



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

“EVALUACIÓN DE LOS DIFERENTES ÍNDICES DE SATURACIÓN DE CARBONATOS PARA DETERMINAR LA TENDENCIA INCRUSTANTE O CORROSIVA DE LOS FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN EL BLOQUE 16 DE LA AMAZONÍA ECUATORIANA”.

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERA DE PETRÓLEOS**

VALERIA MARIBEL MINDA RUALES

DIRECTOR: ING. FAUSTO RAMOS

Quito, febrero 2016

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2015
Reservados todos los derechos de reproducción.

DECLARACIÓN

Yo **VALERIA MARIBEL MINDA RUALES**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Valeria Maribel Minda Ruales

1004035992

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**Comparación de los diferentes índices de saturación para determinar la tendencia de los fluidos de producción del Bloque 16**”, que, para aspirar al título de Ingeniera de Petróleos fue desarrollado por **Valeria Maribel Minda Ruales**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

Fausto Ramos Aguirre

DIRECTOR DEL TRABAJO

C.I. 1705134102

Dedico este trabajo a mi familia, por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, quienes creyeron en mí; brindándome su apoyo incondicional para seguir adelante y culminar mis metas.

Con todo mi amor a mis padres que hicieron todo lo que estuvo en sus manos, para que pudiera lograr mis sueños.

A mis hermanos por ser la motivación para lograr este triunfo, sin ellos esto no tendría sentido.

Por ellos soy lo que soy.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por ser mi guía, por siempre estar a mi lado en el transcurso de mi vida; siendo mi apoyo incondicional en los momentos difíciles de mi vida, sin el yo no estuviese aquí.

Agradezco a mi tutor académico por ser mi guía en la elaboración de este trabajo de grado.

Al departamento de Ingeniería de Producción Repsol S.A., especialmente a los Ingenieros Carlos Jiménez y Nelson Troncoso, del departamento de Tratamiento Químico, quienes contribuyeron en la realización de este trabajo.

A Quimipac Bloque 16, en especial al Ingeniero Leopoldo Simisterra por compartir sus conocimientos, con toda su dedicación y paciencia.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN.....	xv
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. ANÁLISIS DEL PROBLEMA.....	3
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	4
1.3. OBJETIVOS.....	5
1.3.1. OBJETIVO GENERAL.....	5
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	5
2. MARCO TEÓRICO.....	6
2.1. ESTADO DEL ARTE.....	6
2.2. CORROSIÓN.....	7
2.2.1. PRINCIPIOS BÁSICOS DE CORROSIÓN.....	7
2.2.1.1. Ion.....	7
2.2.1.2. Cation.....	7
2.2.1.3. Anión.....	8
2.2.1.4. Electrolito.....	8
2.2.1.5. Celda electroquímica.....	8
2.2.2. TIPOS DE CORROSIÓN.....	10
2.2.2.1. Corrosión vía húmeda.....	10
2.2.2.2. Corrosión a alta temperatura.....	10
2.2.2.3. Corrosión uniforme.....	11
2.2.2.4. Corrosión localizada.....	11
2.2.2.5. Picadura.....	12
2.2.2.6. Lixiviación selectiva.....	12
2.2.2.7. Corrosión galvánica.....	13
2.2.2.8. Corrosión por fisura.....	14
2.2.2.9. Corrosión por tensión.....	14
2.2.2.10. Corrosión causada por bacterias sulfato reductoras	15
2.2.2.10.1. Cultivo de bacterias sulfato reductoras (BSR)	16
2.2.2.11. Corrosión causada por gases.....	18
2.2.3. METODOS DE CONTROL DE CORROSION.....	18
2.2.3.1. Diseño.....	19

