86	276	2400		250	0	
Abanico-6	6,8	18,33	5720	880	740	34,02	296	1400		530	0	
Abanico-14	6,41	36,66	36900	10100	7000	753,3	2800	13400		1260	0	
Abanico-15	6,36	40,55	5500	1160	786	90,882	314,4	1635		640	0	
Abanico-16	6,73	40	5890	1010	890	29,16	356	1700		500	0	
Abanico-20	6,71		72000	24800	23520	311,04	9408	32950		190	0	
Abanico-21	6,13	42,22	8110	1410	1360	12,15	544	2600		880	0	
Abanico-26	6,64	43,88	5960	1120	980	34,02	392	1700		640	0	

Fuente: Pacific

En la continuación de la Tabla 10 se puede observar que en la sección de gases disueltos carece de presencia de oxígeno para todos los pozos. En cuanto al análisis de los demás gases, se presenta 302 ppm en contenido de H<sub>2</sub>S y el mayor porcentaje en contenido de CO<sub>2</sub> (15% en ppm) para el pozo Abanico 24.

Tabla 10. (Continuación)

<b>POZOS</b> <b>AMENAZA: Corrosión Interna</b> <b>VARIABLE: Fisicoquímica Agua y Gas</b>									
							GASES DISUELTOS		
Alcalinidad (ppm)	Bicarbonato (ppm)	Bario (ppm)	Hierro Total (ppm)	Sulfatos (ppm)	Sólidos disueltos totales (ppm)	BSR (UFC/ml)	Oxígeno (ppb)	H <sub>2</sub> S (ppm)	CO <sub>2</sub> (ppm)
270	329,4	5	0,38	1			0	32	5(%v)
410	500,2	26	0,35	2			0	60	5(%v)
650	793	15	14,8	7			0	320	15(%v)
490	597,8	40	2,67	25			0	12	4(%v)
420	512,4	10	2,93	1			0	35	5(%v)
320	390,4	56	0,36	4			0	40	1(%v)
610	744,2	7	3,02	1			0	60	5(%v)
380	463,6	19	2,25	1			0	13	5(%v)

Fuente: Pacific

En la Tabla 11 encontramos los resultados de los análisis de corrosividad de fluidos por técnicas electroquímicas realizados para seis pozos, los cuales manifiestan que en la resistencia a la polarización valorada en ohmios se destaca el pozo Abanico 16 con el dato más alto, caso opuesto se presenta para el pozo Abanico 5 ya que representa el mínimo de los datos presentados. Por otra parte,

la velocidad de corrosión en mpy se presenta con el valor más bajo en el pozo Abanico 26 sucediendo que en el pozo Abanico 5 presenta el valor más alto comparado con los seis pozos analizados.

**Tabla 11. Resultados análisis de corrosividad de fluidos por técnicas electroquímicas Feb. 2011**

Muestra / Pozo	Resistencia a la polarización (OHM)	Velocidad de corrosión (mpy)
Abanico 4	206.9	7
Abanico 5	139.2	13
Abanico 6	327.8	6
Abanico 14	167.3	7
Abanico 16	312.0	7
Abanico 26	261.4	6

Fuente: Pacific

Según los valores obtenidos los pozos presentan un nivel de corrosión clasificado como moderado para los pozos Abanico 4, 6, 16, 14, y 26; y un nivel severo para el pozo Abanico 5. Según lineamientos NACE RP0775 presentados en la Tabla 12.

**Tabla 12. NACE RP0775**

**Table 2 — Qualitative Categorization of Carbon Steel Corrosion Rates for Oil Production Systems**

	Average Corrosion Rate		Maximum Pitting Rate (See Paragraph 2.5)	
	mm/y <sup>(A)</sup>	mpy <sup>(B)</sup>	mm/y	mpy
<b>Low</b>	<0.025	<1.0	<0.13	<5.0
<b>Moderate</b>	0.025-0.12	1.0-4.9	0.13-0.20	5.0-7.9
<b>High</b>	0.13-0.25	5.0-10	0.21-0.38	8.0-15
<b>Severe</b>	>0.25	>10	>0.38	>15

<sup>(A)</sup> mm/y = millimeters per year

<sup>(B)</sup> mpy = mils per year

Fuente: NACE

### **4.3 DETERMINACION DE TENDENCIAS DE LA CRITICALIDAD CORROSIVA E INCRUSTANTE EN LOS SISTEMAS DE FONDO DE POZO DEL CAMPO ABANICO.**

Resultados simulación de condiciones de agresividad de corrosión POZO ABANICO 5:

#### **4.3.1 Cálculo de presiones parciales**

Con la información fisicoquímica y las condiciones de operación de los pozos suministrada en el monitoreo de Junio 20 de 2011 se determina:

BHP=440 PSI

% Molar CO<sub>2</sub>=5

P.P CO<sub>2</sub>=(% Molar CO<sub>2</sub>\*BHP)/100<sup>(1)</sup>

P.P CO<sub>2</sub>=22 PSI= 1,52 bar

Con 32 ppm de H<sub>2</sub>S

% Molar H<sub>2</sub>S=3,2\*10<sup>-3</sup>

P.P H<sub>2</sub>S =( % Molar H<sub>2</sub>S \*BHP)/100<sup>(2)</sup>

P.P H<sub>2</sub>S= 0,02 PSI= 1,37\*10<sup>-3</sup> bar

#### 4.3.2 Relación de KANE<sup>(3)</sup>

Para determinar el tipo de corrosión que se puede presentar en el pozo se utiliza la relación de KANE, que se enuncia de la siguiente forma:

$$\triangleright \frac{P.P \text{ CO}_2}{P.P \text{ H}_2\text{S}} > 200 \Rightarrow \text{CORROSIÓN POR CO}_2$$

$$\triangleright \frac{P.P \text{ CO}_2}{P.P \text{ H}_2\text{S}} < 200 \Rightarrow \text{CORROSIÓN POR H}_2\text{S}$$

Reemplazando:

$$\triangleright \frac{22}{0,02} = 1100 * \text{CORROSIÓN POR CO}_2$$

Aunque la tendencia del pozo es a presentar corrosión por CO<sub>2</sub>, se debe tener en cuenta la acción del H<sub>2</sub>S debido a las consecuencias de falla por éste fenómeno (corrosión ácida)

### 4.3.3 Tipo de servicio

La norma NACE MR 0175 establece el tipo de servicio ácido, teniendo en cuenta las condiciones del pozo y conociendo la presión parcial de H<sub>2</sub>S y de CO<sub>2</sub>. Es posible usar la ecuación de ODDO-TOMSON para calcular el pH real. Se realiza una corrección para tener en cuenta las altas presiones del sistema, se usa el concepto de fugacidad para reemplazar el de presión parcial

Temperatura= 40,55°C

Presión TOTAL= 30,34 bar

P.P.CO<sub>2</sub>=1,52 bar

P.P.H<sub>2</sub>S= 1,4\*10<sup>-3</sup> bar

TDS=3016,64 mg/L

$$\text{pH} = \log_{10} \left( \frac{[\text{HCO}_3^-]}{f_{\text{CO}_2} * 14.5 * 61000} \right) + 8.68 + 0.00405 (T * 9 / 5 * 32) \dots$$

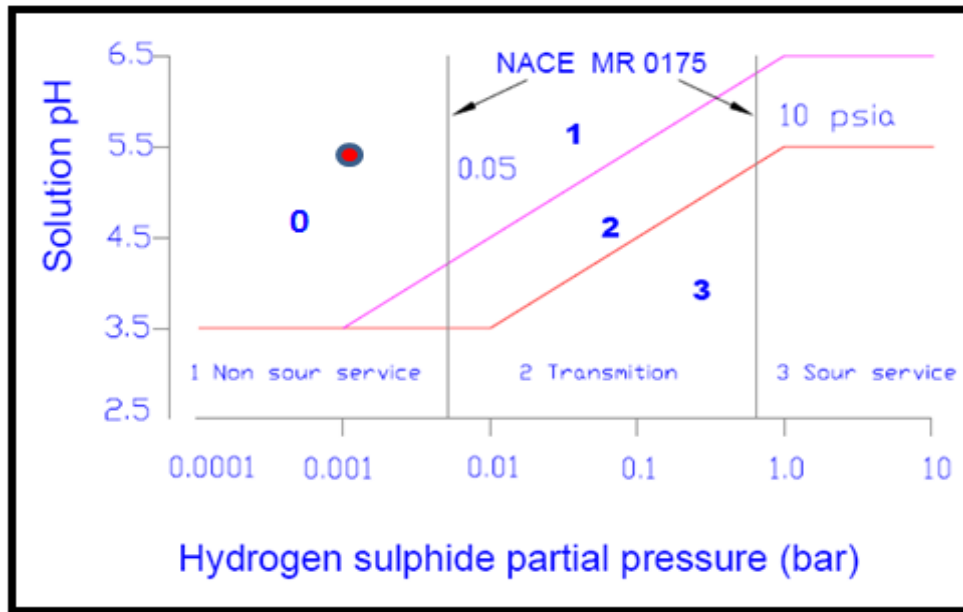
$$+ 0.000000458 (T * 9 / 5 * 32)^2 - 0.0000307 (P * 14.5) \dots$$

$$- 0.477 \left( \frac{\text{TDS}}{58500} \right)^{1/2} + 0.193 \left( \frac{\text{TDS}}{58500} \right)$$

pH Calculado= 5,42

Con el pH calculado y la presión parcial de H<sub>2</sub>S es posible determinar la región que establece las condiciones de servicio del material.

**Figura 33. Regiones que permite establecer el tipo de material a utilizar**



Region 0 – no precautions      Region 2 – use A.2 or A.3  
 Region 1 – use A.2, A.3 or A.4      Region 3 – use A.2  
 See MR-0175/ISO 15156 – Annex A (normative)

Fuente: ISO 15156-2

Teniendo en cuenta que las condiciones de servicio **no son ácidas**, y de acuerdo a la norma ISO 15156-2 se determina el tipo de material a utilizar, que para el caso de la zona 0 corresponde a aceros al carbono sin designación especial.

#### 4.3.4 Selección del material en función de la criticidad de la fisicoquímica.

Según la Tabla 13 de acuerdo al tipo de servicio y la temperatura se recomienda usar los materiales de la primera columna, correspondientes a aplicaciones para cualquier temperatura. Estos materiales son H40, J55, K55, M65 L80 tipo 1, C90 tipo 1, T95 tipo 1.

**Tabla 13. Environmental conditions for which grades of casing and tubing are acceptable**

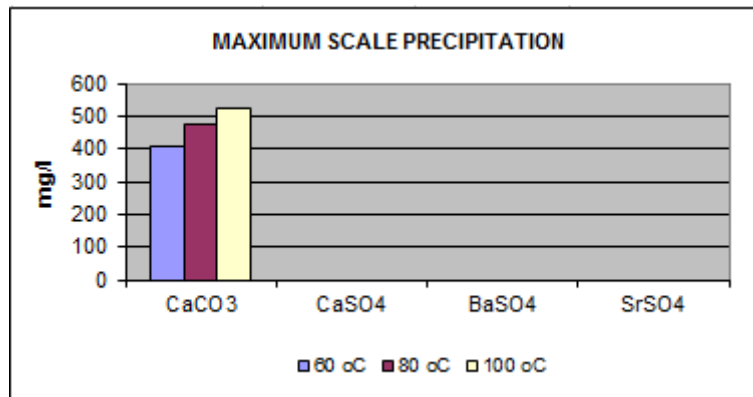
For all temperatures	For $\geq 65^{\circ}\text{C}$ ( $150^{\circ}\text{F}$ )	For $\geq 80^{\circ}\text{C}$ ( $175^{\circ}\text{F}$ )	For $\geq 107^{\circ}\text{C}$ ( $225^{\circ}\text{F}$ )
ISO 11960 <sup>a</sup> grades: H40 J55 K55 M65 L80 type 1 C90 type 1 T95 type 1	ISO 11960 <sup>a</sup> grades: N80 type Q C95	ISO 11960 <sup>a</sup> grades: N80 P110	ISO 11960 <sup>a</sup> grade: Q125b
Proprietary grades as described in A.2.2.3.3	Proprietary Q & T grades with 760 Mpa (110 ksi) or less 93% maximum yield strength  Casings and tubulars made of Cr-Mo low alloy steels as described in A.2.2.3.2	Proprietary Q & T grades with 965 Mpa (140 ksi) or less 93% maximum yield strength	
<p>Temperatures given are minimum allowable service temperatures with respect to SSC.</p> <p>Low temperature toughness (impact resistance) is not considered, equipment users shall determine Requirements separately</p>			
<p>A For the purposes of this provision, API 5CT is equivalent to ISO 11960:2001.</p> <p>B Types 1 and 2 based on Q &amp; T, Cr-Mo chemistry to 1036 Mpa (150 ksi) maximum yield strength. Cr-Mn steels are not acceptable</p>			

Fuente: NACE

#### 4.3.5 Determinación de tendencias de incrustación

En la figura 37 y los datos de Tablas 14, 15, 16 y 17 se muestra los resultados provenientes de la simulación que se empleo. En este se observa que los análisis de tendencias de incrustación muestran que de acuerdo a las especies disueltas en el agua se tiene una alta probabilidad de formar carbonato de calcio, especialmente a altas temperaturas. Otro tipo de incrustación es poco probable de acuerdo a las condiciones fisicoquímicas del pozo.

**Figura 34. Escala de precipitación máxima**



Fuente: INCITEMA

**Tabla14. Stiff & Davis Calcium Carbonate Stability Index**

STIFF & DAVIS CALCIUM CARBONATE STABILITY INDEX			
S.I. @ (Deg C)	40	0,60	POSIBLE
S.I. @ (Deg C)	60	0,97	POSIBLE
S.I. @ (Deg C)	80	1,38	PROBABLE
S.I. @ (Deg C)	100	1,97	PROBABLE

Fuente: INCITEMA

**Tabla 15. BaSO<sub>4</sub> Scaling Index**

BaSO <sub>4</sub> SCALING INDEX			
Actual Concentration BaSO <sub>4</sub> (meq/l)=			0,02
		meq/l	Scale Is:
Solubility @ 60 C		0,047	NO POSIBLE
Solubility @ 80 C		0,014	POSIBLE
Solubility @ 100 C		0,071	NO POSIBLE

Fuente: INCITEMA

**Tabla 16. CaSO<sub>4</sub> Scaling Index**

CaSO <sub>4</sub> SCALING INDEX			
Actual Concentration CaSO <sub>4</sub> (meq/l)=			0,02
		meq/l	Scale Is:
Solubility @ 60 C		21,42	NO POSIBLE
Solubility @ 80 C		24,17	NO POSIBLE
Solubility @ 100 C		23,80	NO POSIBLE

Fuente: INCITEMA

**Tabla 17. SrSO<sub>4</sub> Scaling Index**

SrSO <sub>4</sub> SCALING INDEX			
Actual Concentration SrSO <sub>4</sub> (meq/l)=			0,00
		meq/l	Scale Is:
Solubility @ 60 C		2,23	NO POSIBLE
Solubility @ 80 C		1,59	NO POSIBLE
Solubility @ 100 C		0,65	NO POSIBLE

Fuente: INCITEMA

#### **4.3.6 Aplicación de modelos de predicción de la corrosión para evaluar la criticidad y agresividad de los fluidos.**

La velocidad de corrosión se calcula a través del modelo WAARD et al actualizado y del software MODELO 1. Los datos de la Tabla 18 se obtuvieron de la siguiente manera: las velocidades de corrosión se calcularon asumiendo una velocidad de flujo de 5 m/s y diámetro hidráulico de 3 pulgadas para incluir el efecto del flujo en la velocidad de corrosión. La temperatura se asumió como el valor reportado en los análisis fisicoquímicos, aunque se espera que el valor real en condiciones de

fondo de pozo sea superior, por ésta razón la rata de corrosión calculada debería ser inferior al valor real.

**Tabla 18. Datos modelo WAARD et al**

WAARD ET AL	
DATOS DE ENTRADA	DATOS DE SALIDA
Temperatura (°C): <b>40,55</b>	Velocidad de Corrosión (mmy)
Presión parcial de CO2 (bar): <b>1,52</b>	<b>4,862912598</b>
Ph: <b>5,42</b>	
Velocidad del fluido (m/s): <b>5</b>	
Diámetro hidráulico (pulgadas): <b>3</b>	
Eficiencia del inhibidor (%): <b>0,001</b>	

Fuente: INCITEMA

En la Tabla 19 se pueden observar los resultados que se obtienen al emplear los modelos de simulación WAARD y MODELO 1 respectivamente, en los cuales se hace conveniente determinar valores para dos casos. En el primer caso no se emplea inhibidor y en el segundo caos se uso inhibidor el cual posee una eficiencia del 85%.

Realizando una comparación en los resultados de los dos modelos se puede observar que la velocidad de corrosión es muy alta en la prueba sin inhibidor, por el contrario, la velocidad de corrosión tiene un valor casi despreciativo con las pruebas hechas mediante el uso de inhibidor esto se debe no solo al empleo del mismo, sino que su eficiencia es muy buena.

**Tabla 19. Resultados WAARD y MODELO 1**

	WAARD	MODELO 1
SIN INHIBIDOR DE CORROSIÓN	4,86 mmy (192 mpy)	6,1 mmy (242 mpy)
CON INHIBIDOR DE CORROSIÓN (Eficiencia 85%)	0,729 mmy (29 mpy)	0,915 mmy (36 mpy)

Fuente: INCITEMA

En la Tabla 20, de acuerdo a la norma NACE RP-07, se encuentran clasificadas las velocidades de corrosión. Respecto a la misma y analizando la Tabla 19 se demuestra que los valores de rata de corrosión calculados son bastante altos si se comparan con la norma, por ésta razón se hace necesario tomar medidas urgentes como son la aplicación de un adecuado sistema de inhibición para garantizar la integridad de las estructuras metálicas.

**Tabla 20. Clasificación de velocidades de corrosión según norma NACE RP-07**

Velocidad de corrosión (mpy)	CORROSIÓN
0 a 1	LEVE
1 a 3	MODERADA
3 o superior	SEVERA

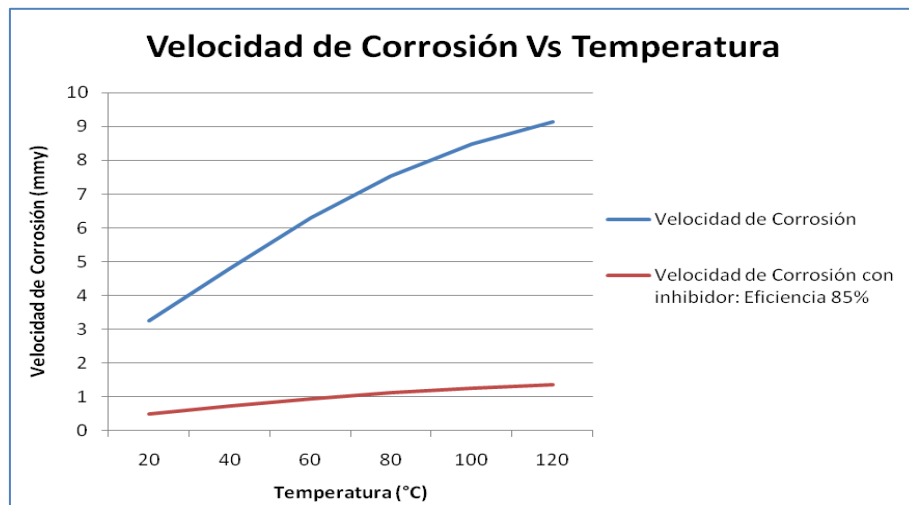
Fuente: NACE

#### 4.3.7 Efecto de algunas variables en la rata de corrosión

Es necesario tener en cuenta que en todos los casos que indique el empleo de inhibidor es aquel que se caracterizo por tener una eficiencia del 85%.

La Figura 38 es representativa de la velocidad de corrosión vs temperatura, en ella se puede observar que la velocidad de corrosión aumenta al aumentar la temperatura (trazo azul), pero también se puede observar que la velocidad de corrosión sufrió un corto aumento debido a la presencia de inhibidor (trazo rojo). Esto nos demuestra la efectividad en la eficiencia, ya que a pesar de alcanzar una temperatura de 120°C es muy baja su reacción ante la rata de corrosión que sostuvo a 20°C.

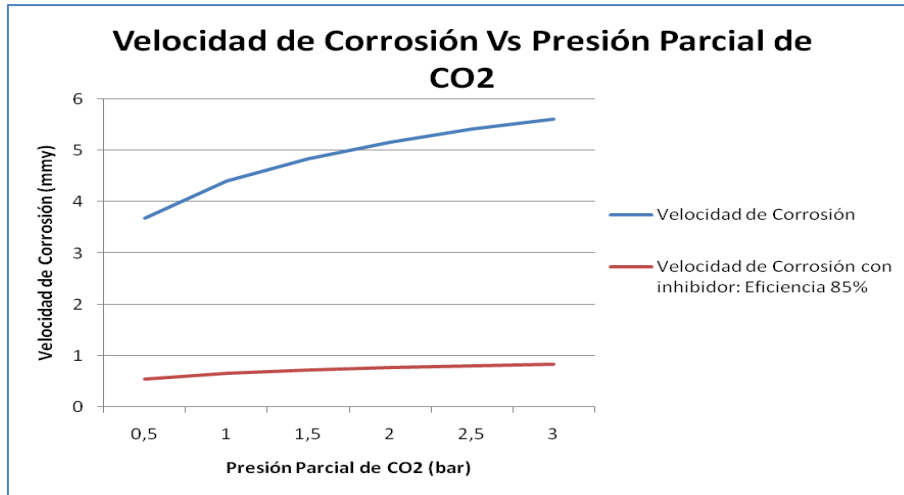
**Figura 35. Velocidad de corrosión Vs Temperatura pozo Abanico 5**



Fuente: INCITEMA

La Figura 39 representa la velocidad de corrosión vs presión parcial de CO<sub>2</sub>, se puede observar que la velocidad de corrosión aumenta al aumentar la presión parcial de CO<sub>2</sub> (trazo azul), también se aprecia que la velocidad de corrosión sufrió un corto aumento debido a la presencia de inhibidor (trazo rojo).