2.2.3.2.	Selección de materiales	19
2.2.3.2.1.	Moneles	20
2.2.3.2.2.	Acero Inoxidable AISI Serie 300	20
2.2.3.2.3.	Acero Inoxidable AISI Serie 400	20
2.2.3.2.4.	Aleación de bronce de aluminio	20
2.2.3.3.	Modificación del medio corrosivo.....	20
2.2.3.3.1.	Inhibidores de corrosión fílmicos.....	21
2.2.3.3.2.	Neutralizantes	22
2.2.3.3.3.	Biocidas	22
2.2.3.4.	Protección catódica	22
2.2.3.4.1.	Serie galvánica	23
2.2.3.5.	Recubrimientos protectores.....	24
2.2.4.	METODOS DE MONITOREO DE CORROSION.....	24
2.2.4.1.	Cupones.....	24
2.2.4.1.1.	Cupón de corrosión.....	25
2.2.4.1.2.	Cupón de escala	28
2.2.4.2.	Probetas de resistencia eléctrica.....	29
2.2.4.2.1.	Equipo de monitoreo de la PRE (Probeta de resistencia eléctrica)	30
2.2.4.3.	Probetas Microcor	32
2.2.4.3.1.	Equipo de monitoreo de la Microcor	32
2.3.	INCRUSTACIONES.....	33
2.3.1.	Qué son las incrustaciones.....	34
2.3.2.	Origen de las incrustaciones.....	34
2.3.3.	Factores que afectan a la formación de incrustaciones	35
2.3.3.1.	Supersaturación	35
2.3.3.2.	Nucleación.....	36
2.3.3.3.	Precipitación y adherencia a las paredes	36
2.3.4.	Factores que inciden la formación de incrustaciones	37
2.3.4.1.	Factores físicos	38
2.3.4.1.1.	Temperatura	38
2.3.4.1.2.	Presión.....	40

2.3.4.1.3.	Factores dinámicos.....	42
2.3.4.2.	Factores químicos	42
2.3.4.2.1.	Concentración.....	42
2.3.4.2.2.	Sólidos Suspendedos	42
2.3.4.2.3.	pH	43
2.3.4.2.4.	Mezcla de aguas incompatibles	43
2.3.5.	Incrustaciones más comunes	43
2.3.5.1.	Carbonato de Calcio.....	44
2.3.5.2.	Sulfato de Calcio	44
2.3.5.3.	Silicato de Magnesio	44
2.3.5.4.	Sulfato de Bario	44
2.3.6.	Prevención de incrustaciones	45
2.3.6.1.	Inhibidores de incrustaciones	45
2.3.6.1.1.	Efecto Umbral	45
2.3.6.1.2.	Secuestrantes	46
2.3.6.1.3.	Dispersantes.....	46
2.4.	INDICES DE SATURACION DE CARBONATOS	46
2.4.1.	INDICE DE LANGELIER	47
2.4.2.	INDICE DE RYZNAR.....	48
2.4.3.	INDICE DE STIFF Y DAVIS.....	49
2.4.4.	INDICE DE PUCKORIUS	51
2.4.5.	INDICE DE ODDO Y TOMSON.....	51
2.4.6.	INDICE DE LARSON-SKOLD.....	52
2.5.	SOFTWARE FRENCH CREEK.....	53
2.5.1.	ENSAYOS FÍSICO-QUÍMICOS	53
2.5.1.1.	Dureza cálcica.....	54
2.5.1.2.	Dureza Magnésica.....	54
2.5.1.3.	Dureza total	54
2.5.1.4.	Presencia de hierro	55
2.5.1.5.	Alcalinidad total	55
2.5.1.6.	Presión parcial de CO₂ , H₂S	56
2.5.2.	DATOS OPERACIONALES.....	57

2.5.2.1.	Temperatura, Presión de fondo Y Cabeza	57
2.5.2.1.1.	Caudales de fluido	58
2.5.2.1.2.	Longitud de la tubería	59
2.5.2.1.3.	Diámetro de interno	59
2.5.2.1.4.	Tiempo de residencia.....	60
3.	METODOLOGÍA	61
3.1.	DESCRIPCIÓN DEL BLOQUE 16	61
3.2.	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)	65
3.2.1.	Equipo de superficie	66
3.2.1.1.	Caja de venteo	66
3.2.1.2.	Transformador.....	67
3.2.1.3.	Tablero o variador de control.....	68
3.2.2.	Equipo de fondo.....	68
3.2.2.1.	Bomba centrífuga	69
o	Empuje ascendente (Upthrust)	72
o	Empuje descendente (Downthrust).....	72
3.2.2.2.	Intake.....	73
3.2.2.2.1.	Separador de gas	74
3.2.2.3.	Sección sellante	75
3.2.2.4.	Motor electro sumergible	76
3.2.2.5.	Cable	77
3.2.2.6.	Sensor	78
3.2.2.7.	Centralizador	79
3.3.	PARTE EXPERIMENTAL	80
3.3.1.	Descripción del Pozo IRO A-01	81
3.3.1.1.	Equipo de fondo	81
3.3.2.	Obtención de datos.....	84
3.3.3.	Cálculo de los Índices de saturación de carbonatos.....	84
3.3.3.1.	Índice de langelier	89
3.3.3.2.	Índice de Ryznar.....	91
3.3.3.3.	Índice de Stiff y Davis	92
3.3.3.4.	Índice de Oddo Tomson (IOT).....	98