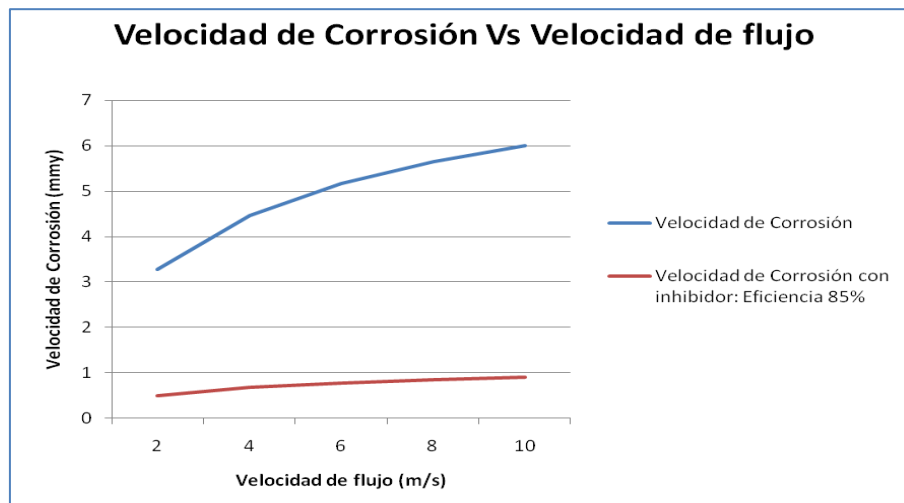
**Figura 36. Velocidad de corrosión Vs Presión parcial de CO<sub>2</sub> pozo Abanico 5**



Fuente: INCITEMA

La Velocidad de corrosión Vs Velocidad de flujo representa por la Figura 40, se observa que la velocidad de corrosión aumenta con el incremento de la velocidad de flujo (trazo azul), pero también se aprecia que la velocidad de corrosión sufrió un corto aumento debido a la acción que el inhibidor ejerce (trazo rojo).

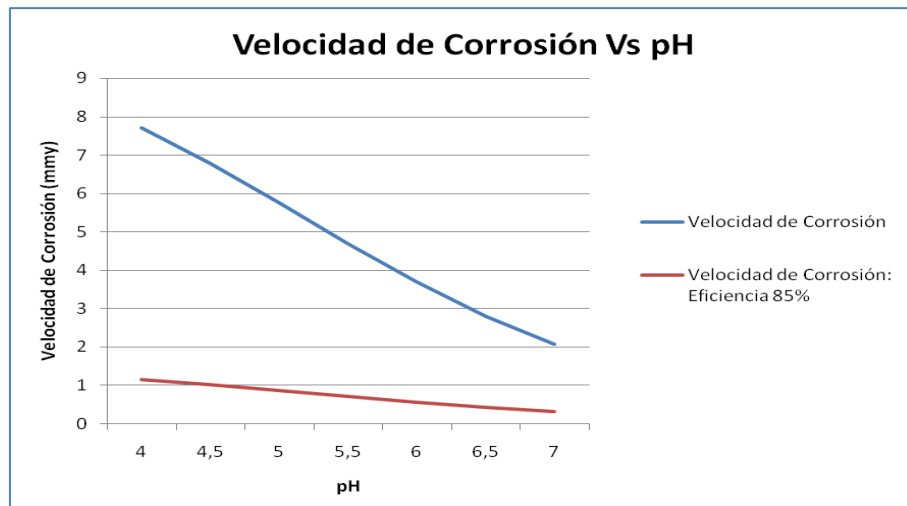
**Figura 37. Velocidad de corrosión Vs Velocidad de flujo pozo Abanico 5**



Fuente: INCITEMA

La Velocidad de corrosión Vs pH (Figura 40), ilustra que la velocidad de corrosión disminuye con el incremento del pH es decir en un medio acido aumentara (trazo azul), también se demuestra que la velocidad de corrosión sufrió un corto aumento en medio acido debido a la acción que el inhibidor ejerce (trazo rojo).

**Figura 38. Velocidad de corrosión Vs pH**



Fuente: INCITEMA

Aplicando el mismo procedimiento del empleado en **pozo Abanico 5**, se utiliza para los pozos Abanico 6, 14, 15, 16, 20, 21 y 26 en lo que se obtuvieron resultados resumidos en las siguientes tablas:

Con la información fisicoquímica y las condiciones de operación de los pozos suministrada en el monitoreo de Junio 20 de 2011, se obtuvo la información que está contenida en la Tabla 21 la cual presenta los resultados de las presiones parciales. Respecto a los resultados obtenidos de la Relación de KANE, se puede decir que aunque la tendencia de los pozos es a presentar corrosión por CO<sub>2</sub>, se debe tener en cuenta la acción del H<sub>2</sub>S debido a las consecuencias de falla por éste fenómeno (corrosión ácida).

**Tabla 21. Resultados del cálculo de presiones parciales**

POZO	BHP(bar)	%MOLAR CO <sub>2</sub>	P.P.CO <sub>2</sub> (bar)	H <sub>2</sub> S ppm	%MOLAR H <sub>2</sub> S	P.P.H <sub>2</sub> S (bar)	RELACION DE KANE
ABANICO 6	17,65	5	0,88	60	6x10 <sup>-3</sup>	1,059 x10 <sup>-3</sup>	836,6
ABANICO 14	3,58	15	0,53	320	0,032	1,14 x10 <sup>-3</sup>	487,5
ABANICO 15	8,06	4	0,32	12	1,2x10 <sup>-3</sup>	9,68 x10 <sup>-5</sup>	48347
ABANICO 16	3,93	5	0,196	35	3,5x10 <sup>-3</sup>	1,375 x10 <sup>-4</sup>	1424,56
ABANICO 20	3,38	1	0,033	40	4x10 <sup>-3</sup>	1,35 x10 <sup>-4</sup>	250
ABANICO 21	13,65	5	0,68	60	6x10 <sup>-3</sup>	8,19 x10 <sup>-4</sup>	833,33
ABANICO 26	5,86	5	0,29	13	1,3x10 <sup>-3</sup>	7,62 x10 <sup>-5</sup>	3863

Fuente: INCITEMA

La norma NACE MR 0175 establece el tipo de servicio ácido, teniendo en cuenta las condiciones del pozo y conociendo la presión parcial de H<sub>2</sub>S y de CO<sub>2</sub>. Es posible usar la ecuación de ODDO-TOMSON para calcular el pH real. Se realiza una corrección para tener en cuenta las altas presiones del sistema, se usa el concepto de fugacidad para remplazar el de presión parcial a lo que los resultados se presentan en la Tabla 22.

Con el pH calculado y la presión parcial de H<sub>2</sub>S es posible determinar la región que establece las condiciones de servicio del material en la cual teniendo en cuenta que en ningún caso las condiciones de servicio **no son ácidas**, y de acuerdo a la norma ISO 15156-2 se determina el tipo de material a utilizar, que para el caso de la zona 0 corresponde a aceros al carbono sin designación especial.

**Tabla 22. Resultados del cálculo del pH real**

POZO	Temperatura(°C)	Presión Total(bar)	P.P.CO <sub>2</sub> (bar)	P.P.H <sub>2</sub> S(bar)	TDS	pH calculado
ABANICO 6	18,33	17,65	0,88	1,059 x10 <sup>-3</sup>	2258,57	5,69
ABANICO 14	36,6	3,58	0,53	1,14 x10 <sup>-3</sup>	177783,1	6,1
ABANICO 15	40,55	8,06	0,32	9,68 x10 <sup>-5</sup>	2705,75	6,35
ABANICO 16	40	3,93	0,196	1,375 x10 <sup>-4</sup>	2611,49	6,49
ABANICO 20	40	3,38	0,033	1,35 x10 <sup>-4</sup>	43119,8	6,96
ABANICO 21	42,22	13,65	0,68	8,19 x10 <sup>-4</sup>	3911,37	6,11
ABANICO 26	43,88	5,86	0,29	7,62 x10 <sup>-5</sup>	2,61186	6,3

Fuente: INCITEMA

La selección del material se realiza de acuerdo a los datos y resultados obtenidos de todos los pozos, los cuales permiten determinar que de acuerdo al tipo de servicio y temperatura de trabajo es recomendable usar los materiales correspondientes a aplicaciones para cualquier temperatura.

Los análisis de tendencias de incrustación para todos y cada uno los pozos muestran que, de acuerdo a las especies disueltas en el agua se tiene una alta probabilidad de formar carbonato de calcio, especialmente a altas temperaturas. Las incrustaciones de sulfato de bario pueden presentarse en el sistema, aunque en poca cantidad. Otro tipo de incrustación es poco probable de acuerdo a las condiciones fisicoquímicas de los pozos.

Las velocidades de corrosión se calcularon asumiendo una velocidad de flujo de 5 m/s y diámetro hidráulico de 3 pulgadas para incluir el efecto del flujo en la velocidad de corrosión. La temperatura se asumió como el valor reportado en los análisis fisicoquímicos, aunque se espera que el valor real en condiciones de fondo de pozo sea superior, por ésta razón la rata de corrosión calculada debería ser inferior al valor real.

**Tabla 23. Datos obtenidos empleando Modelo WAARD et al**

WAARD ET AL							
POZO	DATOS DE ENTRADA						DATOS DE SALIDA
	Temperatura(°C )	P.P.CO <sub>2</sub>	pH	Velocidad de fluido(m/s)	Diámetro hidráulico(in)	Eficiencia del inhibidor (%)	Velocidad de corrosión(mmy)
Ab-6	18,33	0,88	5,69	5	3	0,001	1,961457465
Ab-14	36,66	0,53	6,1	5	3	0,001	1,671717825
Ab-15	40,55	0,32	6,35	5	3	0,001	1,13239483
Ab-16	40	0,196	6,49	5	3	0,001	0,750604787
Ab-20	40	0,033	6,96	5	3	0,001	0,163917964
Ab-21	42,22	0,68	6,11	5	3	0,001	2,155063092
Ab-26	43,88	0,29	6,3	5	3	0,001	1,125992542

Fuente: INCITEMA

Los valores de rata de corrosión calculados (Tabla 24,) son bastante altos si se comparan con la norma NACE RP-07, aunque el control con inhibidores de corrosión permite obtener valores de corrosión leve. Por ésta razón se recomienda el uso de inhibidores con adecuada eficiencia que permita mantener la integridad de cada pozo.

**Tabla 24. Velocidades de corrosión empleando los modelos WAARD y Modelo 1:**

POZO ABANICO	MODELO 1		WAARD		OBSERVACIONES
	Con Inhibidor	Sin inhibidor	Con Inhibidor	Sin inhibidor	
6	0,1605mmy (6,36 mpy)	1,07 mmy (42,42 mpy)	0,294 mmy (11,65 mpy)	1,96 mmy (77,714 mpy)	Las pruebas se realizaron con inhibidor con eficiencia del 85%
14	0,27 mmy (11 mpy)	1,83 mmy (73 mpy)	0,25 mmy (10 mpy)	1,67 mmy (66 mpy)	
15	0,228 mmy (9 mpy)	1,52 mmy (60 mpy)	0,17 mmy (6,74 mpy)	1,13 mmy (74 mpy)	
16	0,138mmy (5,47 mpy)	0,92 mmy (36,47 mpy)	0,1125 mmy (4,46 mpy)	0,75 mmy (29,73 mpy)	
20	0,043	0,29	0,024 mmy(0,95)	0,16 mmy(6,34)	

POZO ABANICO	MODELO 1		WAARD		OBSERVACIONES
	Con Inhibidor	Sin inhibidor	Con Inhibidor	Sin inhibidor	
	mmy(6,45*10 <sup>-3</sup> mpy)	mmy(11,5 mpy)	mpy)	mpy)	
21	0,411 mmy (16,29 mpy)	2,74 mmy (108,64 mpy)	0,32 mmy (12,78mpy)	2,15 mmy (85,24 mpy)	
26	0,198 mmy (7,85 mpy)	1,32 mmy (52 mpy)	0,168 mmy (6,6 mpy)	1,12 mmy (44 mpy)	

Fuente: INCITEMA

El efecto de la velocidad de corrosión respecto a las variables como presión parcial de CO<sub>2</sub>, temperatura, velocidad de flujo y pH para los pozos Abanico 6, 14, 15, 16, 20, 21 y 26 se encuentran en Anexo A.

## 5. IMPLEMENTACION DE ESTRATEGIAS DE MITIGACION DE IMPACTO ECONOMICO POR PROBLEMAS DE CORROSION DOWNHOLE

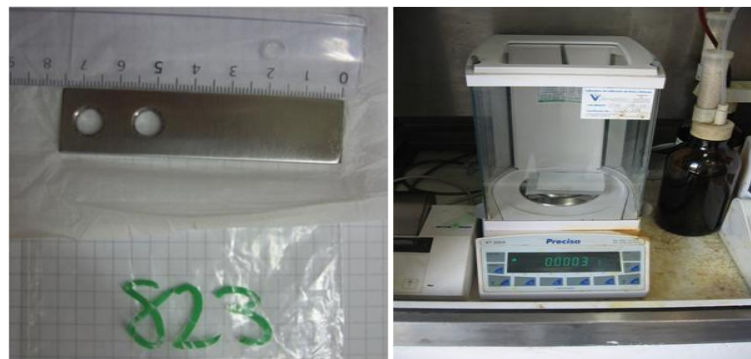
### 5.1 EVALUACION CON CUPONES DE CORROSION DE POSIBLES MATERIALES A UTILIZAR EN DOWNHOLE.

#### 5.1.1 Instalación de Cupón TN-80 3Cr

El día 8 de Agosto del 2011 se instaló en el pozo Abanico 15 un cupón de material TN80Cr3; el objetivo del ensayo es determinar la resistencia de este material bajo el ambiente corrosivo presente en el pozo y su compatibilidad con el inhibidor de corrosión aplicado mediante sistema capilar.

Como procedimiento inicial se procedió a pesar el cupón:  
Peso 34.2866 gr

**Figura 39. (a) Medición directa de cupón (longitud) y (b) Balanza digital.**



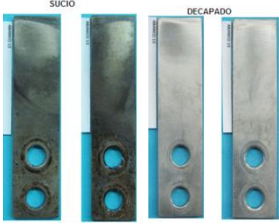
a)

b)

Fuente: Pacific

La Tabla 26 presenta un registro completo sobre el análisis del cupón que se instaló, lo que finalmente permitió determinar que el nivel de corrosión es bajo.

**Tabla 25. Registro de análisis cupón TN-80 3Cr**

<b>REGISTRO DE ANALISIS</b>			
Tiempo de exposición (días) t	42	Peso organico (g) Po	<b>0.0105</b>
		Peso inorganico (g) Pi	<b>0.039</b>
Area de exposición (pulg <sup>2</sup> ) a	<b>6.8192</b>	Tasa depositacionorg (mpd)	<b>0.0367</b>
Peso inicial (g) Pi	<b>34.2866</b>	Tasa depositacioninorg (mpd)	<b>0.0136</b>
Peso sucio (g) Ps	<b>34.2854</b>	Velocidad de corrosión (mpy)	<b>0.1544</b>
Peso solvente Ps	<b>34.2749</b>	Nivel de corrosión	<b>bajo</b>
Peso final (g) Pf	<b>34.2710</b>	Nivel de picadura	<b>no presente</b>
			

Fuente: INCITEMA.

### 5.1.2 Instalación de Cupones de TN70CS y de TN80Cr3

Una vez retirado el cupón de TN80Cr3, se procedió a instalar dos cupones, 1 de TN70CS y otro de TN-80 3Cr; el objetivo de esta prueba es determinar al comportamiento de los dos materiales bajo las mismas condiciones de producción del pozo. El tiempo de exposición establecido sería el mismo que se tomó para el primer cupón de TN80Cr3. En la Tabla 27 se observa un registro completo sobre la instalación de los cupones.


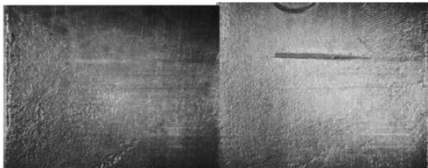
**Tabla 26. Registro de instalación de cupones TN80Cr3 y TN70CS**

Material de fabricación	TN80Cr3	TN70CS
Numero de identificación	B1	N/A
Fecha de elaboración	08/2011	08/2011
Peso antes de instalación	12.5604 gr	11.6804 gr
Dimensiones del Cupón	76.54x12.86x1.70 mm	76.54x12.86x1.70 mm
Fecha de instalación	19/09/2011	19/09/2011
Fecha de remoción	21/10/2011	21/10/2011

Fuente: Pacific

Las Tablas 28 y 29 indican los resultados finales que se obtuvieron de los análisis que se realizaron a los cupones, estos vienen acompañados de un registro fotográfico. Finalmente se obtuvo que el nivel de corrosión es bajo.

**Tabla 27. Resultados del análisis realizado al Cupón TN80Cr3**


REGISTRO DE ANALISIS		
Tiempo de exposición (días) t	43	Peso orgánico (g) Po <b>0.0047</b>
		Peso inorgánico (g) Pi <b>0.0123</b>
Área de exposición (pulg <sup>2</sup> ) a	3.3098	Tasa depositación org (mpd) <b>0.0330</b>
Peso inicial (g) Pi	12.5664	Tasa depositación inorgánico (mpd) <b>0.0864</b>
Peso sucio (g) Ps	12.5335	Velocidad de corrosión (mpy) <b>0.9936</b>
Peso solvente Ps	12.5288	Nivel de corrosión <b>bajo</b>
Peso final (g) Pf	12.5165	Nivel de picadura <b>no presente</b>
<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">  <p>Decapado</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>Superficie de desgaste</p> </div> </div>		

Fuente: INCITEMA

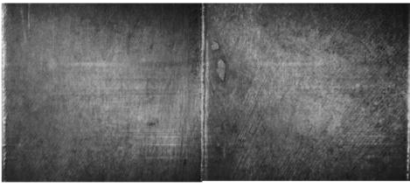
**Tabla 28. Resultados de Cupón TN70CS**

<b>REGISTRO DE ANALISIS</b>			
Tiempo de exposición (días) t	<b>43</b>	Peso orgánico (g) Po	<b>0.0032</b>
		Peso inorgánico (g) Pi	<b>0.0071</b>
Area de exposición (pulg <sup>2</sup> ) a	<b>3.3098</b>	Tasa depositaciónorg (mpd)	<b>0.0225</b>
Peso inicial (g) Pi	<b>11.7422</b>	Tasa depositacióninorg (mpd)	<b>0.0499</b>
Peso sucio (g) Ps	<b>11.7045</b>	Velocidad de corrosión (mpy)	<b>0.9557</b>
Peso solvente Ps	<b>11.7013</b>	Nivel de corrosión	<b>bajo</b>
Peso final (g) Pf	<b>11.6942</b>	Nivel de picadura	<b>no presente</b>



Decapado



Superficie de desgaste

Fuente: INCITEMA

## **5.2 EVALUACIÓN DEL TIPO DE MATERIAL BAJO LAS CONDICIONES DE AGRESIVIDAD DE LOS POZOS.**

La Tabla 24 corresponde a la velocidad de corrosión simulada la cual muestra información sobre la composición química que presenta la tubería Tenaris, esta contiene a su vez el tipo de tratamiento químico que tenía la tubería y la velocidad de corrosión resultante de la simulación.

Como complemento se encuentra la Tabla 25 la cual muestra información relacionada con la velocidad de corrosión simulada evaluada con y sin inhibidor a

los pozos Abanico 5, 6, 14, 15, 16, 20 y 26 los cuales simularon para cada tipo de tubería.

**Tabla 29. Velocidad de corrosión simulada.**

Tipo	Composición Química								Trat. Térmico	Veloc. de Corrosión (mpy)	Inhibidor (mpy)
	%C	%Mn	%Ni	%Cu	%P	%S	%Si	%Cr			
J55	0,34			0,2					N	350	70,0
N80	0,28	1,45	0,15	0,25	0,025	0,01	0,4	0,05	Q&T	415,35	83,07
L80	0,43	1,9	0,25	0,35	0,03	0,03	0,45	0,25	Q&T	329,13	65,80
TN70 CS	0.45	1.5	0.15		0.015	0.01	0.55	1.15	Q&T	170.47	34.06
TN80 3Cr	0,11	0,7	0,15		0,02	0,005	0,4	3,7	Q&T	75,19	3,77

Fuente: TENARIS

**Tabla 30. Velocidad de corrosión simulada evaluada con y sin inhibidor.**

Grados	AB 5		AB 6		AB14		AB15		AB16		AB20		AB 26	
	Velocidad de Corrosión mpy		Velocidad de Corrosión mpy		Velocidad de Corrosión mpy		Velocidad de Corrosión mpy		Velocidad de Corrosión mpy		Velocidad de Corrosión mpy		Velocidad de Corrosión mpy	
	Sin Inhibidor	Con Inhibidor	Sin Inhibidor	Con Inhibidor	Sin Inhibidor	Con Inhibidor	Sin Inhibidor	Con Inhibidor	Sin Inhibidor	Con Inhibidor	Sin Inhibidor	Con Inhibidor	Sin Inhibidor	Con Inhibidor
N80	415.35	83.07	148.81	29.76	163.38	32.67	232.60	43.53	22.83	1.14	0.00	0.00	51.97	2.60
L80	329.13	65.8	125.98	23.7	124.8	6.22	184	9.2	100	5	0.00	0.00	226.77	45.35
J55	305.9	61.22	148.8	27.1	133.07	26.57	193.00	9.64	126.38	25.28	0.00	0.00	285.83	57.17
TN														
70 CS	170.47	34.055	61.4	3.12	64.56	3.22	95.27	4.76	52	2.6	0.00	0.00	124.1	23.4
TN														
80 3Cr	75.19	3.77	27.16	1.37	28.74	1.41	42.12	2.12	22.8	1.14	0.00	0.00	52	2.6

Fuente: TENARIS

### 5.2.1 Evaluación de inhibidores de corrosión

Los inhibidores de corrosión son sustancias químicas que brindan protección a las estructuras metálicas mediante la formación de películas en su superficie, de ésta

forma se dificulta el tránsito de especies desde el metal hacia la solución y viceversa, retrasando el proceso corrosivo.

La evaluación de inhibidores de corrosión se realiza de acuerdo a la norma NACE G170 "Standar Guide for Evaluating and Qualifying Oilfield and Refinery Corrosion Inhibitors in the Laboratory".

Procedimiento:

- 1) Preparar salmuera sintética o solución rica en cloruros en agua destilada y desionizada o muestras de agua del sistema a analizar, sin presencia de inhibidores de corrosión.
- 2) Dosificar el inhibidor de corrosión de acuerdo a las concentraciones que se desean evaluar (teniendo en cuenta la densidad del producto) usando una micropipeta de precisión y agitando hasta lograr la dilución completa. Se debe preparar una solución de referencia sin adición de inhibidor. Las soluciones se dejan en reposo durante al menos 24 horas.
- 3) Tomar una muestra de cada solución y construir una celda electroquímica (Solución, electrodo de trabajo, contraelectrodo y electrodo de referencia). Se realizan mediciones de potencial, curvas Tafel y de resistencia a la polarización lineal (LPR) según norma ASTM G5 "Standar Reference Test Method for Making Potentio dynamic Anodic Polarization Measurements".
- 4) Determinar las pendientes anódicas y catódicas. Calcular la velocidad de corrosión según norma ASTM G5 "Standar Reference Test Method for Making Potentio dynamic Anodic Polarization Measurements".

- 5) Tomar una muestra de cada solución, construir una celda electroquímica y realizar evaluación electroquímica con electrodo de anillo rotatorio según las velocidades de flujo que se desee evaluar. Se realizan mediciones de potencial, curvas Tafel y de resistencia a la polarización lineal (LPR) según norma ASTM G5 “Standar Reference Test Method for Making Potentio dynamic Anodic Polarization Measurements”.
- 6) Determinar las pendientes anódicas y catódicas. Calcular la velocidad de corrosión según norma ASTM G5 “Standar Reference Test Method for Making Potentio dynamic Anodic Polarization Measurements”.
- 7)
- 8) La eficiencia del inhibidor (%) de corrosión estará dada por la siguiente expresión:

$$\%Inhibición = 100 - \left( \frac{V_{inhibición} * 100}{V} \right)$$

**Dónde:**  $V_{inhibición}$  = Rata de corrosión del material con inhibidor.

$V$  =Rata de corrosión del material sin inhibidor.

Para la evaluación de los inhibidores de corrosión se realizo el siguiente procedimiento experimental.

Se recibieron 4 inhibidores de corrosión identificados como INHIBIDOR I, INHIBIDOR II, INHIBIDOR III e INHIBIDOR IV. Los inhibidores fueron dosificados en una solución de agua destilada y desmineralizada con concentraciones de 15000 ppm y 30000 ppm de NaCl. Las concentraciones seleccionadas de inhibidor fueron de 45 ppm y 90 ppm (Figura 43).

**Figura 40. Procedimiento de dosificación de inhibidores**



Fuente: INCITEMA

Se desarrollaron evaluaciones de acuerdo al diseño experimental planteado en la Tabla 32, hasta completar todas las combinaciones posibles para cada inhibidor, de ésta forma se realizaron un total de 32 pruebas, es decir 8 pruebas por inhibidor.

**Tabla 31. Diseño experimental**

INHIBIDOR	CONCENTRACIÓN DE NaCl (ppm)	CO <sub>2</sub>	DOSIFICACIONES (ppm)
X	15000	SI	45
	30000	NO	90

Fuente: INCITEMA

Se realizaron pruebas electroquímicas luego de 24 horas de reposo para las soluciones dosificadas, de acuerdo a la norma ASTM G-170-01a (Standard Guide for Evaluating and Qualifying Oilfield and Refinery Corrosion Inhibitors in the Laboratory).

Para la evaluación mediante técnicas electroquímicas se utilizó un electrodo de anillo rotatorio acoplado a un potenciostato PG TEKCORR 4.1 como se muestra en la Figura 44.

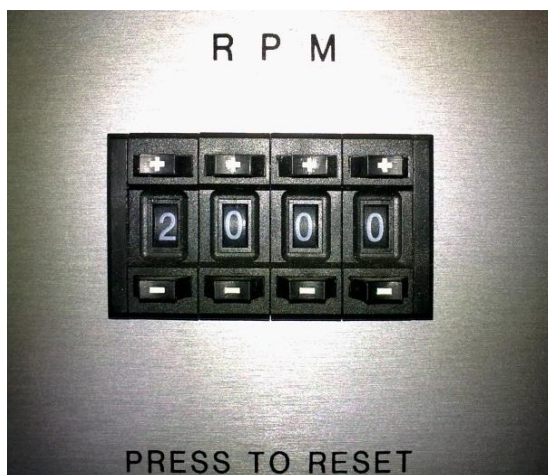
La velocidad de rotación se mantuvo en 2000 rpm (Figura 45) para todas las pruebas, de ésta forma se simula un flujo de 1,204 m/s.

**Figura 41. Electrodo de anillo rotatorio.**



Fuente: INCITEMA

**Figura 42. Detalle de velocidad de rotación del electrodo.**

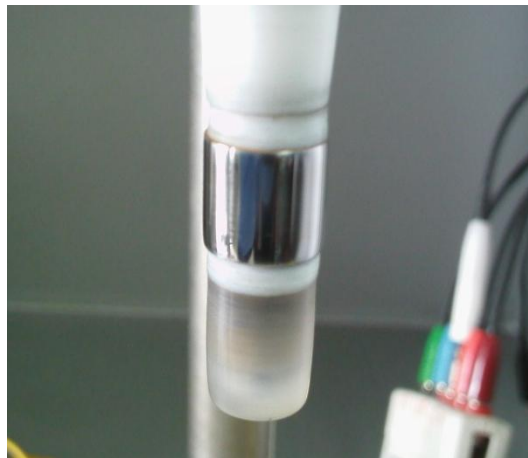


Fuente: INCITEMA

Las probetas cilíndricas (electrodos de trabajo) de acero AISI 1020 de 1 cm de longitud y 1,15 cm diámetro externo fueron pulidas antes de cada prueba desde grano 180 hasta 1200, el acabado superficial se observa en la Figura 46.

El potencial de corrosión entre el electrodo de trabajo y el electrodo de referencia (plata/cloruro de plata) fue estabilizado durante 1 hora, luego de éste periodo se desarrollaron las pruebas de resistencia a la polarización lineal (LPR) y curvas de polarización Tafel.

**Figura 43. Acabado superficial del electrodo de trabajo.**



Fuente: INCITEMA

El análisis de resultados de las técnicas electroquímicas mencionadas permitió determinar la velocidad de corrosión del material.

Se simularon soluciones con alto contenido de cloruros (15000 ppm y 30000 ppm de NaCl) bajo dos ambientes diferentes. El primero presenta la solución expuesta al ambiente, en éste caso se tiene oxígeno afectando el sistema, las ratas de corrosión y el daño a la superficie metálica son más severas. El segundo sistema elimina el oxígeno atmosférico mediante la inyección de  $\text{CO}_2$  (Figura 47), de ésta forma se acidifica levemente la solución. Los daños a la probeta y la velocidad de corrosión son inferiores a los del primer ambiente, aunque recrea en mejor forma

las condiciones reales a las que se encontrarán expuestos los inhibidores de corrosión.

**Figura 44. Montaje para pruebas en ambientes saturados con CO<sub>2</sub>.**



Fuente: INCITEMA

La rata de corrosión encontrada en cada prueba se comparó con la referencia obtenida al analizar el comportamiento del electrodo de trabajo sin presencia de inhibidores en todas las soluciones y ambientes (Tabla 33). De ésta forma se determinó la eficiencia del inhibidor en cada caso.

**Tabla 32. Velocidades de corrosión de referencia.**

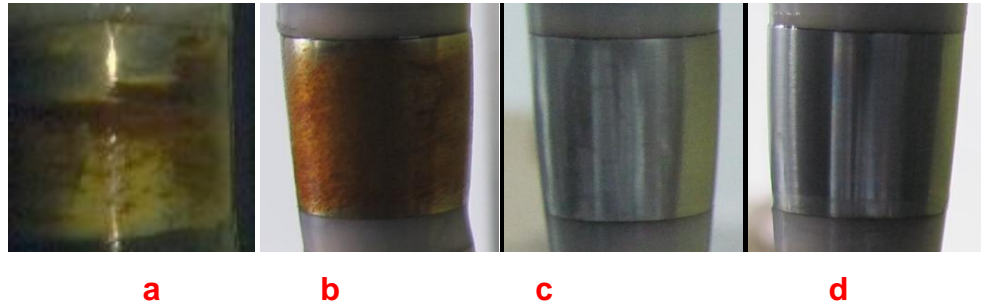
VEL. DE CORROSIÓN DE REFERENCIA (mpy sin inhibidor de corrosión)		
SOLUCIÓN	SIN CO2	CON CO2
NaCl 30000 ppm	67,4	23,02
NaCl 15000 ppm	44,84	18,9

Fuente: INCITEMA

La Figura 48 presenta el estado de los electrodos de trabajo luego de las pruebas de referencia. Se puede observar que el metal se degradó, en cuanto a su aspecto

físico, presentándose en distintas formas mostrando un aspecto tosco los cuales se pueden observar en la figura a y b.


**Figura 45. Electrodo de trabajo para a) NaCl 15000 ppm sin CO<sub>2</sub>, b) NaCl 30000 ppm sin CO<sub>2</sub>, c) NaCl 15000 ppm con CO<sub>2</sub> y d) NaCl 30000 ppm con CO<sub>2</sub>.**







Fuente: INCITEMA

**5.2.1.1 Evaluación en ambiente con 15000 ppm de NaCl sin CO<sub>2</sub>** La Tabla 34 presenta los resultados de la evaluación electroquímica y el aspecto de los electrodos metálicos al terminar las pruebas en ambiente con 15000 ppm de NaCl, sin presencia de CO<sub>2</sub>, el color naranja en la superficie es típico de sistemas con presencia de oxígeno.

**Tabla 13. Resultados de evaluación en ambiente sin CO<sub>2</sub> y 15000 ppm de NaCl.**

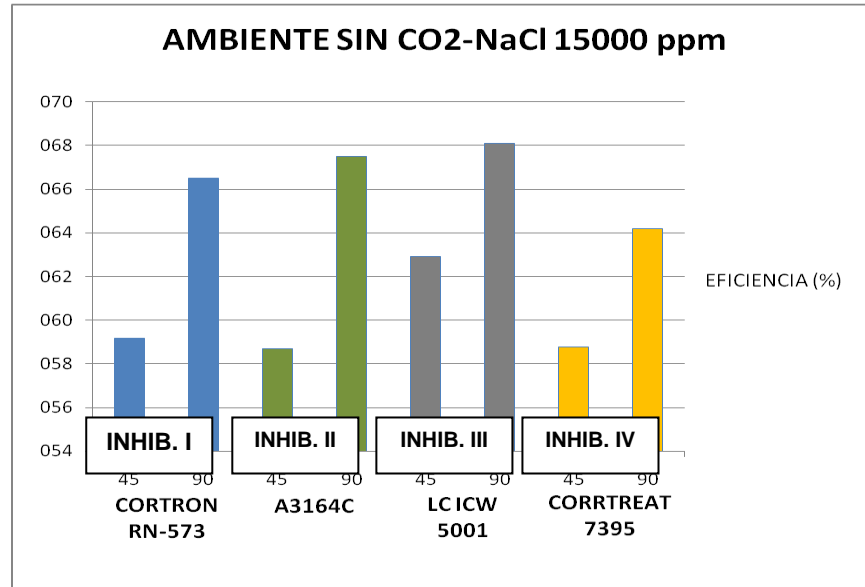
AMBIENTE SIN CO <sub>2</sub> -NaCl 15000 ppm					
RATA DE CORROSIÓN DE REFERENCIA SIN INHIBIDOR: 44,84 mpy					
FABRICANTE	PRODUCTO	DOSIFICACIÓN (ppm)	VEL. DE CORROSIÓN (mpy)	EFICIENCIA (%)	ELECTRODO
CHAMPION TECHNOLOGIES	INHIBIDOR I	45	18,30	59,19	

AMBIENTE SIN CO <sub>2</sub> -NaCl 15000 ppm					
RATA DE CORROSIÓN DE REFERENCIA SIN INHIBIDOR: 44,84 mpy					
FABRICANTE	PRODUCTO	DOSIFICACIÓN (ppm)	VEL. DE CORROSIÓN (mpy)	EFICIENCIA (%)	ELECTRODO
		90	15,03	66,48	
NALCO DE COLOMBIA	INHIBIDOR II	45	18,52	58,70	
		90	14,58	67,48	
LATINAMERICAN CHEMICAL TREATMENTS	INHIBIDOR III	45	16,62	62,93	
		90	14,31	68,09	
CLARIANT	INHIBIDOR IV	45	18,48	58,79	
		90	16,06	64,18	

Fuente: INCITEMA

La Figura 49 presenta gráficamente los resultados obtenidos respecto a la evaluación de la eficiencia de los inhibidores en ambientes sin CO<sub>2</sub> y 15000 ppm de NaCl. En esta se observa una buena eficiencia para los inhibidores INHIBIDOR III Y INHIBIDOR II, respecto a los anteriores presenta una mediana eficiencia el inhibidor INHIBIDOR I y, finalmente con una baja eficiencia se encuentra el inhibidor INHIBIDOR IV.









**Figura 46. Eficiencia de inhibidores en ambiente sin CO<sub>2</sub> y 15000 ppm de NaCl.**



Fuente: INCITEMA

La Tabla 35 presenta los resultados de la evaluación electroquímica y el aspecto de los electrodos metálicos al terminar las pruebas en ambiente con 15000 ppm de NaCl, sin presencia de CO<sub>2</sub>.

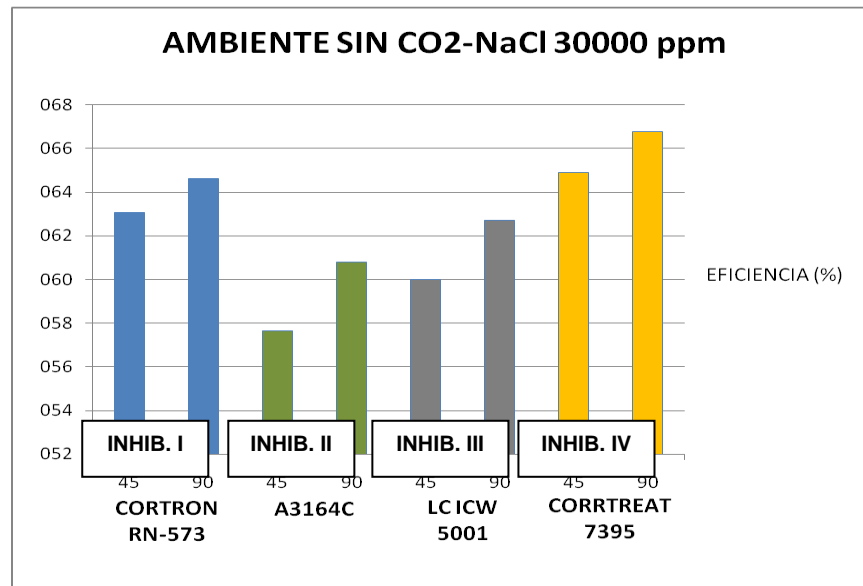
**Tabla 34. Resultados de evaluación en ambiente sin CO<sub>2</sub> y 30000 ppm de NaCl.**

AMBIENTE SIN CO <sub>2</sub> -NaCl 30000 ppm					
RATA DE CORROSIÓN DE REFERENCIA SIN INHIBIDOR: 67,4 mpy					
FABRICANTE	PRODUCTO	DOSIFICACIÓN (ppm)	VEL. DE CORROSIÓN (mpy)	EFICIENCIA (%)	ELECTRODO
CHAMPION TECHNOLOGIES	INHIBIDOR I	45	24,89	63,07	
		90	23,85	64,61	
NALCO DE COLOMBIA	INHIBIDOR II	45	28,56	57,63	
		90	26,43	60,79	
LATINAMERICAN CHEMICAL TREATMENTS	INHIBIDOR III	45	26,97	59,99	
		90	25,14	62,70	
CLARIANT	INHIBIDOR IV	45	23,66	64,90	
		90	22,38	66,80	

Fuente: INCITEMA

La Figura 50 presenta gráficamente los resultados obtenidos. Se puede observar que en este ambiente la eficiencia del inhibidor INHIBIDOR IV es mucho mejor respecto a la anterior (Figura 49)





**Figura 47. Eficiencia de inhibidores en ambiente sin CO<sub>2</sub> y 30000 ppm de NaCl.**



Fuente: INCITEMA

**5.2.1.2 Evaluación en ambiente con 15000ppm de NaCl, con CO<sub>2</sub>** La Tabla 36 presenta los resultados de la evaluación electroquímica y el aspecto de los electrodos metálicos al terminar las pruebas en ambiente con 15000 ppm de NaCl, con saturación de CO<sub>2</sub>. En ambientes libres de oxígeno desaparece la coloración de la superficie metálica.

**Tabla 35. Eficiencia de inhibidores en ambiente con CO<sub>2</sub> y 15000 ppm de NaCl.**

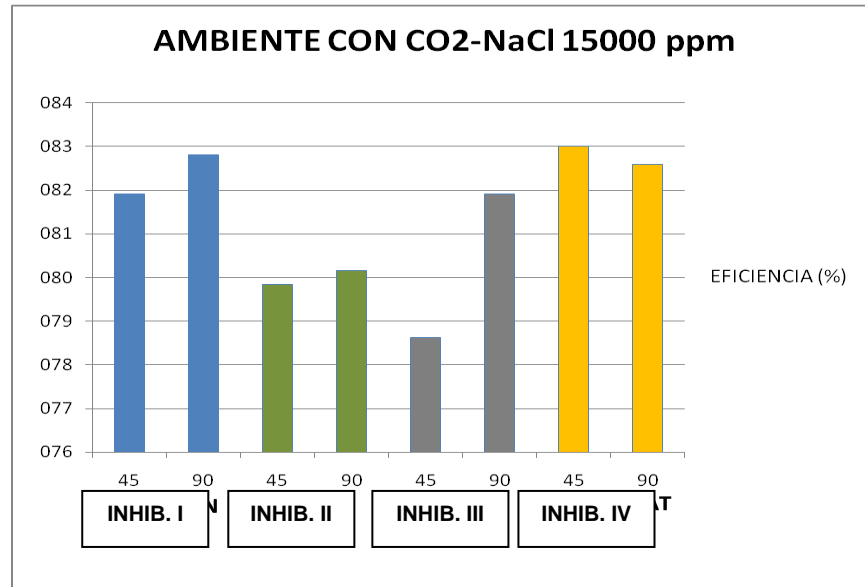
AMBIENTE CON CO <sub>2</sub> -NaCl 15000 ppm					
RATA DE CORROSIÓN DE REFERENCIA SIN INHIBIDOR: 18,9 mpy					
FABRICANTE	PRODUCTO	DOSIFICACIÓN (ppm)	VEL. DE CORROSIÓN (mpy)	EFICIENCIA (%)	ELECTRODO
CHAMPION TECHNOLOGIES	INHIBIDOR I	45	3,42	81,90	
		90	3,25	82,80	
NALCO DE COLOMBIA	INHIBIDOR II	45	3,81	79,84	
		90	3,75	80,16	
LATINAMERICAN CHEMICAL TREATMENTS	INHIBIDOR III	45	4,04	78,62	
		90	3,42	81,90	
CLARIANT	INHIBIDOR IV	45	3,29	82,59	
		90	3,21	83,02	

Fuente: INCITEMA

La Figura 51 presenta gráficamente los resultados obtenidos. Se puede observar que en general, y comparando con los resultados anteriores este ambiente la

eficiencia los inhibidores reaccionaron mucho mejor ante la presencia de CO<sub>2</sub>, aunque se destaca dos de los cuatro inhibidores correspondientes a INHIBIDOR IV y INHIBIDOR I.




**Figura 48. Eficiencia de inhibidores en ambiente con CO<sub>2</sub> y 15000 ppm de NaCl.**



Fuente: INCITEMA

**5.2.1.3 Evaluación en ambiente con 30000ppm de NaCl, con CO<sub>2</sub>** La Tabla 37 presenta los resultados de la evaluación electroquímica y el aspecto de los electrodos metálicos al terminar las pruebas en ambiente con 30000 ppm de NaCl, con saturación de CO<sub>2</sub>.

**Tabla 36. Eficiencia de inhibidores en ambiente con CO<sub>2</sub> y 30000 ppm de NaCl.**

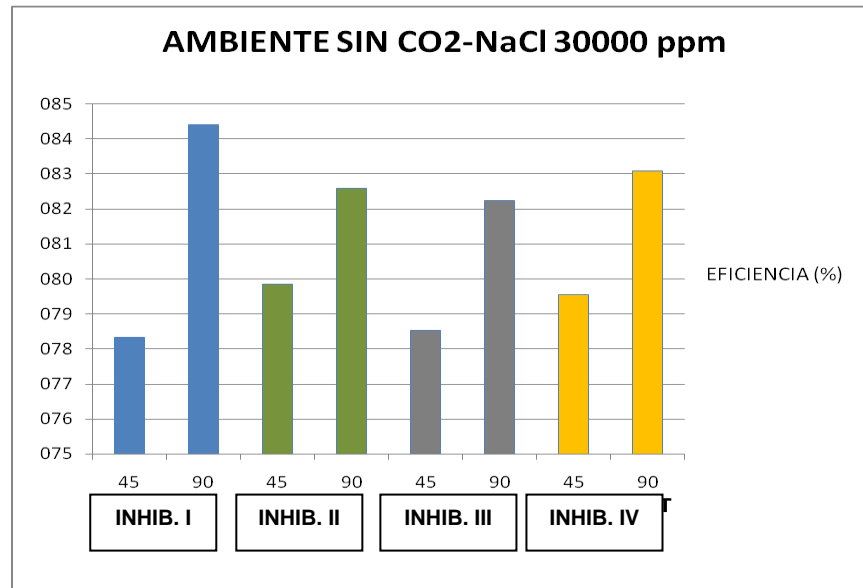
AMBIENTE CON CO <sub>2</sub> -NaCl 30000 ppm					
RATA DE CORROSIÓN DE REFERENCIA SIN INHIBIDOR: 23,02 mpy					
FABRICANTE	PRODUCTO	DOSIFICACIÓN (ppm)	VEL. DE CORROSIÓN (mpy)	EFICIENCIA (%)	ELECTRODO
CHAMPION TECHNOLOGIES	INHIBIDOR I	45	4,99	78,32	
		90	3,59	84,40	
NALCO DE COLOMBIA	INHIBIDOR II	45	4,64	79,84	
		90	4,01	82,58	
LATINAMERICAN CHEMICAL TREATMENTS	INHIBIDOR III	45	4,94	78,54	
		90	4,09	82,23	
CLARIANT	INHIBIDOR IV	45	4,71	79,54	
		90	3,89	83,10	

Fuente: INCITEMA

La Figura 52 presenta gráficamente los resultados obtenidos en los cuales se puede observar que en ausencia de CO<sub>2</sub> y aumento en ppm de NaCl la eficiencia

del inhibidor I es superior respecto a los otros los cuales permanecen casi que con la misma eficiencia.

**Figura 49. Eficiencia de inhibidores en ambiente con CO<sub>2</sub> y 30000 ppm de NaCl.**



Fuente: INCITEMA

Se puede decir que entre mayor es el porcentaje de inhibición mayor es la eficiencia del inhibidor de incrustación. Para este caso el inhibidor de incrustación que cumple con las mejores condiciones de inhibición es el denominado INHIBIDOR IV.