3.3.3.5.	Índice de Puckorius	99
3.3.3.6.	Índice de Larson-Skold.....	100
3.3.4.	Análisis del historial de pullings y tendencias	104
3.3.4.1.	Análisis del cupón retirado agosto.....	106
3.3.4.2.	Evaluación dosis óptima de inhibidor de corrosión para el pozo IRO A-1	107
3.3.4.2.1.	Método de probeta de resistencia eléctrica (PRE).	108
3.3.4.2.2.	Método de probeta Microcor	109
3.3.4.3.	Trabajo #16 realizado en Agosto 2015 pozo IRO A-01	111
3.3.5.	Tendencia del Pozo IRO-A1	114
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	119
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	151
5.1.	CONCLUSIONES	151
5.2.	RECOMENDACIONES	152
6.	BIBLIOGRAFÍA.....	153
7.	ANEXOS.....	155

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Composición y nutrición de bacterias.....	15
Tabla 2. Serie de dilución de cultivos.....	17
Tabla 3. Serie Galvánica.....	23
Tabla 4. Referencia de velocidad de corrosión.....	26
Tabla 5. Análisis de dureza total por titulación con EDTA	55
Tabla 6. Rango de Alcalinidad del Agua de Formación en pozos de producción de crudo	56
Tabla 7. Corrosión en función de la presión parcial.....	57
Tabla 8. Datos de fondo del pozo	58
Tabla 9. Reporte diario de Producción.....	58
Tabla 10. API del Bloque 16	62
Tabla 11. Salinidad del Bloque 16	64
Tabla 12. Equipo instalado en IRO A-01.....	82
Tabla 13. Datos físico-químicos IRO A-01	84
Tabla 14. Iones en unidades de <i>mgl</i>	87
Tabla 15. Iones en unidades de <i>gl</i>	87
Tabla 16. Cálculo de Fuerza Iónica	88
Tabla 17. Cálculo de K en función de la temperatura y fuerza ionica IRO-A 01.....	97
Tabla 18. Transformación de iones a <i>gl</i>	101
Tabla 19. Transformación de iones <i>moll</i>	102
Tabla 20. Transformación de iones <i>mEqL</i>	102
Tabla 21. Tendencias de índices de saturación de carbonatos	103
Tabla 22. Histórico de reacondicionamientos IRO A-01	105
Tabla 23. Evaluación de cupón de corrosión pozo IRO A-01	107
Tabla 24. Análisis pulling IRO A-01	113
Tabla 25. Cálculo Índice Langelier vs Profundidad, pozo IRO A-01	120
Tabla 26. Índice de Ryznar vs Profundidad, pozo IRO A-01.....	122
Tabla 27. Índice de Stiff-Davis vs Profundidad, pozo IRO A-01.....	123
Tabla 28. Índice de Oddo-Tomson vs Profundidad, pozo IRO A-01	125
Tabla 29. Índice de Puckorius vs Profundidad, pozo IRO A-01	126
Tabla 30. Resultado de análisis de índices de saturación de carbonatos realizados en agua de formación del, Bloque 16/Tivacuno, operado por Repsol S.A.	143

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Celda electroquímica	9
Figura 2. Corrosión uniforme en centralizador	11
Figura 3. Corrosión por picadura	12
Figura 4. Corrosión por Lixiviación selectiva en equipo BES	13
Figura 5. Corrosión galvánica en equipo BES	13
Figura 6. Corrosión por fisura en motor de fondo	14
Figura 7. Corrosión por tensión.....	14
Figura 8. Cultivo de bacterias en viales	16
Figura 9. Cultivo de bacterias con tiempo de exposición	17
Figura 10. Inhibidor de corrosión	21
Figura 11. Cupón de corrosión 7.62 cm.....	26
Figura 12. Cupón de corrosión 16 cm.....	27
Figura 13. Cuponera instalada en línea de crudo	28
Figura 14. Ensamblador retractable.....	28
Figura 15. Cupón de escala	29
Figura 16. Sistema Corrdata	31
Figura 17. Velocidad de corrosión	31
Figura 18. Sistema Microcor	33
Figura 19. Acumulación de Incrustaciones	35
Figura 20. Proceso de Nucleación.....	36
Figura 21. Incrustación en motor de fondo	37
Figura 22. Solubilidad de los minerales vs Temperatura	39
Figura 23. Solubilidad de los carbonatos vs Temperatura	40
Figura 24. Solubilidad de los minerales vs Presión.....	41
Figura 25. Fuerza iónica molar	50
Figura 26. Diagrama de equipo de fondo.....	59
Figura 27. Ubicación del Bloque 16	61
Figura 28. Equipo de fondo.....	65
Figura 29. Caja de venteo.....	67
Figura 30. Transformador	67
Figura 31. Tablero o variador.....	68
Figura 32. Bomba Centrífuga.....	69
Figura 33. Etapa de la Bomba	70
Figura 34. Etapas de la Bomba, flujo radial y mixto	70
Figura 35. Curva de eficiencia del equipo BES.....	71
Figura 36. Curvas de Tornado	73
Figura 37. Ingreso a la bomba, INTAKE	74
Figura 38. Separador de gas	75
Figura 39. Motor de fondo.....	77
Figura 40. Cable plano.....	78

Figura 41. Sensor de fondo	79
Figura 42. Centralizador	80
Figura 43. Completación final, pozo IRO A-01	83
Figura 44. Evidencia del Electrodo T-20-24”(2)	108
Figura 45. Evaluación de la velocidad de corrosión del 13 al 15 Febrero..	109
Figura 46. Evidencia del Electrodo T-20-18”	110
Figura 47. Velocidad de corrosión, método microcor	111
Figura 48. Corrosión en los pines de la tubería	112
Figura 49. Índice de Oddo-Tomson 3D, pozo IRO A-01	115
Figura 50. Índice de Oddo-Tomson 2D, pozo IRO A-01	115
Figura 51. Índice de Stiff-Davis 3D, pozo IRO A-01	116
Figura 52. Índice de Stiff-Davis 2D, pozo IRO A-01	117
Figura 53. Velocidad de corrosión 3D, pozo IRO A-01	118
Figura 54. Velocidad de corrosión 2D, pozo IRO A-01	118

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Langelier vs Profundidad centralizador	120
Gráfico 2. Langelier vs Profundidad descarga	121
Gráfico 3. Ryznar vs Profundidad centralizador	122
Gráfico 4. Ryznar vs Profundidad descarga	123
Gráfico 5. Stiff-Davis vs Profundidad centralizador	124
Gráfico 6. Stiff-Davis vs Profundidad descarga	124
Gráfico 7. Oddo-Tomson vs Profundidad centralizador	125
Gráfico 8. Oddo-Tomson vs Profundidad descarga	126
Gráfico 9. Puckorius vs Profundidad centralizador	127
Gráfico 10. Puckorius vs Profundidad descarga	127
Gráfico 11. Análisis índice de saturación de carbonatos, Bloque 16	129
Gráfico 12. Análisis índice de saturación de carbonatos, SPF	129
Gráfico 13. Análisis índice de saturación de carbonatos, NPF	130
Gráfico 14. Análisis índice de saturación de carbonatos, Capirón	131
Gráfico 15. Análisis índice de saturación de carbonatos, Bogi	131
Gráfico 16. Análisis índice de saturación de carbonatos, Tivacuno	132
Gráfico 17. Análisis índice de saturación de carbonatos, Amo	133
Gráfico 18. Análisis índice de saturación de carbonatos, Amo A.....	133
Gráfico 19. Análisis índice de saturación de carbonatos, Amo B.....	134
Gráfico 20. Análisis índice de saturación de carbonatos, Amo C.....	135
Gráfico 21. Análisis índice de saturación de carbonatos, Daimi A	136
Gráfico 22. Análisis índice de saturación de carbonatos, Daimi B	136
Gráfico 23. Análisis índice de saturación de carbonatos, Ginta A.....	137
Gráfico 24. Análisis índice de saturación de carbonatos, Ginta B.....	138
Gráfico 25. Análisis índice de saturación de carbonatos, Iro A.....	138
Gráfico 26. Análisis índice de saturación de carbonatos, Iro B.....	139
Gráfico 27. Análisis índice de saturación de carbonatos, Iro 01	140
Gráfico 28. Análisis índice de saturación de carbonatos, Wati	140
Gráfico 29. Inyección de Químicos	142