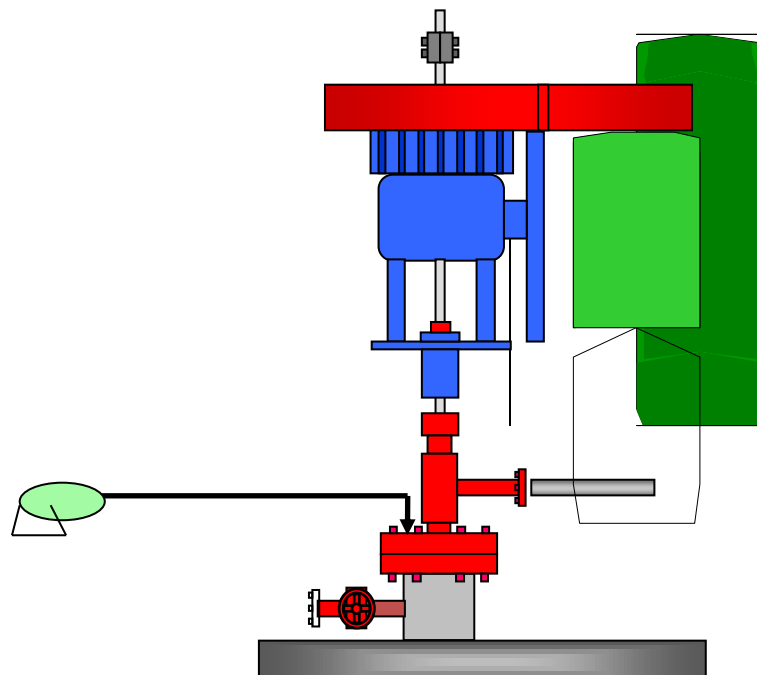
Cabe anotar que la norma aclara que el porcentaje de inhibición calculado únicamente sirve como método de comparación de los anti-scale.

### 5.2.2 Implementación de nuevas estrategias de inyección

Para el mejoramiento en cuanto a la producción de los pozos se realizaron algunos cambios en la forma de inyección ajustándolos como solución a los problemas que se hayan presentado para la ejecución de los procedimientos que corresponden en cuanto a la extracción del crudo. La Figura 10 presenta una forma de inyección continua aplicada a los pozos 15 y 16 del Campo Abanico.

**Figura 50. Inyección continua por capilar**

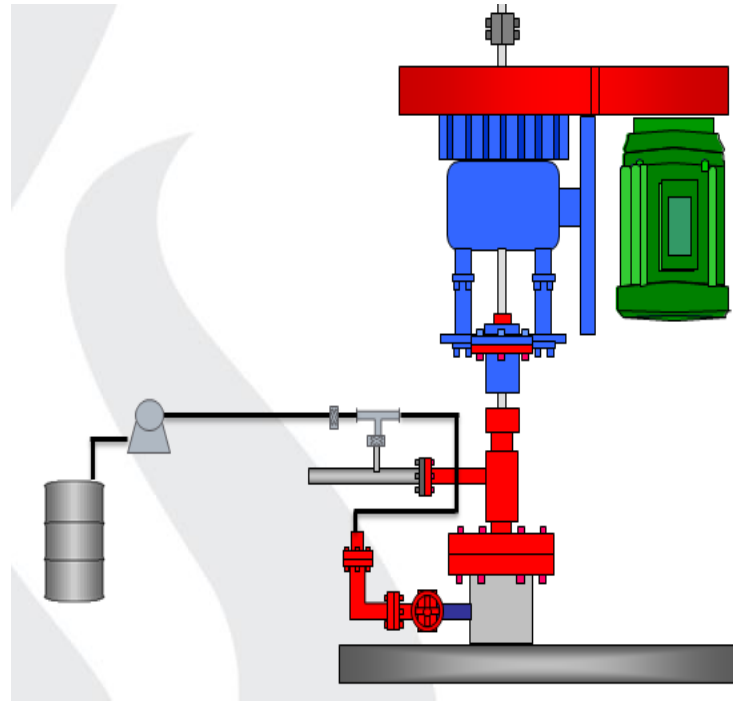
➤ **Aba-  
15**



Fuente: Pacific

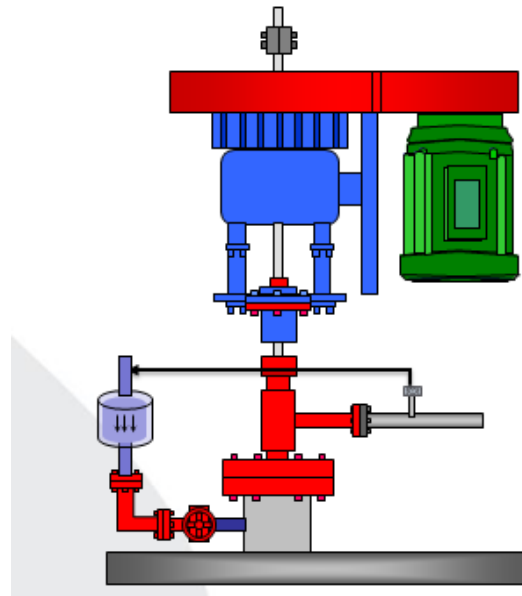
La nueva forma de bacheo, con bomba y recirculación simultánea (Figura 11) y el empleo de bacheo con dosificador y recirculación (Figura 12) se adaptaron a los sistemas de Campo Abanico añadiéndolos como solución a los inconvenientes presentados en algunos pozos, para las cuales se implementaron según sea el caso.

**Figura 51. Nueva forma de bacheo, con bomba y recirculación simultánea**



Fuente: Pacific

**Figura 52. Bacheo con dosificador y recirculación**



Fuente: Pacific

## 6. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Se considera que la corrosión es un importante problema tanto tecnológico como económico, por lo que debe analizarse desde ambas perspectivas. Los costos directos de la corrosión por las actividades del negocio se estiman como un importante valor dentro el desarrollo y sostenibilidad de un campo petrolífero, cuya participación girar por el orden de un 20% dentro de la vida útil de un campo.

En Colombia este margen depende en un gran porcentaje de las características de los equipos empleados en fondo, la calidad de la tubería y de la varilla, sumado a diferentes factores tecnológicos y económicos propios del bloque y de las prácticas y estándares de cada compañía. De ahí la necesidad de realizar un estudio profundo a nivel específico que recoja estas pérdidas, a ser posible con una metodología clara y aplicable para el Campo Abanico.

La evaluación económica representa uno de los pilares fundamentales en la toma de decisiones de un proyecto, ya que de ella depende la escogencia de una determinada opción. Para el desarrollo del presente estudio el análisis financiero se realizo con el propósito de evaluar las condiciones de la corrosión en el tiempo, sus causas y efectos, la repercusión en los costos operacionales y la incidencia en la productividad de los pozos; ya que de esta manera podremos cuantificar adecuadamente los costos de la corrosión, evitando los posibles errores que se puedan derivar de la extrapolación de los datos y la interpretación de las cifras.

Para realizar esta evaluación económica tomaremos como marco de referencia los principales indicadores que se manejan en la industria tales como costo de levantamiento por barril, volúmenes de producción de crudo, costos de las intervenciones a los pozos generados por la corrosión, fluctuaciones del Opex,

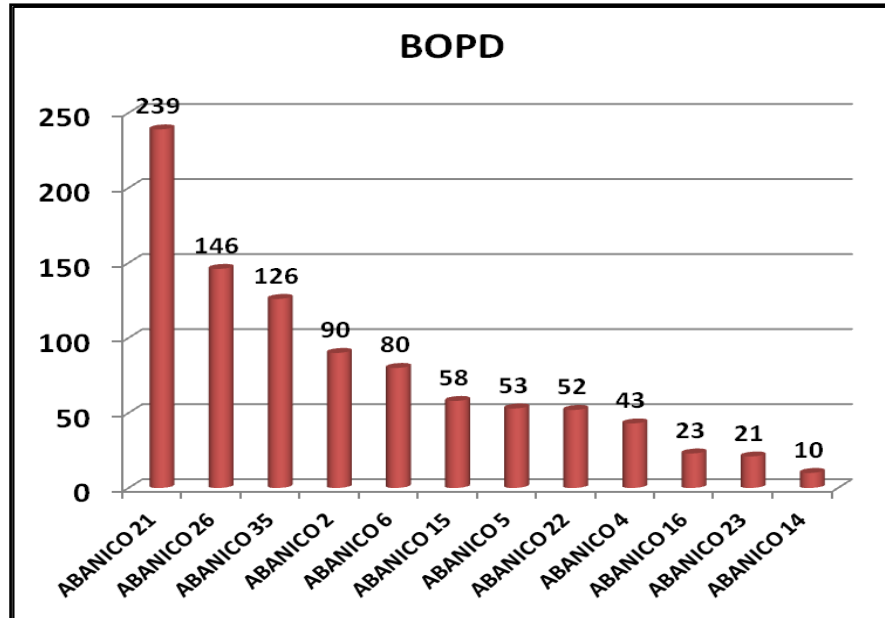
entre otras variables; de tal manera que podamos identificar y establecer las afectaciones de índole económico que la corrosión genera en los sistemas de levantamiento artificial, las repercusiones en los costos y el comportamiento de las medidas adoptadas por la parte técnica para mitigar este efecto al interior de la producción del campo principalmente con el tratamiento down hole cuyos resultados fueron los más relevantes para contra restar estos efectos.

Adicionalmente dentro del análisis de los mecanismos de corrosión, la evaluación del tratamiento químico y la evaluación de la metalurgia de los equipos en los pozos monitoreados, es primordial evaluar los antecedentes y datos históricos del campo, ya que esta problemática trasciende en las proyecciones y valoraciones financieras que se realicen sobre el mismo, puesto que dichas estimaciones deben reflejar que las inversiones realizadas representaron los resultados esperados y redundaron directamente en los volúmenes de producción del campo.

En principio partiremos de las consideraciones más importantes y relevantes para efectos del presente estudio, partiendo de los datos reales e históricos de los años 2010 y 2011.

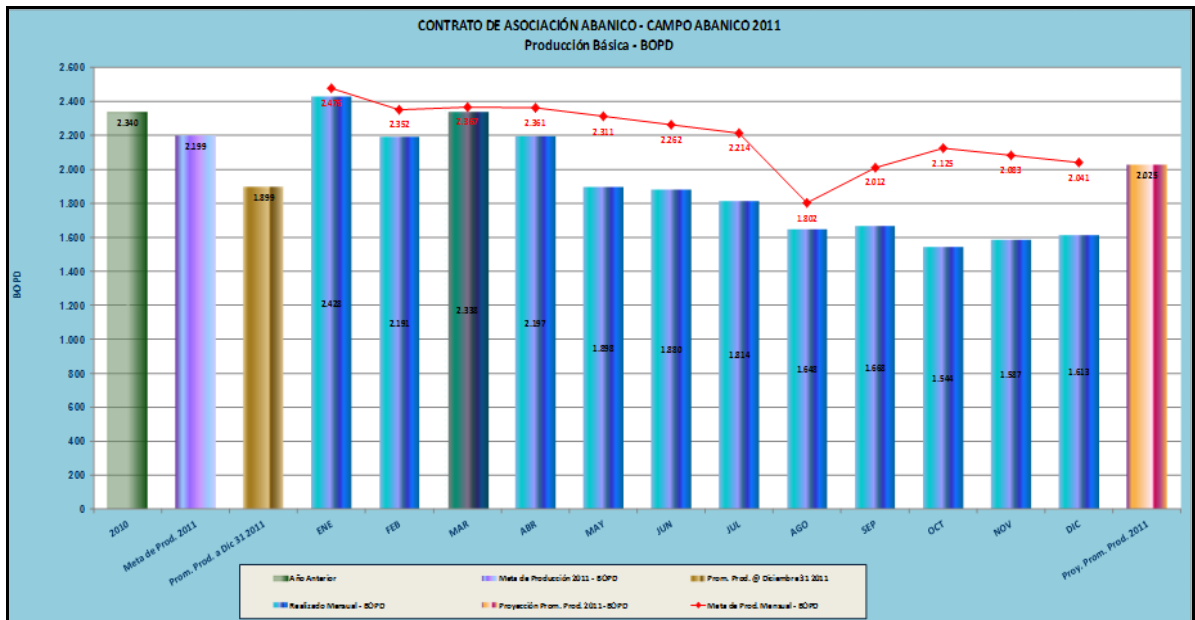
Como primer aspecto a tener en cuenta los volúmenes de producción los cuales reflejan las dimensiones del campo y el potencial de los pozos. Actualmente se encuentran clasificados de la siguiente manera:

**Figura 53. Clasificación de los Pozos por Producción**



Para el año 2010 la producción de crudo del Campo Abanico se mantuvo en un promedio de 2340 BOPD y para el año 2011 la producción fue de 1899 BOPD.

**Figura 54. Producción de Crudo Año 2010 y 2011**



## 6.1 COSTOS DE INTERVENCIONES A POZOS POR EFECTOS CORROSIVOS

La Tabla No. 1 relaciona las intervenciones realizadas a los pozos y los deterioros que presentaron las tuberías y alta presencia de corrosión en los equipos de fondo durante el año 2010, tiempo en el cual se presentaron la mayor cantidad de trabajos de well service y cuyos costos por este concepto ascendieron a los USD\$ 1.439.339

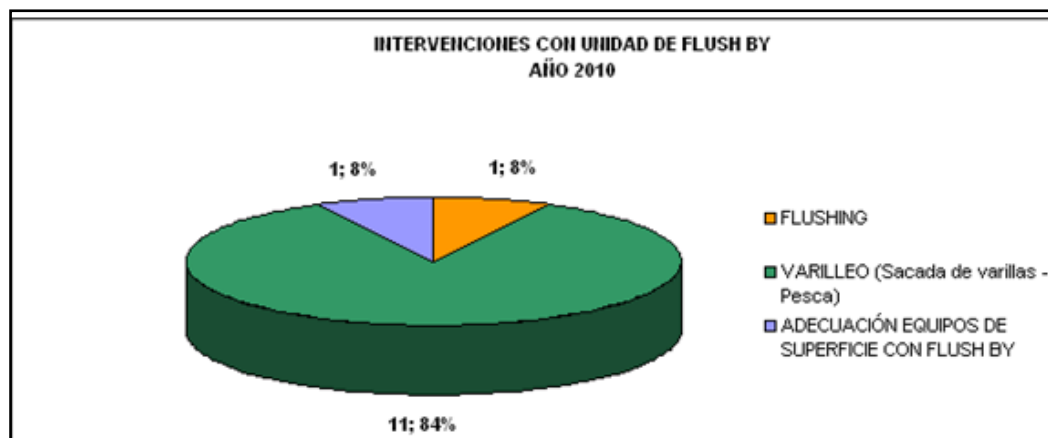
En vista de este escenario en febrero de este mismo año se llevaron a cabo las primeras pruebas con el tratamiento down hole en los pozos Abanico 4, 5, 6, 15, 21 y 26. El resultado de los primeros análisis de laboratorio fueron satisfactorios en cuanto a los problemas suscitados en los equipos de fondo.

**Tabla 37. Intervenciones Año 2010**

POZO	FECHA INTERVENCIÓN A POZO	COMENTARIOS	COSTO DEL SERVICIO (USD)
ABANICO-15	09-Feb-10	Se inspeccionan 97 Tbg de 3 1/2", saliendo 58 rechazadas por alta corrosión + 4 Tbg 3 1/2" con orificios.	266.733
ABANICO-15	21-Sep-10	Cambio de tubería rota. Se realiza inspección de tubería y se rechazan 39 juntas por mal estado, de las cuales 3 presentaron perforaciones.	
ABANICO-16	28-May-10	Cambio de tubería rota y en mal estado (15 Tbg 3 1/2").	190.330
ABANICO-18	28-Jul-10	Se realiza inspección de tubería y se rechazan 17 juntas por mal estado.	257.232
ABANICO-14	24-Jul-10	Se realiza inspección de tubería y se rechazan 2 juntas por corrosión y desgaste >50%.	201.730
ABANICO-24	01-Ago-10	Se realiza inspección de tubería y se rechazan 17 juntas por corrosión y desgaste >50%.	64.908
ABANICO-26	25-Sep-10	Se observó perforación a un costado de la primera bomba ESP @ 2848' (Aproximadamente). Igualmente, fuerte corrosión a un costado de los dos sellos del motor (Mismo costado).	458.406

Estos costos representaron el 0,089% del presupuesto de gastos e incremento el numero de servicios no planeados generando sobre costos operacionales.

**Figura 55. Inversiones con unidad de Flush by año 2010**



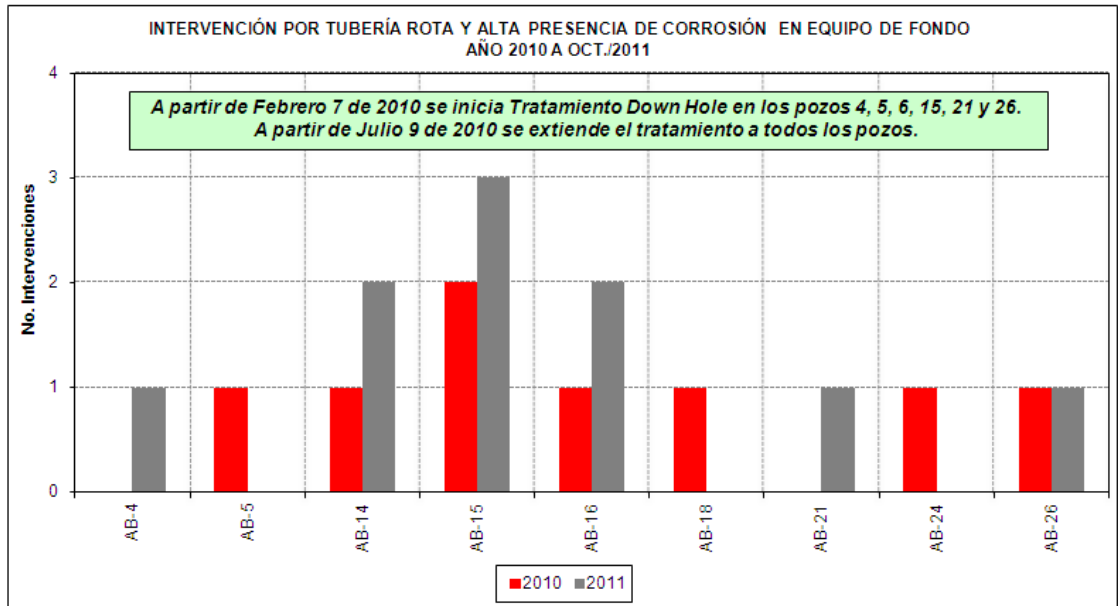
Para el año 2011 el estudio arroja intensificar el tratamiento por la cantidad tan elevada de tubería rota y el incremento de la corrosión en los equipos de fondo.

El costo asumido para la sostenibilidad de las medidas de contingencia (Tabla No. 2) para el 2011 se acercó a los USD\$63.000. Esta inversión obtuvo sus primeros resultados contundentes hacia mediados de año y continuó aliviando los efectos producidos gracias al seguimiento y a las pruebas iniciales disminuyendo así las inversiones en intervenciones futuras y por supuesto en las diferidas de producción.

**Tabla 38. Costo Tratamiento Down Hole**

MES	FLUIDO TRATADO POR DOWN HOLE	VALOR (USD\$)
Enero	658.541	10.885,68
Febrero	592.721	9.7697,68
Marzo	699.714	11.562,97
Abril	659.169	10.896,06
Mayo	681.502	11.265,22
Junio	506.493	8.372,33
<b>Costo Tratamiento Down Hole Año 2011</b>		<b>62.779,94</b>

**Figura 56. Intervenciones Tratamiento Down Hole**



Dentro del análisis de nuestro estudio pudimos observar la notoria disminución de las intervenciones causadas directamente por la presencia de corrosión en de las tuberías y el mejoramiento de las condiciones de los equipos de fondo, lo cual se refleja en la Tabla No. 3

Comparando las inversiones realizadas por este concepto entre los periodos 2010 y 2011 podemos resaltar que tan solo en primer semestre de 2011 los servicios asociados a corrosión llegaron a los USD\$688.712, es decir en un corto plazo ya se mostraba una disminución del 4,85% frente el mismo periodo del año inmediatamente anterior.

Para el acumulado anual al cotejar los dos periodos señalados tenemos que para el 2010 el total del gasto fue de USD\$1.439.339 mientras que para el 2011 represento USD\$1.324.037, es decir una disminución del 8%.

De antemano y bajo este escenario las expectativas para el periodo 2012 se centraran en la evolución del tratamiento y las inversiones realizadas en el mejoramiento de las condiciones de los equipos de fondo, esto sumado a los cambios de cambios tubería y varilla realizadas durante los años 2010 y 2011.

Bajo estas premisas se estima una optimización en el Opex para el año 2012 del orden del 20% aproximadamente en vista de la disminución de la producción del campo.

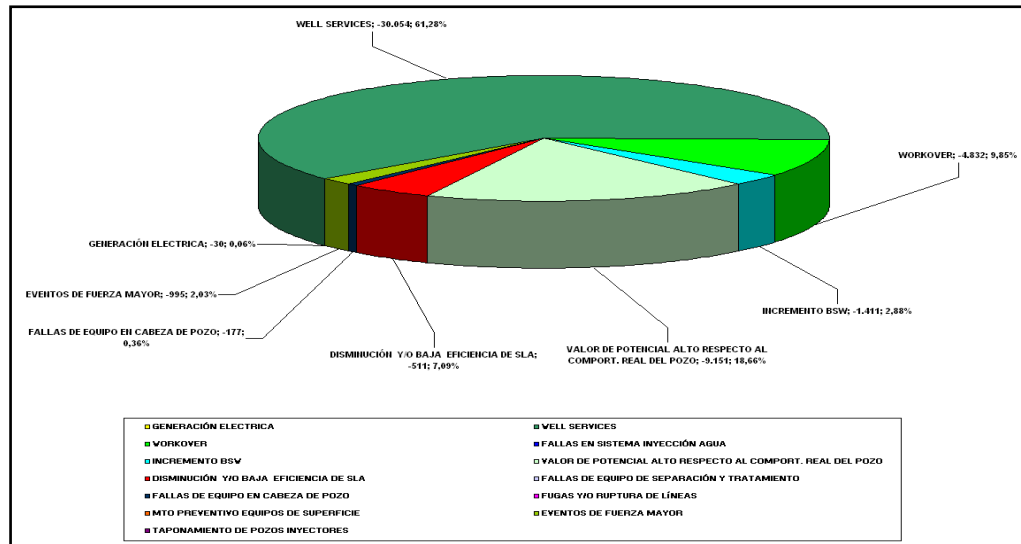
**Tabla 39. Intervenciones Año 2011**

POZO	FECHA INTERVENCIÓN A POZO	COMENTARIOS	COSTO DEL SERVICIO (USD)
ABANICO-14	09-Ene-11	Cambio de tubería rota. Se realiza inspección de tubería y se encontraron 18 juntas con alto grado de corrosión, 5 de ellas con orificios. Se cambia tubería.	136.201
ABANICO-26	06-Feb-11	Cambio de tubería 3 1/2". De la tubería que salio del pozo se rechazaron 87 juntas por mal estado.	275.547
ABANICO-15	22-Feb-11	Varilla rota. Se observan varillas con presencia de corrosión por CO2.	187.660
ABANICO-15	26-Feb-11	Cambio de tubería 3 1/2" y cambio de 26 varillas por alto grado de corrosión.	
ABANICO-15	28-Abr-11	Sale un tubo con fisuras verticales, se observa exterior del stator con presencia de corrosión y varillas con corrosión.	
ABANICO-16	11-Abr-11	Cambio de tubería rota y varilla. Salen 81 juntas 3 1/2" con alto desgaste. Varilla con alta presencia de corrosión.	89.304

Cabe anotar que los resultados estimados y los trabajos realizados por cambio de tuberías generaron una confiabilidad del 95%, ya que las diferidas de producción asociadas a corrosión disminuyeron notoriamente.