RESUMEN

Evaluación de los diferentes índices de saturación de carbonatos del agua de formación de pozos productores de crudo del Bloque 16, identificando la aplicabilidad de cada uno de los índices en base a sus condiciones de operación, presión, temperatura y condiciones físico químicas.

Para el estudio se realizó una matriz del historial de reacondicionamiento realizado en los pozos conjuntamente con el tratamiento químico aplicado en dichas operaciones, para determinar si existe variación en la tendencia del agua de formación a ser corrosiva o incrustante.

Se realizó la simulación de tendencias utilizando el software FRENCH CREEK V. 7.00, basándose en datos físico-químicos y operacionales del pozo; permitiendo evaluar el potencial de formación de incrustaciones y velocidad de corrosión.

Los cálculos realizados permiten visualizar variaciones de los índices de saturación de carbonatos en la trayectoria del fluido desde el fondo del pozo hasta superficie, para tener una mejor apreciación de los cambios de tendencia en función de las variaciones de presión y temperatura.

Los fluidos de los pozos productores presentan características físico-químicas que afectan directamente la tendencia, de ser corrosiva o incrustante, estos son: presión, temperatura, alcalinidad, presencia de gases como es el CO_2 y H_2S . Esto se demostró en el análisis del historial de los ensayos físico-químicos del seguimiento del comportamiento de los pozos.

Se concluye que las características físico-químicas del agua de formación varían con las condiciones operacionales de los pozos, siendo incrustantes en el pozo y corrosiva en cabeza o viceversa, por lo que el tratamiento químico a este fluido varía de acuerdo a los índices calculados.

ABSTRACT

Evaluation of the different indexes of saturation of carbonates of the water of formation of producing wells of crude oil of the Block 16, identifying the applicability of each one of the indexes on the basis of his conditions of operation, pressure, temperature and conditions physicist chemistries.

For the study there was realized a counterfoil of the record of reconditioning realized in the wells together with the chemical treatment applied in the above mentioned operations, to determine if variation exists in the trend of the water of formation to be corrosive or incrustante.

The simulation of trends was realized using the software FRENCH CREEK V. 7.00, being based on information physicist - chemist and operational of the well; allowing to evaluate the potential of formation of inlays and speed of corrosion.

The realized calculations allow to visualize variations of the saturation indexes of carbonates in the path of the fluid from the bottom of the well up to surface, to have a better appraisal of the changes of trend depending on the variations of pressure and temperature.

The fluids of the producing wells present typical exchequer - chemistry that affect directly the trend, of being corrosive or incrustante, these are: pressure, temperature, alkalinity, gas presence since it is the CO₂ y H₂ S. This demonstrated in the analysis of the record of the tests exchequer - chemist of the follow-up of the behavior of the wells.

One concludes that the characteristics physicist - chemistry of the water of formation change with the operational conditions of the wells, being incrustantes in the well and corrosive at the top or vice versa, for what the chemical treatment to this fluid changes in agreement to the calculated indexes.

1. INTRODUCCIÓN

La corrosión afecta de manera directa a las instalaciones de la industria petrolera, dependiendo de las condiciones operativas y características de la formación productora, esta puede ser tratada con el fin de minimizar su impacto.