Por otra parte las diferidas de producción para el 2011 fueron en aumento en razón al incremento de la cantidad de Workovers realizados por diferentes factores, no asociados a corrosión (Ver Grafica No. 4)

**Figura 57. Diferidas de Producción**



**Tabla 40. Detallado Intervenciones 2011**

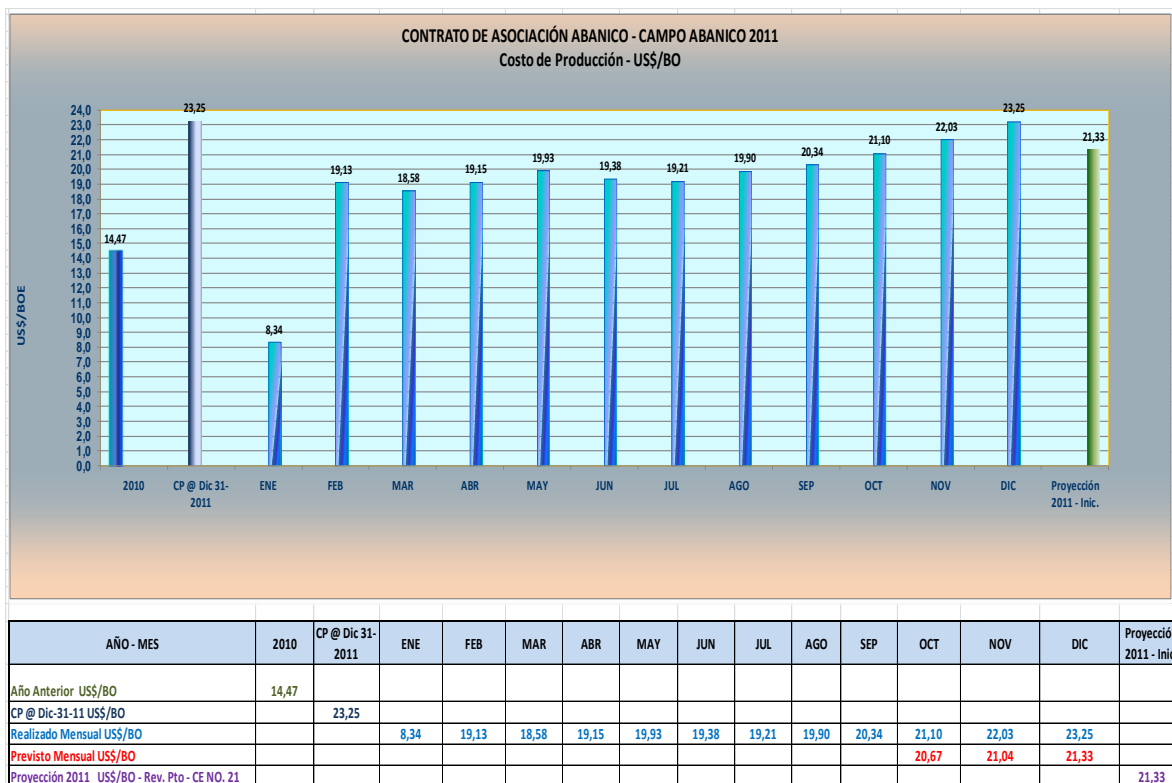
TIPO DE SERVICIO	RAZÓN DE INTERVENCIÓN	TOTAL INTERVENCIONES	POZOS INTERVENIDOS	
			FECHA	POZO
WELL SERVICES	TUBERÍA ROTA	5	06-Feb-11	AB-26
			26-Feb-11	AB-15
			11-Abr-11	AB-16
			28-Abr-11	AB-15
			17-Jul-11	AB-14
	FUGA POR COUPLINGS DE TUBERÍA	2	09-Ago-11	AB-21
			03-Oct-11	AB-16
	RUN LIFE >1 AÑO (Daño de la bomba y/o muy baja eficiencia)	2	10-Feb-11	AB-2
			01-Ago-11	AB-4
	RUN LIFE <1 AÑO (Daño de la bomba y/o muy baja eficiencia)	1	17-May-11	AB-21
CAMBIO DE BOMBA MECANICA POR BARRIL ROTO.	1	27-Sep-11	AB-20	
CAMBIO DE BOMBA MECÁNICA INSERTA POR BLOQUEO Y/O ATASCAMIENTO EN FONDO.	3	17-Mar-11	AB-9	
		05-Abr-11	AB-33	
		19-Oct-11	AB-20	
DAÑO DE LA BOMBA POR PROBLEMAS DE CORROSIÓN.	1	16-Nov-11	AB-26	
VARILLA ROTA	1	14-Abr-11	AB-24	
<b>SUBTOTAL</b>		<b>16</b>		
WORKOVER	CAÑONEO Y AISLAMIENTO DE ZONA	1	19-Sep-11	AB-12
	ESTIMULACIÓN ÁCIDA	1	24-Dic-11	AB-38
	INYECCIÓN DE DISOLVENTE DE PARAFINA (ACPM+XILENO)	3	23-Ene-10	AB-35
			10-May-11	AB-35
			24-Oct-11	AB-35
	CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	2	14-Ene-10	AB-33
		16-Feb-11	AB-9	
AISLAMIENTO DE ZONA	2	09-Ene-10	AB-14	
		22-Jul-11	AB-24	
<b>SUBTOTAL</b>		<b>9</b>		
FLUSHINGS	FLUSHING	2	14-Ago-11	AB-14
			30-Dic-11	AB-20
	VARILLEO (Sacada de varillas - Pesca)	11	22-Feb-11	AB-15
			23-Feb-11	AB-24
			14-Mar-11	AB-24
			22-May-11	AB-15
			23-Jun-11	AB-24
			24-Ago-11	AB-15
			27-Sep-11	AB-20
			30-Sep-11	AB-15
			28-Oct-11	AB-15
			26-Nov-11	AB-15
	26-Nov-11	AB-27		
ADECLUACIÓN EQUIPOS DE SUPERFICIE (Cambio de cabezal)	1	07-May-11	AB-15	
<b>SUBTOTAL</b>		<b>14</b>		
<b>TOTAL TRABAJOS REALIZADOS</b>		<b>39</b>		

## 6.2 COSTO DE LEVANTAMIENTO

Para el análisis del presente indicador y como parámetro de evaluación del presente estudio es relevante citar las siguientes consideraciones:

- La declinación de la producción del campo Abanico entre los años 2010 y 2011
- El incremento del lifting cost entre el 2010 el cual paso de USD\$14.47/BI a USD\$23.25/BI respectivamente

**Figura 58. Lifting Cost Años 2010 y 2011**



El incremento del 40% en el costo de levantamiento no refleja los resultados del estudio realizado, sin embargo es relevante tenerlo en cuenta puesto que es un marcador estándar en la industria y que permite identificar la y rentabilidad del Proyecto y la sostenibilidad del mismo en el tiempo.

Adicionalmente determine las mediadas y planes de inversión y de acción para potencializarlo y / o tomar otro tipo de medidas.

### 6.3 CONCLUSIONES

- La sostenibilidad del campo se ve afectada por los niveles de producción, aunque los aportes del gas son relevantes

- Las medidas adoptadas por los estudios técnicos realizados están arrojando los resultados esperados
- Las intervenciones a los pozos y las afectaciones por corrosión continuaran disminuyendo en años posteriores
- Es evidente que las diferidas de producción están en un gran porcentaje derivadas a variables diferentes a la corrosión
- La sostenibilidad y desarrollo del Campo Abanico no dependen de los efectos corrosivos presentados en los pozos.

## **7. ANALISIS DE LOS RESULTADOS.**

El estudio permitió mostrar el uso de los programas para simular la criticalidad de los fluidos, mediante programas que involucran las variables fisicoquímicas y condiciones operacionales. Se mostró que el componente que más afecta la corrosión es el CO<sub>2</sub>.

Se presentó la metodología de evaluación de inhibidores, donde pudo bajo las condiciones de fondo de pozo seleccionar los productos químicos con eficiencias cercanas o mayores a 80%.

Se llevó a cabo una evaluación con cupones de corrosión, que permitió crear los escenarios de cambio de material, que combinados con los tratamientos químicos brindarán menor escenarios de riesgo a la infraestructura downhole.

El uso de todas estas tecnologías y metodologías, permitió disminuir el número de intervenciones a pozo, lo que impacta de manera directa en los costos de operación. Esto es concluyente que una buena gestión en el análisis de la integridad de infraestructura downhole, permitirá generar estrategias de gerenciamiento donde hay componentes técnicos y operacionales relacionados con el impacto en el negocio.

## CONCLUSIONES

- Las muestras de agua analizadas presentaron un grado de corrosividad moderado según estándares establecidos en la norma NACE RP0775.
- En general el comportamiento físico de los electrodos de trabajo permitió evidenciar poca afectación durante las pruebas electroquímicas.
- De acuerdo a las condiciones iniciales de las muestras de crudo recibidas y teniendo en cuenta el alto grado de miscibilidad encontrado en las emulsiones agua-aceite se puede inferir que las velocidades de corrosión reales en campo deben encontrarse en un nivel moderado abajo, debido a la condición inhibitoria, ya sea de crudo remanente o del inhibidor posible que contienen estas aguas.
- Los valores de velocidad de corrosión encontrados durante la evaluación en laboratorio establecen condiciones severas de servicio, sin presencia de crudos y con soluciones altamente agresivas.
- El presente informe no pretende brindar ratas de corrosión absolutas para ser extrapoladas en campo, presenta una comparación entre las eficiencias de diferentes inhibidores de corrosión, bajo las condiciones de prueba referidas en el procedimiento experimental.
- La eficiencia de los inhibidores fue en general bastante similar, no existen valores atípicos o que permitan descartar o aprobar la utilización de alguno de los inhibidores evaluados, pues sus condiciones de evaluación están en promedio en un 80% de eficiencia..

- El inhibidor de incrustación que cumple con las mejores condiciones de inhibición es el denominado como **INHIBIDOR V**.
- La solubilidad de todos los inhibidores de corrosión evaluados fue altamente satisfactoria.
- El inhibidor de corrosión denominado **INHIBIDOR IV** presentó la mayor eficiencia en protección anticorrosiva.
- Se observó una adecuada compatibilidad entre los biocidas y el inhibidor con máxima eficiencia.
- El inhibidor de incrustaciones denominado **INHIBIDOR V** presentó las mejores condiciones de inhibición.
- La solubilidad de todos los inhibidores evaluados fue altamente satisfactoria.

## REFERENCIAS

### ECUACIONES:

(1) C. JUDSON KING, Procesos de separación; Pág. 552

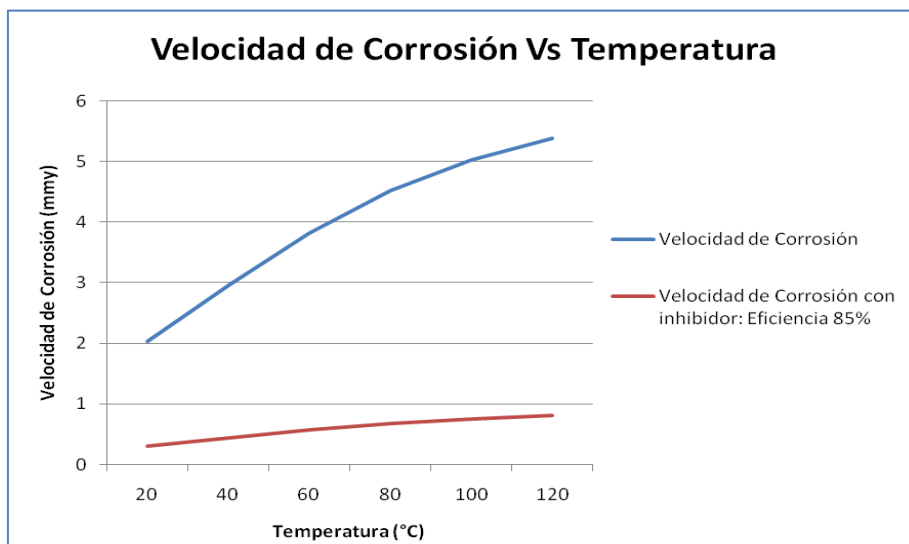
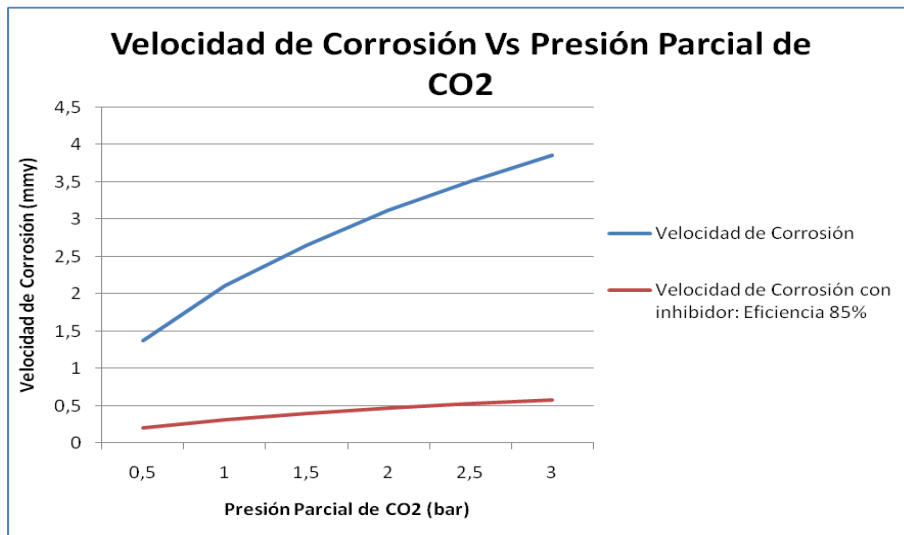
(2) C. JUDSON KING, Procesos de separación; Pág. 552

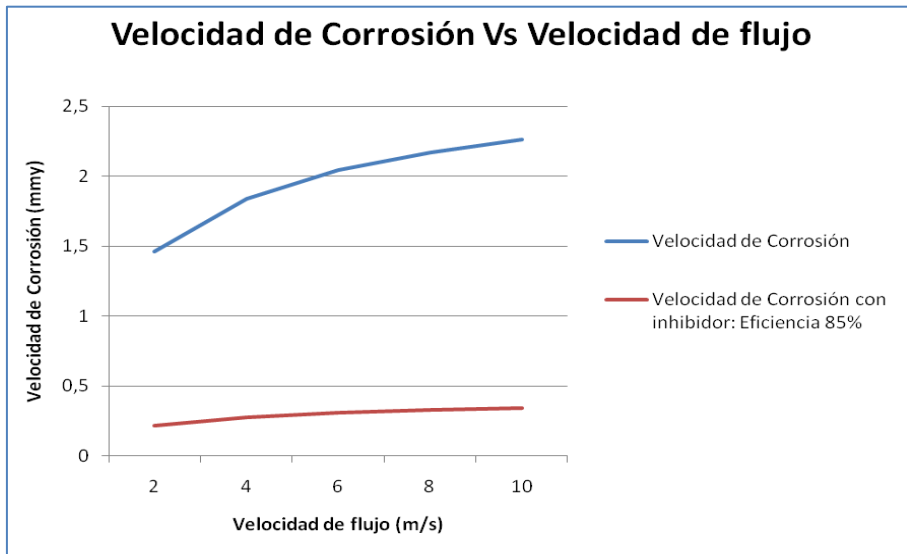
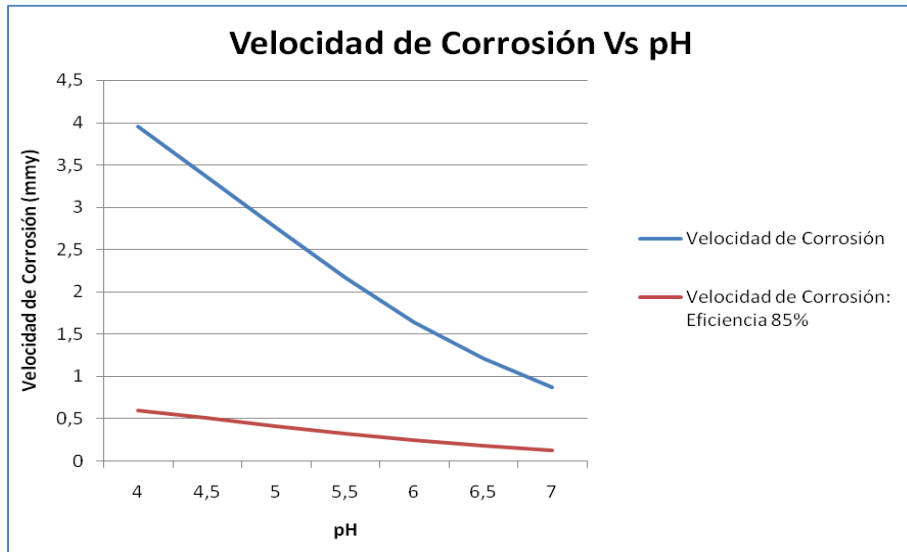
(3) NACE MR-0175

## ANEXOS

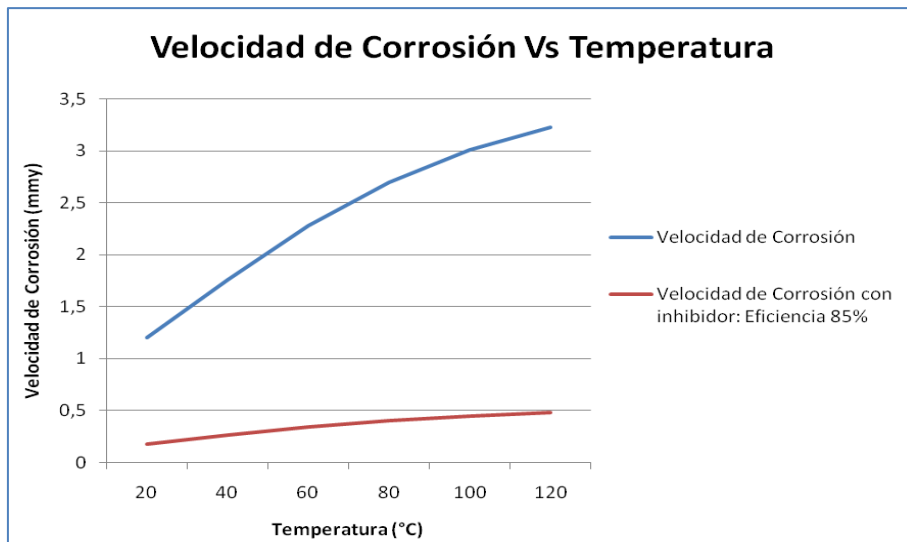
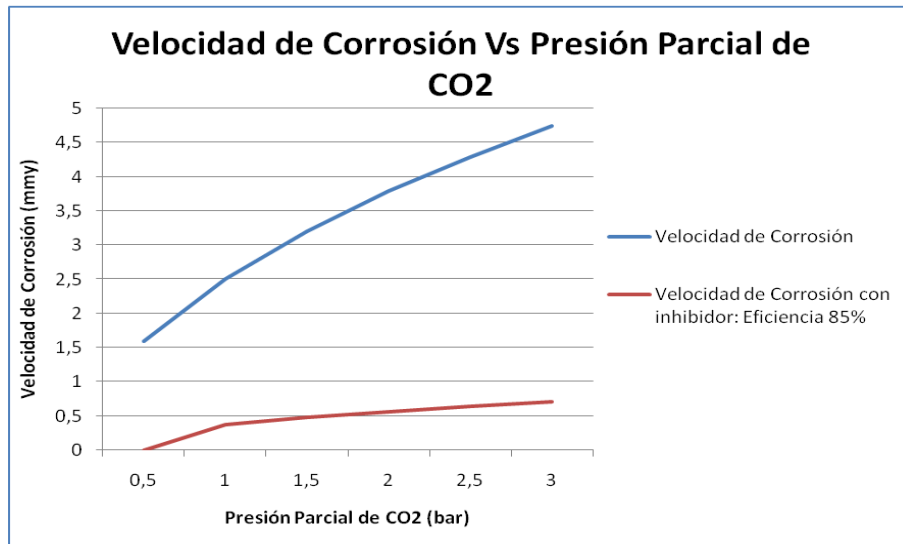
### Anexo A. Efecto de la velocidad de corrosión respecto a las variables como presión parcial de CO<sub>2</sub>, temperatura, velocidad de flujo y pH para los pozos Abanico 6, 14, 15, 16, 20, 21 y 26

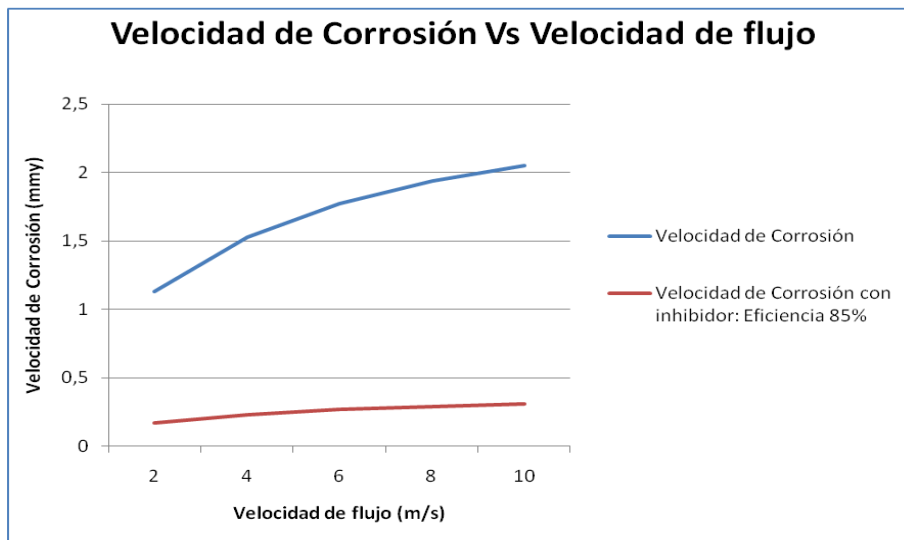
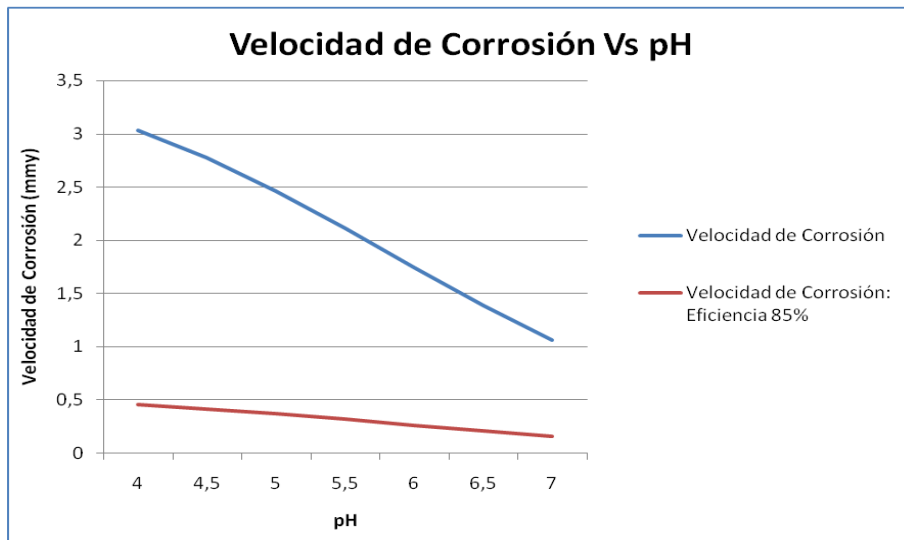
#### Abanico 6



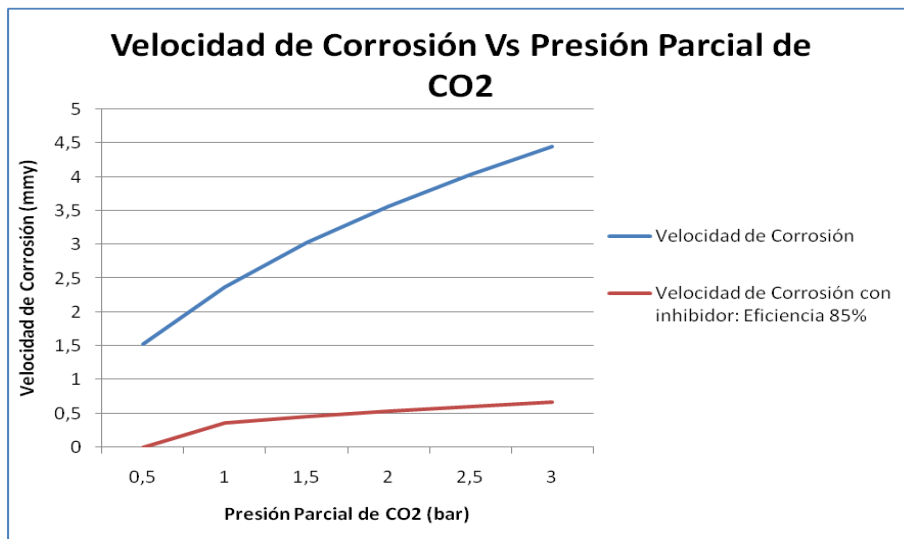
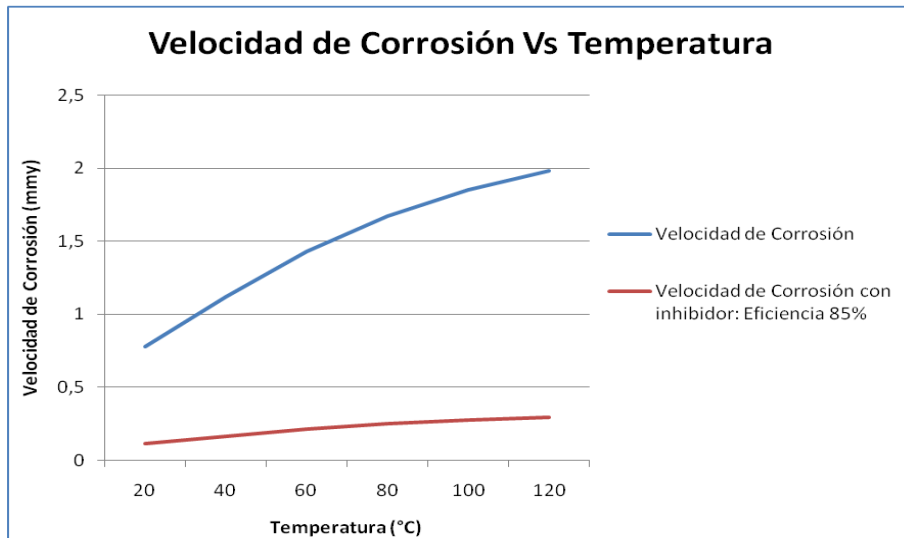


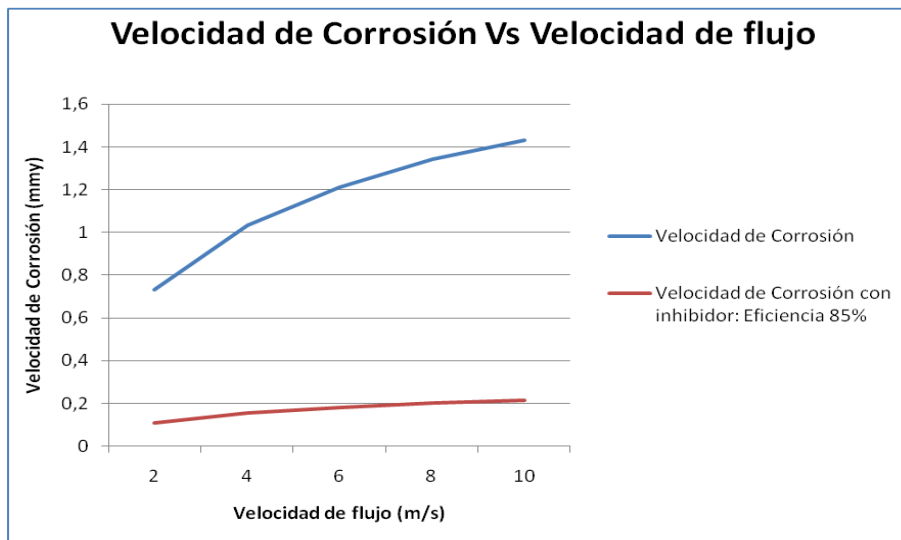
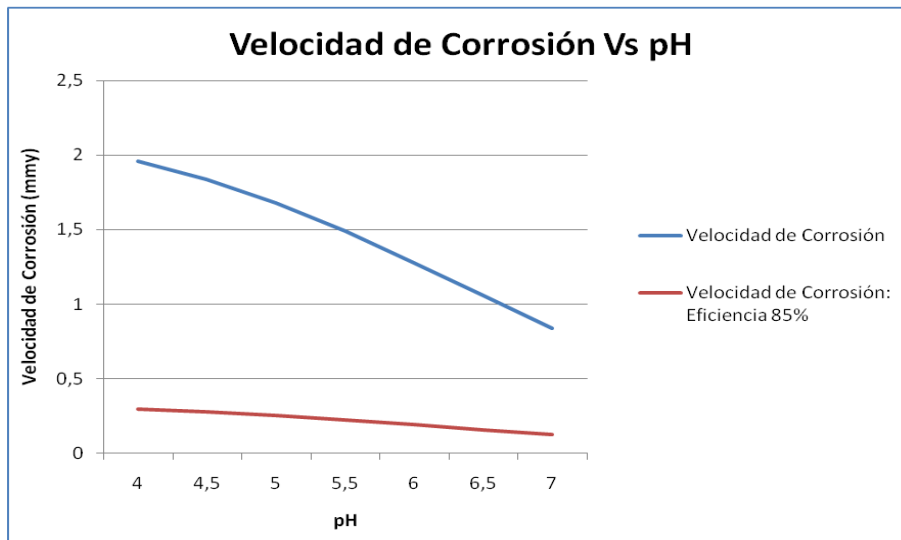
## Abanico 14



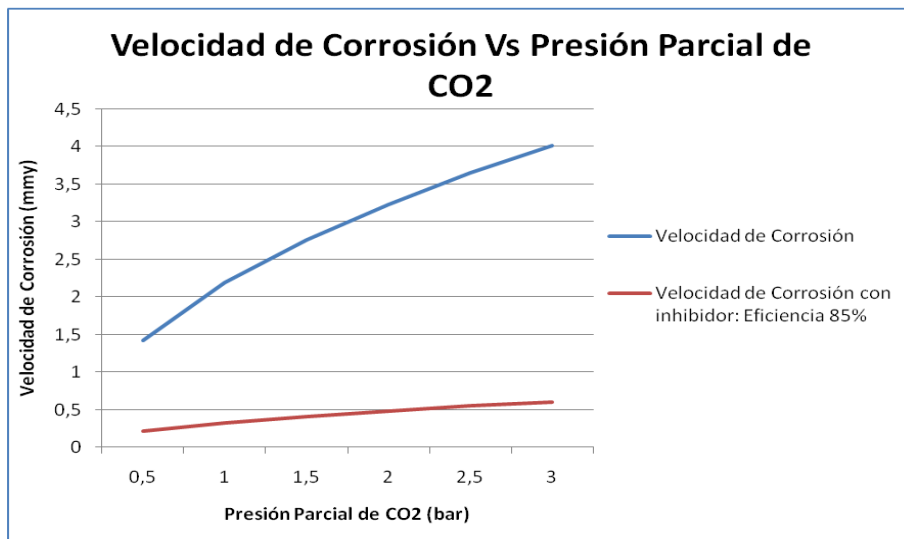
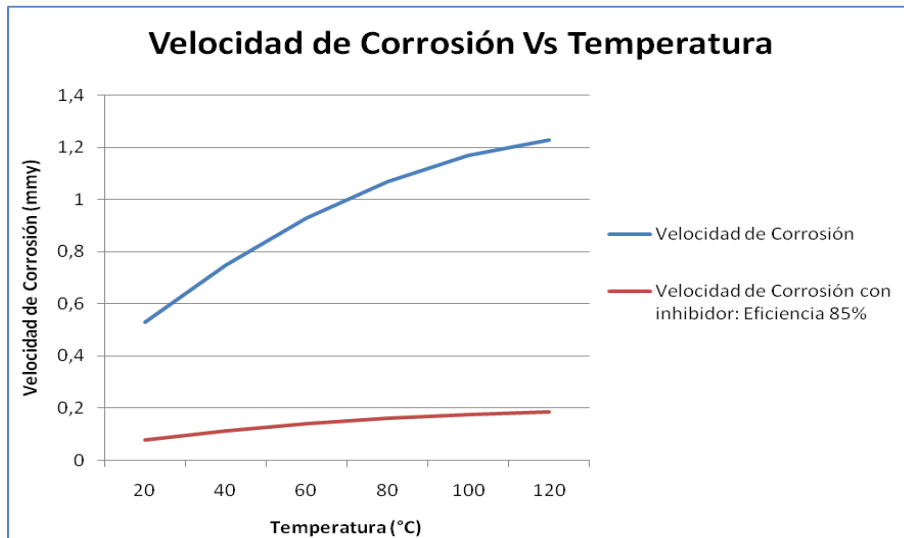


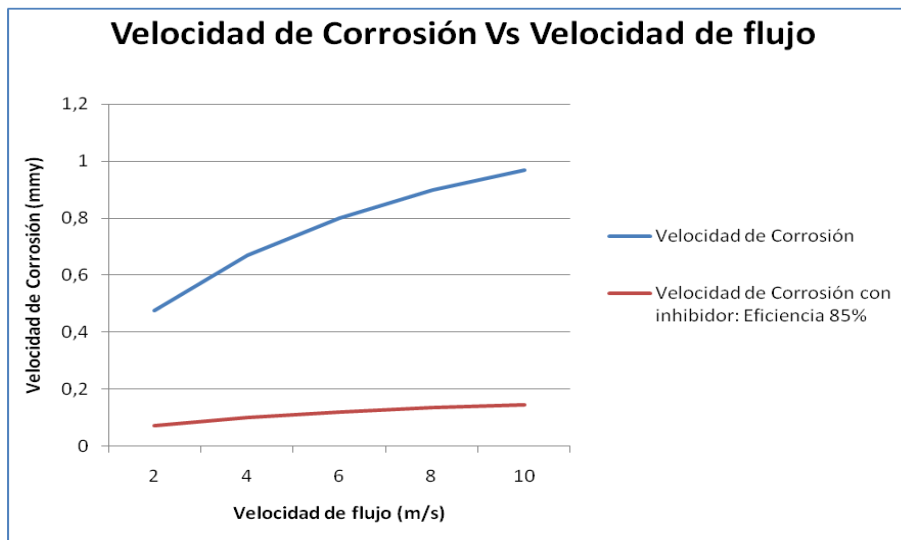
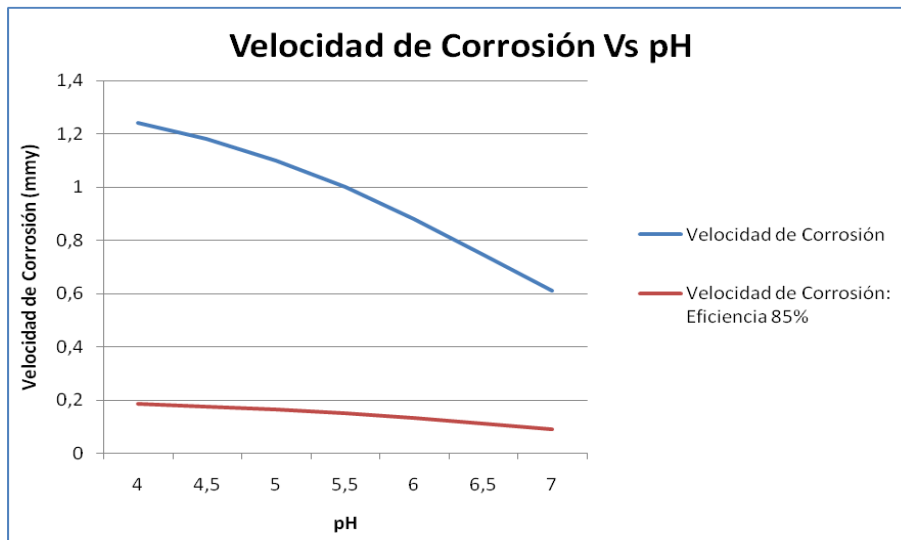
## Abanico 15



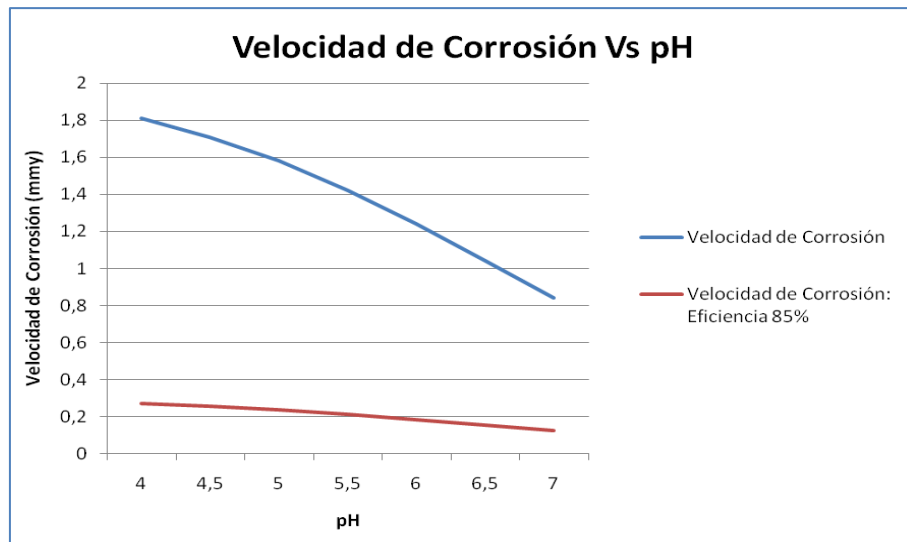
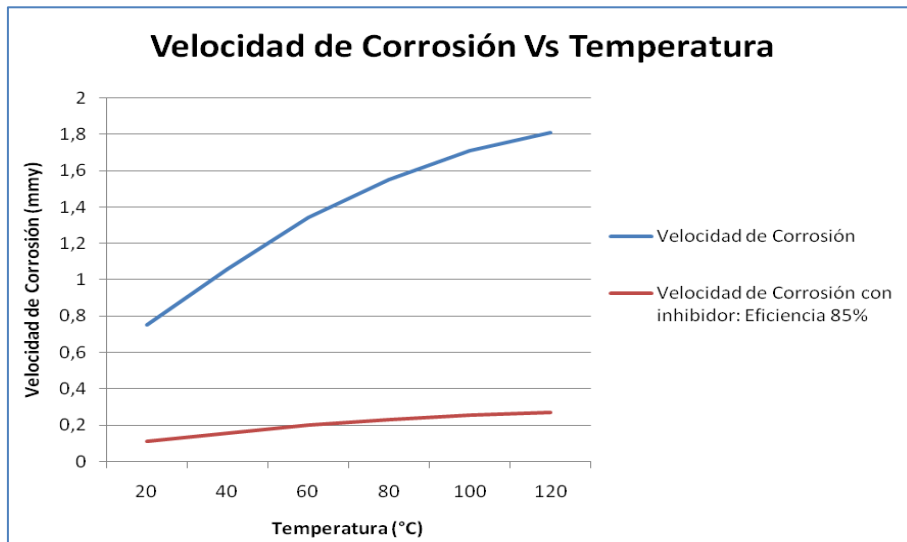


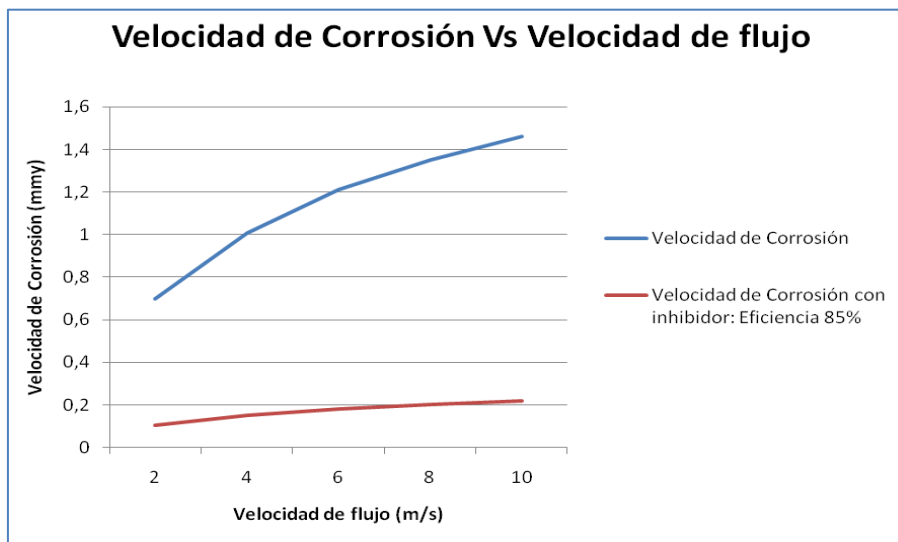
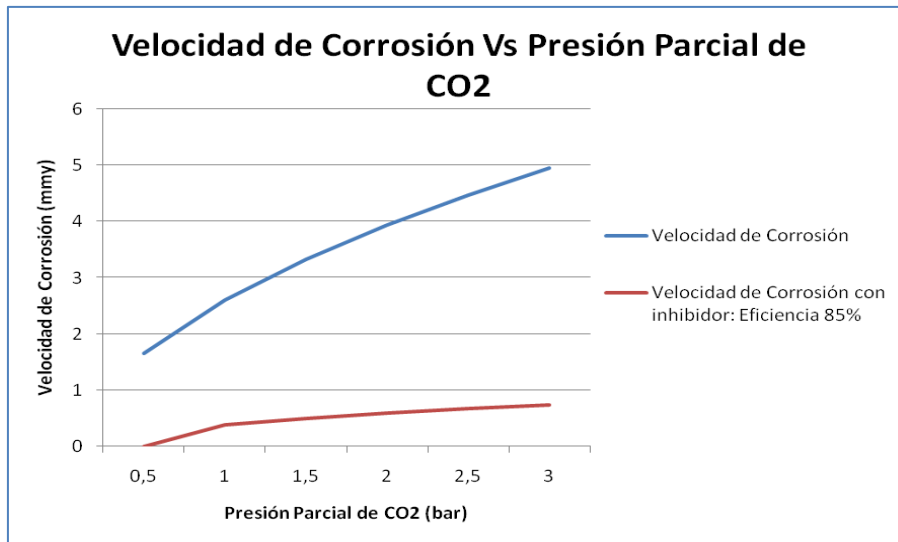
## Abanico 16



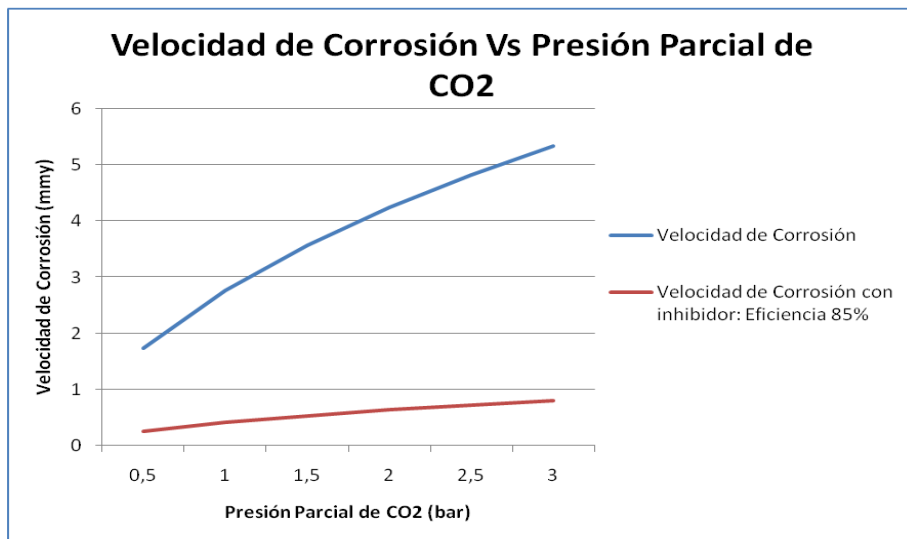
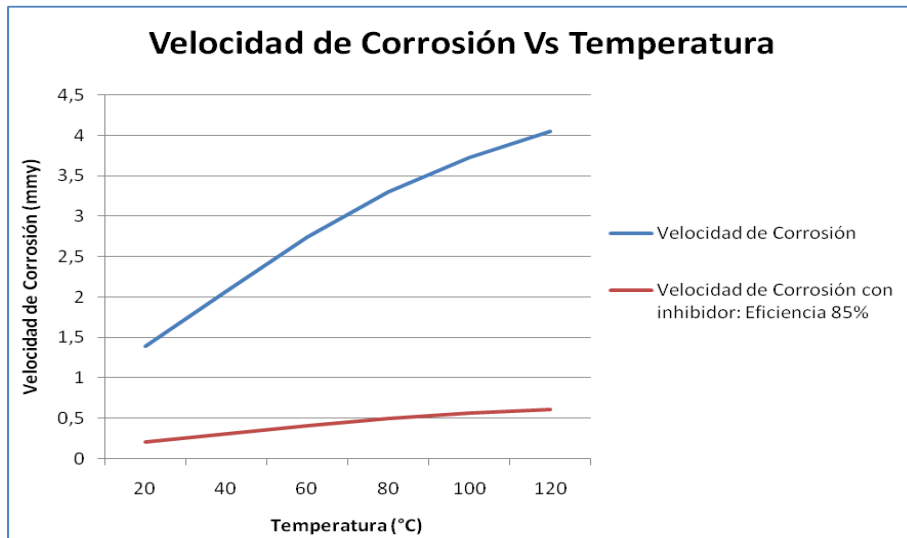