El Bloque 16 está ubicado en la provincia de Orellana operado por REPSOL ECUADOR S.A., en sus inicios operaba con su planta de Facilidades de Producción del Norte, (NPF siglas en inglés), adicionalmente en 1997 añadió su planta de Facilidades de Producción del Sur (SPF siglas en inglés); actualmente tiene 14 locaciones donde se obtiene una mezcla de petróleos que varían desde los 12.5° API hasta los 18.6° API, obteniendo un promedio de 14.5° API.

En el Bloque 16 la producción de agua es considerablemente alta con relación al crudo, esto genera problemas operacionales; siendo necesario un estudio de tendencias de índices de saturación del agua de formación de pozos productores.

El análisis de las tendencias corrosivas e incrustantes se realiza mediante el software French Creek, el mismo que dispone de varios índices que permiten obtener la tendencia del agua de formación; la misma que se ve afectada por la presencia de gas y volumen de fluido.

El objetivo del trabajo es realizar un análisis comparativo utilizando diferentes índices en la evaluación de tendencias del agua de formación, con el fin de obtener una mejor interpretación, que permitirá estimar el tipo de químico a inyectar.

EL Bloque 16 tiene una producción de 29 532.24 bppd de crudo, y una producción diaria de agua 845 521.16 bapd (REPSOL S.A., 2015) es decir del volumen de fluido producido en el día el 96.6 % corresponde al agua; por tal motivo las condiciones para que se presenten problemas de corrosión e

incrustación son relativamente altas, siendo un factor primordial tratar de evitar estos inconvenientes con el adecuado tratamiento químico.

La formación de incrustaciones afecta directamente a lo que es la disminución de producción debido a que, cuando se tiene presencia de precipitaciones de sales se obstruye más del 40% de fluencia de la tubería, impidiendo así el ingreso de las herramientas para realizar trabajos de reacondicionamiento en los pozos.(Mayorga Zambrano, C. J., Farez, G., & Efrain, R., 2015)

La corrosión es el deterioro de un material o sus propiedades causado por el medio donde se encuentra (Mogollon, 2007); lo que genera una pérdida en la integridad en el metal de la tubería o equipo que corresponde al sistema de levantamiento artificial y completación del pozo, ocasionando que se genere pérdidas de producción y este quede en estado de workover.

La importancia de correr una tendencia en determinado pozo, es tener una idea del comportamiento del pozo, de acuerdo a las variaciones de datos de presión, temperatura, salinidad, alcalinidad, presiones parciales de gases; para con este resultado determinar el tipo de tratamiento químico requerido para dicho pozo.

El presente trabajo busca realizar un análisis entre los diferentes índices de saturación con los que se determina la tendencia incrustante o corrosiva del agua de formación, con el fin de obtener una estimación más acertada sobre el comportamiento de los fluidos dentro del pozo, para posteriormente analizar el tratamiento químico dado a dicho fluido.

1.1. ANÁLISIS DEL PROBLEMA

La producción de agua en el Bloque 16 corresponde al 96.6% del fluido total, las aguas de formación tienen salinidades altas, que varían entre los 4000 y 75 000 ppm, lo que genera que esta agua sean corrosivas o incrustantes.

Dentro de los tipos de químicos que se utilizan en el tratamiento del fluido de producción tenemos: demulsificantes, biocidas, anticorrosivos, antiescala, sandtreat.

Siendo los de más importancia los anticorrosivos y antiescala; no por eso restándoles importancia al resto de químicos. El inconveniente es el conocer el tipo y volumen de químico se requiere para el tratamiento de un pozo basándose en las condiciones operativas, propiedades físico-químicas propias de cada pozo.

Por tal motivo se requiere un análisis utilizando el software French Creek, comparando los diferentes índices que tiene el software, para analizar la tendencia del agua de formación de cada pozo a ser corrosiva o incrustante.

1.2. JUSTIFICACIÓN

La importancia de la elaboración de este trabajo radica en el alto corte de agua que se tiene en el Bloque 16, el cual es del 96.6 %, y la necesidad de conocer la tendencia del agua de formación decada pozo a ser incrustante o corrosiva, para determinar el tipo de tratamiento químico se debe aplicar.

El conocer la tendencia del agua de formación en los pozos tiene como ventaja el analizar el historial de la tendencia (incrustante o corrosiva), monitoreo de corrosión (cupones, probetas), escala (cupones de escala, residual de fosfonatos) y tratamiento químico aplicado al pozo, y así saber a un futuro como puede reaccionar dependiendo del tratamiento químico se esté utilizando.