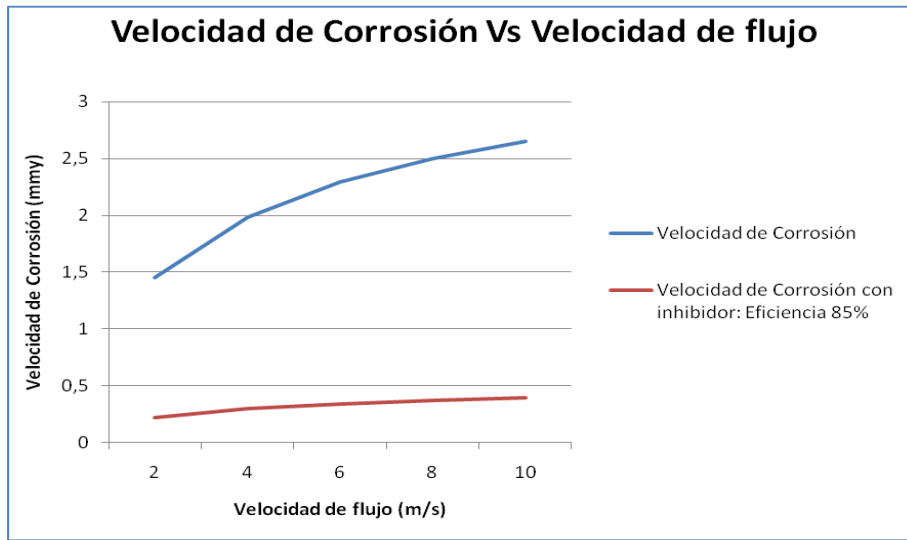
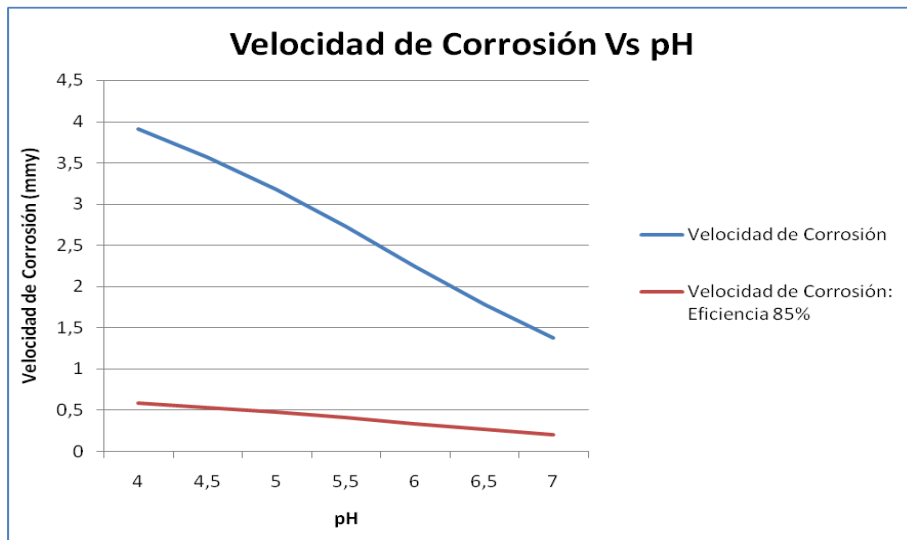
## Abanico 20



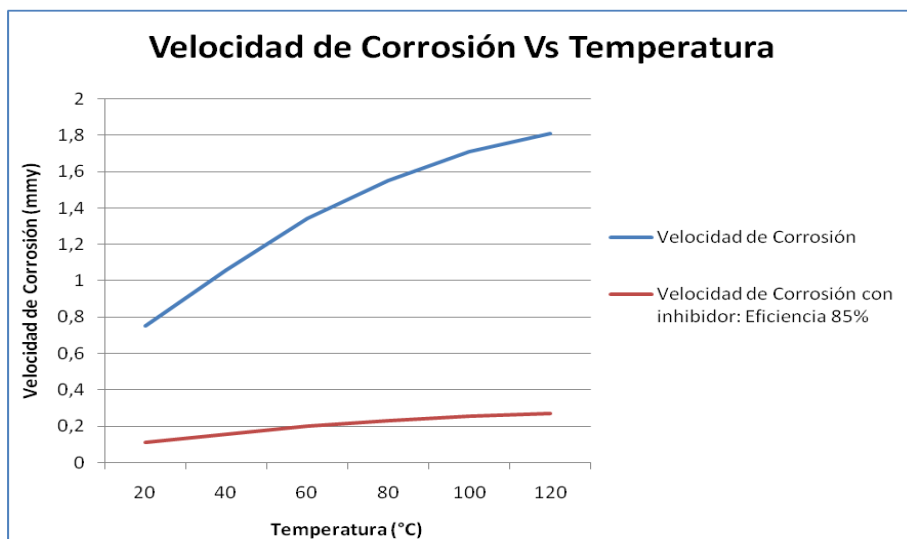
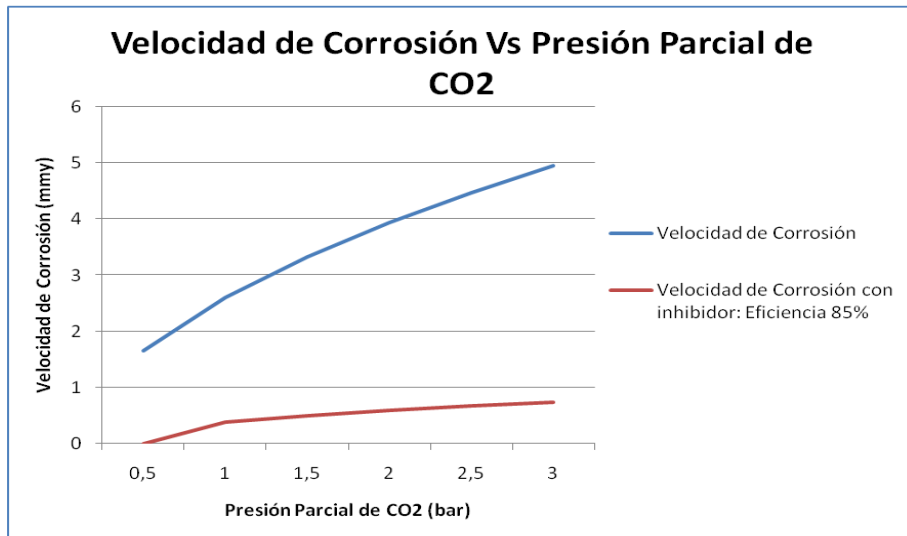


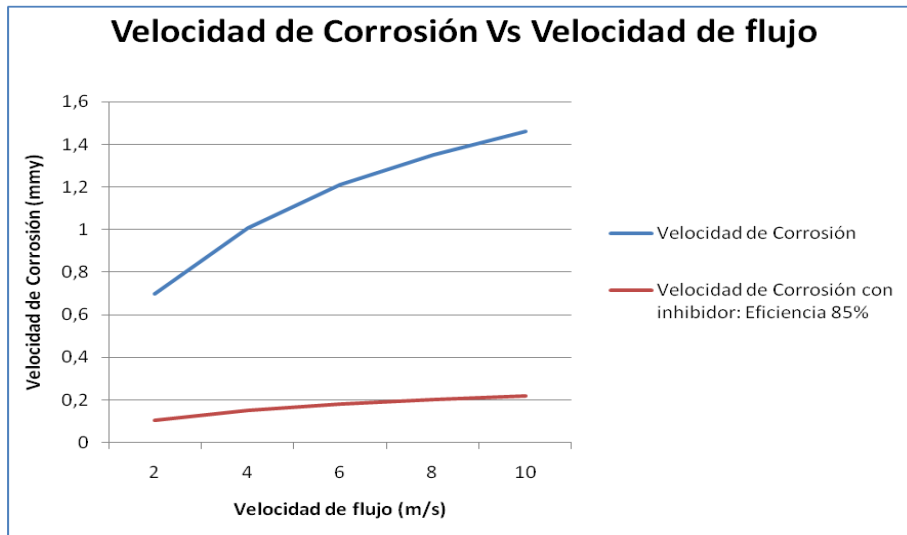
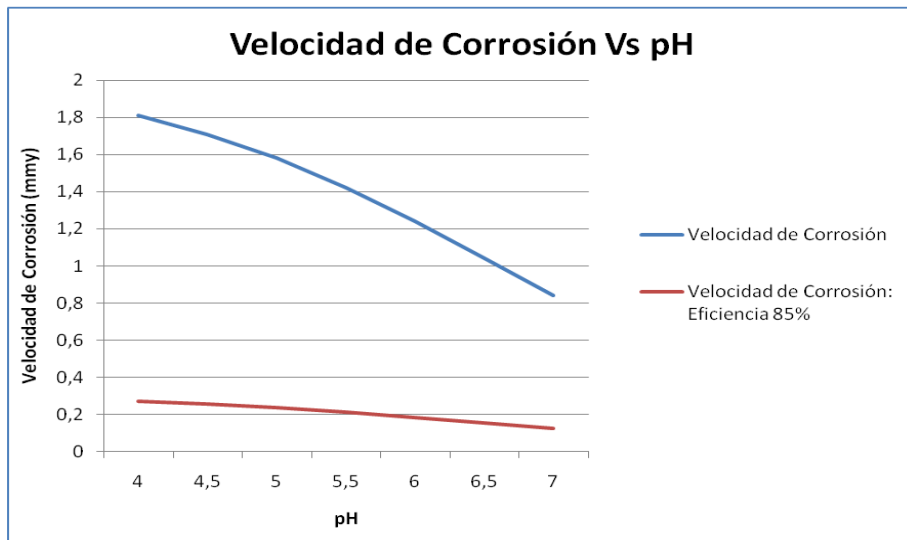
## Abanico 21





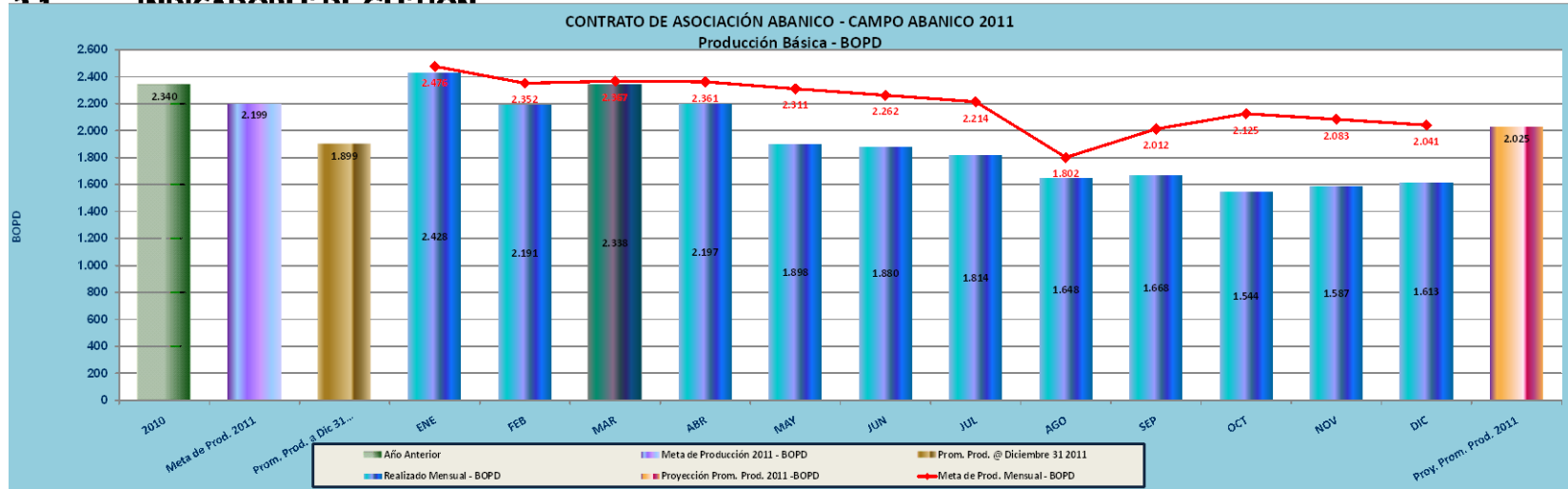
## Abanico 26





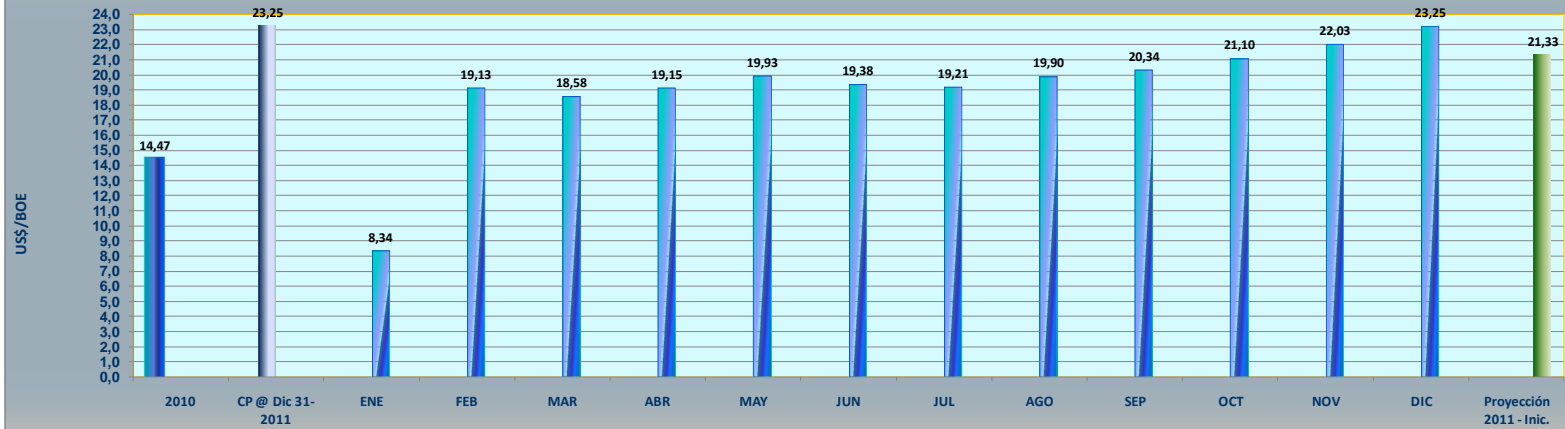
## ANEXOB. ESTUDIO TECNICO ECONOMICO

### 2.1 INDICADORES DE GESTIÓN



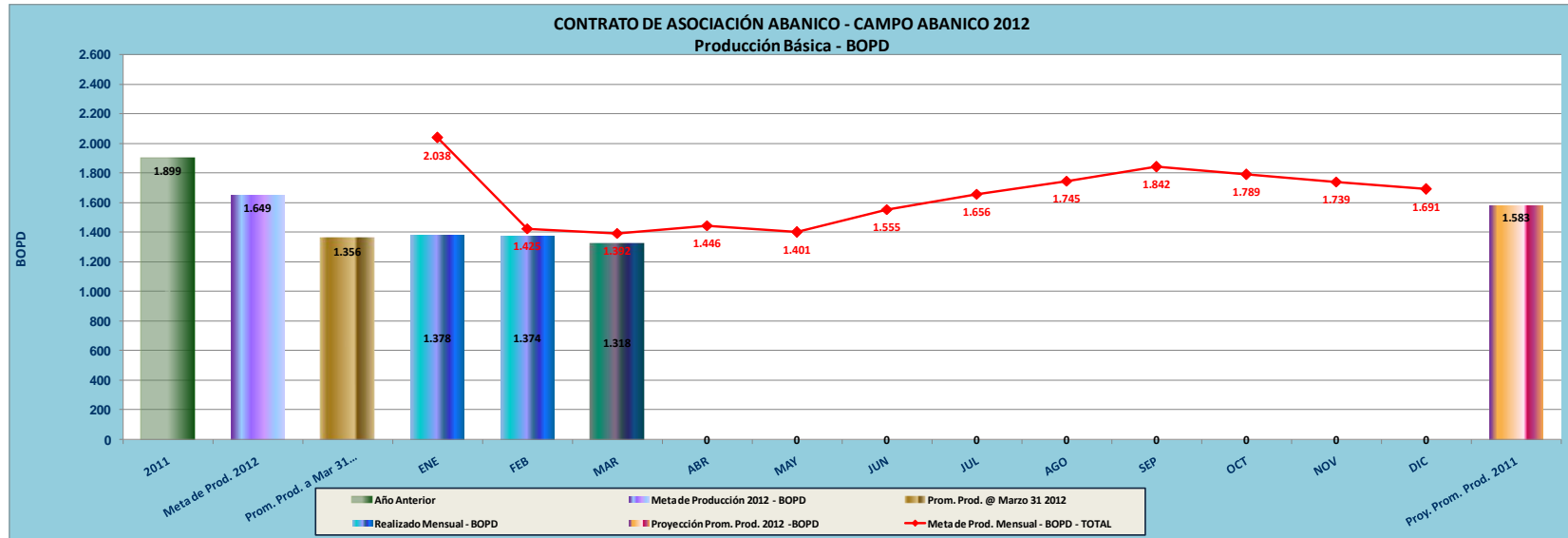
AÑO - MES	2010	Meta de Prod. 2011	Prom. Prod. a Dic 31 2011	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Proy. Prom.
<b>Año Anterior</b>	<b>2.340</b>															
<b>Meta de Producción 2011 - BOPD</b>		<b>2.199</b>														
<b>Prom. Prod. @ Diciembre 31 2011</b>			<b>1.899</b>													
<b>Realizado Mensual - BOPD</b>				<b>2.428</b>	<b>2.191</b>	<b>2.338</b>	<b>2.197</b>	<b>1.898</b>	<b>1.880</b>	<b>1.814</b>	<b>1.648</b>	<b>1.668</b>	<b>1.544</b>	<b>1.587</b>	<b>1.613</b>	
<b>Meta de Prod. Mensual - BOPD</b>				<b>2.428</b>	<b>2.352</b>	<b>2.367</b>	<b>2.361</b>	<b>2.311</b>	<b>2.262</b>	<b>2.214</b>	<b>1.802</b>	<b>2.012</b>	<b>2.125</b>	<b>2.083</b>	<b>2.041</b>	
<b>Proyección Prom. Prod. 2011 - BOPD</b>																<b>2.025</b>
<b>Cumplimiento en Producción Periodo - %</b>				<b>98,1%</b>	<b>93,2%</b>	<b>98,8%</b>	<b>93,0%</b>	<b>82,1%</b>	<b>83,1%</b>	<b>81,9%</b>	<b>91,5%</b>	<b>82,9%</b>	<b>72,6%</b>	<b>76,2%</b>	<b>79,0%</b>	<b>86,3%</b>
<b>Meta Produc. A Dic-31-2011</b>	2199		Días	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	2199
<b>Prom. Prod. Real a Ago-31-2011</b>	1899		Prod. Mtes - Pn	76.756	65.856	73.377	70.830	71.641	67.860	68.634	55.862	60.346	65.879	62.499	63.270	802.809
	301		Prod. Mtes Res	75.276	61.351	72.484	65.895	68.830	56.414	56.234	51.095	50.033	47.854	47.611	50.008	693.085
	10974,1011		Prod Prom Mtes	2.428	2.316	2.323	2.292	2.211	2.156	2.106	2.048	2.006	1.959	1.925	1.899	
	802.809		<b>Proyección 11</b>	<b>75.276,00</b>	<b>61.351</b>	<b>72.484</b>	<b>65.895</b>	<b>68.830</b>	<b>56.414</b>	<b>56.234</b>	<b>51.095</b>	<b>50.033</b>	<b>47.854</b>	<b>47.611</b>	<b>50.008</b>	<b>739.260</b>
			<b>Año</b>	<b>27.479.740</b>												
<b>ULTIMA PROYECCIÓN YACIMIENTOS-JUL-10</b>	<b>ABANICO COMERCIAL</b>			2.248	2.102	2.114	2.070	1.963	1.982	1.982	1.922	1.910	1.862	1.816	1.771	
				228	250	253	291	348	310	262	-120	102	263	267	270	
<b>ULTIMA PROYECCIÓN YACIMIENTOS-JUL-10</b>	<b>ABANICO NORTE</b>			1.319	1.090	1.029	862	761	793	1.040	1.381	1.352	1.452	1.423	1.394	
<b>TOTAL ABANICO - JUL-10</b>				3.567	3.192	3.143	2.932	2.724	2.745	2.982	3.303	3.262	3.314	3.239	3.165	
<b>DIFERENCIA - ABANICO ULTIMA PROY.-ABA COM. ANTERIOR</b>			<b>AREA NORTE I</b>	1.091	840	776	571	413	483	778	1.501	1.251	1.189	1.156	1.124	
<b>PRODUCCIÓN REAL AREA NORTE</b>				33.329	27.602	28.836	24.092	19.813	639	0						
				1.075	986	930	803	639	0							

**CONTRATO DE ASOCIACIÓN ABANICO - CAMPO ABANICO 2011**  
**Costo de Producción - US\$/BO**



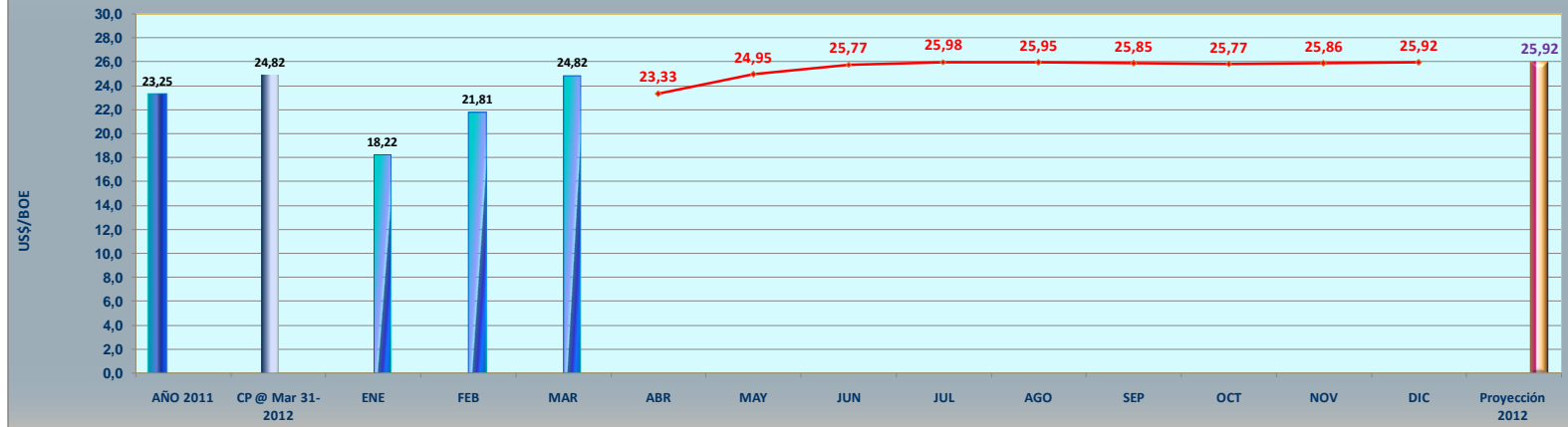
AÑO - MES	2010	CP @ Dic 31-2011	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Proyección 2011 - Inic.
Año Anterior US\$/BO	14,47														
CP @ Dic-31-11 US\$/BO		23,25													
Realizado Mensual US\$/BO			8,34	19,13	18,58	19,15	19,93	19,38	19,21	19,90	20,34	21,10	22,03	23,25	
Previsto Mensual US\$/BO												20,67	21,04	21,33	
Proyección 2011 US\$/BO - Rev. Pto - CE NO. 21															21,33
Producción Real Forma-9CR Aprobada	147,40%		75.276	61.351	72.484	65.895	58.830	56.414	56.234	51.095	50.033	47.854	47.611	50.008	693085
Promedio de Producción Mes - BOPD @ Dic-11			2428,2581	2191,1071	2338,1935	2196,5000	1897,7419	1880,4667	1814,0000	1648,2258	1667,7667	1543,6774	1587,0333	1613,1613	
No. Días por Mes			31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
Producción Promedio Acumulado a Dic-11 - BO			2428,258065	2315,711864	2323,455556	2291,716667	2210,834437	2156,077348	2106,056604	2047,65021	2005,904762	1958,769737	1925,38024	1898,863014	
Producción Acumulada - BO @ Dic-11			75.276	136.627	209.111	275.006	333.836	390.250	446.484	497.579	547.612	595.466	643.077	693.085	693.085
Valor de Presupuesto OPEX Ejecutado - KUSD\$ - Mes - Año 2011			627529	1985603	1273060	1379261	1388537	910693	1013118	1323102	1239582	1421520	1604010	1950020	
Valor de Presupuesto OPEX Ejecutado - USD\$ - Acumulado @Dic-11			627529	2613132	3886192	5265454	6653991	7564684	8577802	9900904	11140485	12562006	14166016	16116035	16116035
Valor de Costo por Barril UDD\$/BBL - @ Dic-11			8,34	19,13	18,58	19,15	19,93	19,38	19,21	19,90	20,34	21,10	22,03	23,25	23,25
Meta Ejecución Presupuesto por Mes - Año 2011			1114168,90	1039258,90	1157206,86	1053008,90	1055931,51	1185586,86	1040358,90	1.031.009	1.163.105	984.524	995.084	1107757,42	12927000,00
Meta Ejecución Presupuesto Acumulado - Año 2011			1114168,90	2153427,79	3310634,66	4363643,55	5419575,06	6605161,93	7645520,82	8676529,72	9839634,72	10824158,65	11819242,58	12927000,00	12927000,00
Meta de Producción - Octubre a Diciembre de 2011												2125,12	2083,29	2040,97	
Meta de Ejecución OPEX - 2011 - Agosto a Diciembre de 2011												1542390,44	1542390,44	1542390,44	4627171,32
Pronóstico de Producción Año 2011			2428,258065	2191,107143	2338,193548	2196,5	1897,741935	1880,466667	1814	1648,22581	1667,766667	2125,121721	2083,290882	2040,969945	
Pronóstico de Producción Mes - Año 2011 - Proyección			75276	61351	72484	65895	58830	56414	56234	51095	50033	65878,77336	62498,72647	63270,06829	739259,57
Pronóstico de Producción Acumulada - Año 2011			75.276	136.627	209.111	275.006	333.836	390.250	446.484	497.579	547.612	613.491	675.989	739.260	739.260
Pronóstico OPEX Mes - Oct a Dic de 2011												1.542.390	1.542.390	1.542.390	4.627.171
Pronóstico Ejecución OPEX - Oct-Dic de 2011			627529	2613132	3886192	5265454	6653991	7564684	8577802	9900904	11140485	12.682.876	14.225.266	15.767.657	15.767.657
Meta Costo de Producción Por Mes - Año 2011 (Proyección Oct a Dic-11)			8,34	19,13	18,58	19,15	19,93	19,38	19,21	19,90	20,34	20,67	21,04	21,33	21,33
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

# MARZO DE 2012



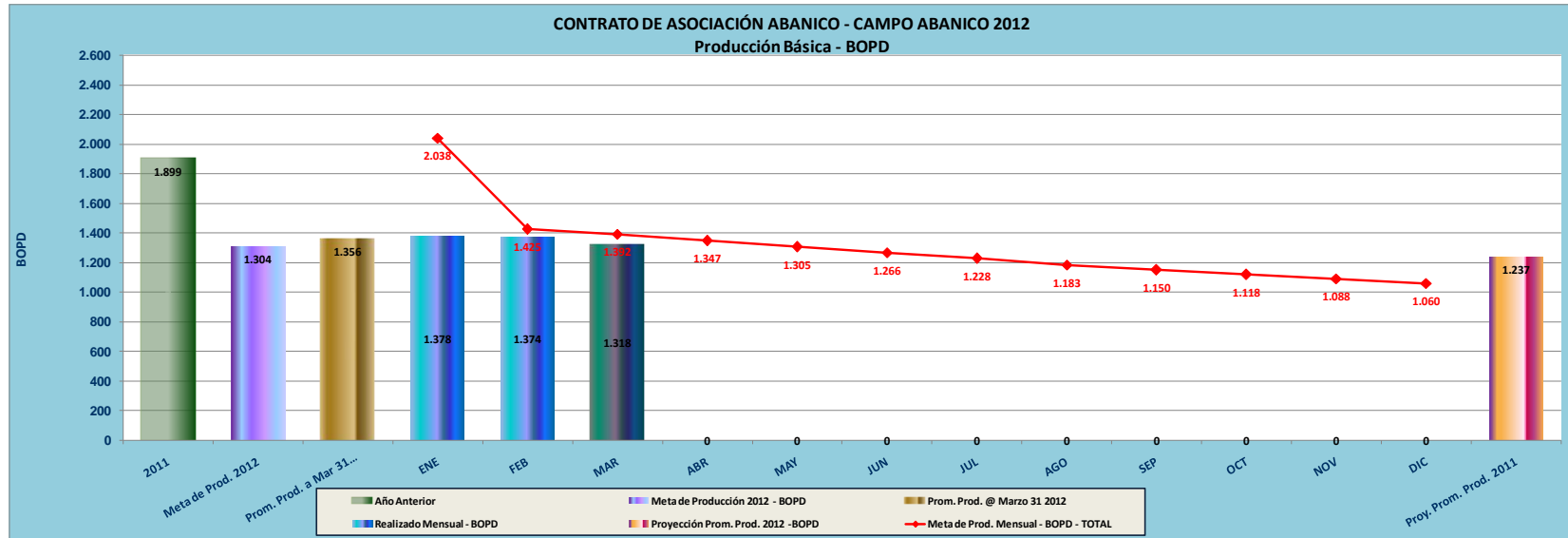
AÑO - MES	2011	Meta de Prod. 2012	Prom. Prod. a Mar 31	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Proy. Prom.
Año Anterior	1.899															
Meta de Producción 2012 - BOPD		1.649														
Prom. Prod. @ Marzo 31 2012			1.356													
Realizado Mensual - BOPD				1.378	1.374	1.318	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Meta de Prod. Mensual - BOPD - BASE				2.038	1.425	1.392	1.347	1.305	1.266	1.228	1.183	1.150	1.118	1.088	1.060	
Meta de Prod. Mensual - BOPD - INCREMENTAL				0	0	0	98	95	289	428	562	692	671	651	632	
Meta de Prod. Mensual - BOPD - TOTAL				2.038	1.425	1.392	1.446	1.401	1.555	1.656	1.745	1.842	1.789	1.739	1.691	
Proyección Prom. Prod. 2012 -BOPD																1.583
Cumplimiento en Producción Periodo - %				67,6%	96,5%	94,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	83,6%
			Días	31	29	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	1649
Meta Produc. A Dic-31-2012	1622		Prod. Mes - Pr	63.178	41.318	43.152	43.369	43.417	46.645	51.335	54.086	55.258	55.473	52.181	52.436	601.847
Prom. Prod. Real a Mar-31-2012	1356		Prod. Mes Res	42.717	39.855	40.857										123.429
	266		Prod Prom Re:	1.378	1.376	1.356										
	24218,44		Proyección-12	42.717,00	39.855	40.857	43.369	43.417	46.645	51.335	54.086	55.258	55.473	52.181	52.436	577.628
	147.647		Año	15.591.705												
ULTIMA PROYECCIÓN YACIMIENTOS-Mar-12	ABANICO COMERCIAL			2.248	2.102	2.114	2.070	1.963	1.952	1.952	1.922	1.910	1.862	1.816	1.771	
				-210	-678	-722	-624	-562	-397	-296	-178	-68	-73	-77	-80	
ULTIMA PROYECCIÓN YACIMIENTOS-JUL-10	ABANICO NORTE			1.319	1.090	1.029	862	761	793	1.040	1.381	1.352	1.452	1.423	1.394	
TOTAL ABANICO				3.567	3.192	3.143	2.932	2.724	2.745	2.992	3.303	3.262	3.314	3.239	3.165	
DIFERENCIA - ABANICO ULTIMA PROY.-ABA COM. ANTERIOR			AREA NORTE I	1.529	1.768	1.751	1.486	1.323	1.190	1.336	1.558	1.420	1.525	1.499	1.474	
PRODUCCIÓN REAL AREA NORTE				33.329	27.602	28.836	24.092	19.813	639	0						
				1.075	952	930	803									

**CONTRATO DE ASOCIACIÓN ABANICO - CAMPO ABANICO 2012**  
Costo de Producción - US\$/BO



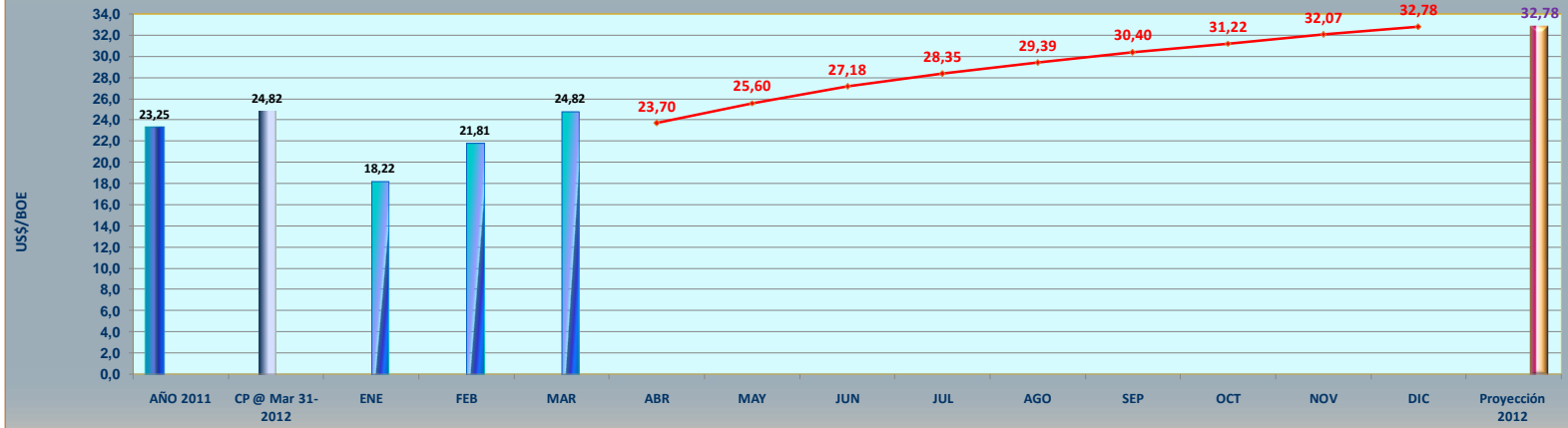
AÑO - MES	AÑO 2011	CP @ Mar 31-2012	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Proyección 2012
Año Anterior US\$/BO	23,25														
CP @ Mar-31-12 US\$/BO		24,82													
Realizado Mensual US\$/BO			18,22	21,81	24,82										
Previsto Mensual US\$/BO						23,33	24,95	25,77	25,98	25,95	25,85	25,77	25,86	25,92	
Proyección 2012 US\$/BO - Pto Aprobado															25,92
Producción Real Forma-9CR Aprobada	11,48%		42.717	39.855	40.857	0	0	0	0	0	0	0	0	0	123429
Promedio de Producción Mes - BOPD @ Mar-12			1377,9677	1374,3103	1317,9677	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
No. Días por Mes			31	29	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
Producción Promedio Acumulado a Mar-12 - BO			1377,967742	1376,2	1356,362637	1020,07438	812,0328947	678,1813187	579,4788732	505,8565574	450,4708029	404,6852459	368,4447761	337,2377049	
Producción Acumulada - BO @ Mar-12		1356,362637	42.717	82.572	123.429	123.429	123.429	123.429	123.429	123.429	123.429	123.429	123.429	123.429	123.429
Valor de Presupuesto OPEX Ejecutado - KUSD\$ - Mes - A Mar-31-12			778479	1022123	1263399										
Valor de Presupuesto OPEX Ejecutado - USD\$ - Acumulado @Mar-12			778479	1800602	3064001	3064001	3064001	3064001	3064001	3064001	3064001	3064001	3064001	3064001	3064001
Valor de Costo por Barril UDD\$/BBL - @ Mar-12			18,22	21,81	24,82										24,82
Meta Ejecución Presupuesto por Mes - Año 2012		3064001				1392888,81	1392888,81	1392888,81	1392888,81	1392888,81	1392888,81	1392888,81	1392888,81	1392888,81	1392888,81
Meta Ejecución Presupuesto Acumulado - Año 2012			0,00	0,00	0,00	4456889,54	5849778,35	7242667,15	8635555,96	10028444,77	11421333,58	12814222,38	14207111,19	15600000,00	15600000,00
Mata de Producción - Abril a Diciembre de 2012			166797,90	210214,95	256859,85	308195,23	362280,93	417539,13	473011,77	525192,27	577628,15	629174,84	686742,93	745299,02	805074,11
Mata de Ejecución OPEX - 2012 - Abril a Diciembre de 2012		24.218				4456889,54	5849778,35	7242667,15	8635555,96	10028444,77	11421333,58	12814222,38	14207111,19	15600000,00	15600000,00
Pronóstico de Producción Año 2012			2.038	1.425	1.392	1.446	1.401	1.555	1.656	1.745	1.842	1.789	1.739	1.691	1.643
Pronóstico de Producción Mes - Año 2012 - Proyección			63178	41317,75	43151,69	43368,9	43417,05	46644,9	51335,38	54085,7	55258,2	55472,64	52180,5	52435,88	601846,59
Pronóstico de Producción Acumulada - Año 2012		1.622,49	63.178	104.496	147.647	191.016	234.433	281.078	332.414	386.499	441.758	497.230	549.411	601.847	601.847
Pronóstico OPEX Mes - Abr a Dic de 2012		266,13				1.392.889	1.392.889	1.392.889	1.392.889	1.392.889	1.392.889	1.392.889	1.392.889	1.392.889	1.392.889
Pronóstico Ejecución OPEX - Abr-Dic de 2012						4456890	5849778	7242667	8635556	10028445	11421334	12814222	14207111	15600000	15.600.000
Meta Costo de Producción Por Mes - Año 2012 (Proyección Abr a Dic-12)			0,00	0,00	0,00	23,33	24,95	25,77	25,98	25,95	25,85	25,77	25,86	25,92	25,92

## 2012 A MARZO-SIN INCREMENTAL



AÑO - MES	2011	Meta de Prod. 2012	Prom. Prod. a Mar 31	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Proy. Prom.
Año Anterior	1.899															
Meta de Producción 2012 - BOPD		1.304														
Prom. Prod. @ Marzo 31 2012			1.356													
Realizado Mensual - BOPD				1.378	1.374	1.318	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Meta de Prod. Mensual - BOPD - BASE				2.038	1.425	1.392	1.347	1.305	1.266	1.228	1.183	1.150	1.118	1.088	1.060	
Meta de Prod. Mensual - BOPD - INCREMENTAL				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Meta de Prod. Mensual - BOPD - TOTAL				2.038	1.425	1.392	1.347	1.305	1.266	1.228	1.183	1.150	1.118	1.088	1.060	
Proyección Prom. Prod. 2012 -BOPD																1.237
Cumplimiento en Producción Periodo - %				67,6%	96,5%	94,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	83,6%
Meta Produc. A Dic-31-2012	1622		Días	31	29	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	1304
Prom. Prod. Real a Mar-31-2012	1356		Prod. Mes - Pr	63.178	41.318	43.152	40.418	40.464	37.971	38.078	36.666	34.491	34.666	32.650	32.855	475.905
	266		Prod. Mes Res	42.717	39.855	40.857										123.429
	24218,44		Prod Prom Re:	1.378	1.376	1.356										
	147.647		Proyección-12	42.717,00	39.855	40.857	40.418	40.464	37.971	38.078	36.666	34.491	34.666	32.650	32.855	451.687
			Año	15.591.705												
ULTIMA PROYECCIÓN YACIMIENTOS-Mar-12	ABANICO COMERCIAL			2.248	2.102	2.114	2.070	1.963	1.952	1.952	1.922	1.910	1.862	1.816	1.771	
				-210	-678	-722	-723	-658	-686	-723	-740	-760	-744	-728	-712	
ULTIMA PROYECCIÓN YACIMIENTOS-JUL-10	ABANICO NORTE			1.319	1.090	1.029	862	761	793	1.040	1.381	1.352	1.452	1.423	1.394	
TOTAL ABANICO				3.567	3.192	3.143	2.932	2.724	2.745	2.992	3.303	3.262	3.314	3.239	3.165	
DIFERENCIA - ABANICO ULTIMA PROY.-ABA COM. ANTERIOR			AREA NORTE I	1.529	1.768	1.751	1.585	1.419	1.479	1.763	2.120	2.113	2.196	2.150	2.105	
PRODUCCIÓN REAL AREA NORTE				33.329	27.602	28.836	24.092	19.813								
				1.075	952	930	803	639	0							

**CONTRATO DE ASOCIACIÓN ABANICO - CAMPO ABANICO 2012**  
**Costo de Producción - US\$/BO**



AÑO - MES	AÑO 2011	CP @ Mar 31-2012	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Proyección 2012
Año Anterior US\$/BO	23,25														
CP @ Mar-31-12 US\$/BO		24,82													
Realizado Mensual US\$/BO			18,22	21,81	24,82										
Previsto Mensual US\$/BO						23,70	25,60	27,18	28,35	29,39	30,40	31,22	32,07	32,78	
Proyección 2012 US\$/BO - Pto Aprobado															32,78
Producción Real Forma-9CR Aprobada	40,99%		42.717	39.855	40.857	0	0	0	0	0	0	0	0	0	123429
Promedio de Producción Mes - BOPD @ Mar-12			1377,9677	1374,3103	1317,9677	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
No. Días por Mes			31	29	31	30	31	30	31	31	31	30	31	30	365
Producción Promedio Acumulada a Mar-12 - BO			1377,967742	1376,2	1356,362637	1020,07438	812,0328947	678,1813187	579,4788732	505,8565574	450,4708029	404,6852459	368,4447761	337,2377049	
Producción Acumulada - BO @ Mar-12	1356,362637		42.717	82.572	123.429	123.429	123.429	123.429	123.429	123.429	123.429	123.429	123.429	123.429	123.429
Valor de Presupuesto OPEX Ejecutado - KUSD\$ - Mes - A Mar-31-12			778479	1022123	1263399										
Valor de Presupuesto OPEX Ejecutado - USD\$ - Acumulado @Mar-12			778479	1800602	3064001	3064001	3064001	3064001	3064001	3064001	3064001	3064001	3064001	3064001	3064001
Valor de Costo por Barril UDD\$/BBL - @ Mar-12			18,22	21,81	24,82										24,82
Meta Ejecución Presupuesto por Mes - Año 2012		3064001				1392888,81	1392888,81	1392888,81	1392888,81	1392888,81	1392888,81	1392888,81	1392888,81	1392888,81	15600000,00
Meta Ejecución Presupuesto Acumulado - Año 2012			0,00	0,00	0,00	163846,80	5849778,35	7242667,15	8635555,96	10028444,77	11421333,58	12814222,38	14207111,19	15600000,00	15600000,00
Mata de Producción - Abril a Diciembre de 2012						163846,80	204310,79	242281,49	280359,10	317025,28	351515,98	386182,04	418832,24	451686,97	24218,44
Mata de Ejecución OPEX - 2012 - Abril a Diciembre de 2012		24,218				4456889,54	5849778,35	7242667,15	8635555,96	10028444,77	11421333,58	12814222,38	14207111,19	15600000,00	15600000,00
Pronóstico de Producción Año 2012			2.038	1.425	1.392	1.347	1.305	1.266	1.228	1.183	1.150	1.118	1.088	1.060	
Pronóstico de Producción Mes - Año 2012 - Proyección			63178	41317,75	43151,69	40417,8	40463,99	37970,7	38077,61	36666,18	34490,7	34666,06	32650,2	32854,73	475905,41
Pronóstico de Producción Acumulada - Año 2012	1.622,49		63.178	104.496	147.647	188.065	228.529	266.500	304.578	341.244	375.734	410.400	443.051	475.905	12.535.999
Pronóstico OPEX Mes - Abr a Dic de 2012	266,13					1.392.889	1.392.889	1.392.889	1.392.889	1.392.889	1.392.889	1.392.889	1.392.889	1.392.889	1.392.889
Pronóstico Ejecución OPEX - Abr-Dic de 2012						4456890	5849778	7242667	8635556	10028445	11421334	12814222	14207111	15600000	15.600.000
Meta Costo de Producción Por Mes - Año 2012 (Proyección Abr a Dic-12)			0,00	0,00	0,00	23,70	25,60	27,18	28,35	29,39	30,40	31,22	32,07	32,78	32,78