La metodología aplicada puede ser utilizada en la evaluación de pozos en otros campos, con el fin de obtener un tratamiento químico adecuado que asegure la vida operativa del pozo.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar los diferentes índices de saturación de carbonatos para determinar la tendencia incrustante o corrosiva de los fluidos de producción en el Bloque 16 de la Amazonía Ecuatoriana.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar los diferentes índices de saturación de carbonatos de fluidos de producción mediante el uso de la aplicación French Creek.
- Evaluar el tratamiento químico aplicado a los pozos productores en función a los resultados del monitoreo de corrosión (probetas y cupones), escala (cupones de escala, residual de fosfonatos) y resultados de pullings.
- Elaborar un historial del tratamiento químico aplicado a los pozos productores, basados en el resultado del monitoreo de corrosión, escala, pullings y tendencias del fluido (índices de saturación).

2. MARCO TEÓRICO

2.1. ESTADO DEL ARTE

La vida operativa de los pozos petroleros depende de algunos factores como: la presencia de escala e incrustaciones, producción excesiva de agua, sistema de levantamiento artificial óptimo para dichos pozos; el objetivo de la industria es preservar el tiempo de producción de un pozo, en otras palabras alargar la vida de operación del pozo. Para lo cual es de vital importancia conocer el tipo de tendencia que tiene el agua de formación de dichos pozos, con el fin de actuar de manera preventiva con el tratamiento químico adecuado, asegurándose así que la producción de dichos pozos no decline severamente con el tiempo.

Para realizar los análisis de tendencias de los pozos se usa el software denominado French Creek(Daniel Aramburo, H. A. , 2011), el mismo que permite evaluar el potencial de formación de incrustaciones para salmueras, aguas superficiales y mezclas de aguas. Una de sus ventajas es la evaluación del potencial de formación de escala para las condiciones cambiantes de temperatura, pH y presión parcial de los gases.

Logrando obtener una predicción de los problemas de incrustaciones tanto en fondo de pozo como en su recorrido a lo largo de la tubería hasta llegar a la superficie.

Esto se lo hace en base a una simulación interna utilizando datos de ensayos físico-químicos y operacionales de los pozos, uno de los índices de saturación es el del Índice de Oddo – Thompson(Mogollon, 2007).

El Índice de Oddo – Thompson (IOT) es el resultado de modelos matemáticos que se realizaron a partir de variables operacionales de los pozos, las mismas que incluyen: características fisicoquímicas del fluido, condiciones de producción.

2.2. CORROSIÓN

La Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión (NACE), define a la corrosión como: “La corrosión es el deterioro de una sustancia (usualmente un metal) o sus propiedades debido a la reacción con su medio ambiente”. Si la corrosión es originada por reacciones químicas el incremento o disminución de esta dependerá en alguna forma de la temperatura y concentración de los productos, es el retorno del metal a su estado natural de óxido.

2.2.1. PRINCIPIOS BÁSICOS DE CORROSIÓN

La corrosión es un proceso electroquímico donde coexisten dos reacciones como son las reacciones anódicas y catódicas, generando como resultado una reducción del metal en el ánodo y reducción de oxígeno en el cátodo. Las reacciones mencionadas se efectúan en una celda de corrosión presente en un medio acuoso.

El principio básico de este proceso electroquímico es la diferencia de potencial generada entre el ánodo y el cátodo, a través de un flujo de corriente por medio de la solución acuosa y un flujo de electrones conducidos por medio de la ruta metálica (Patton, 1995)

2.2.1.1. Ion

Un ion es un átomo o molécula con carga eléctrica, y este puede tener carga positiva o negativa, teniendo la siguiente clasificación:

2.2.1.2. Cation

Un átomo o molécula con carga positiva, es decir es un ion positivo. En una celda electroquímica son atraídos al cátodo que tiene carga negativa.

2.2.1.3. Anión

Un átomo o molécula con carga negativa, es decir es un ion negativo. En una celda electroquímica son atraídos al ánodo que tiene carga positiva.

2.2.1.4. Electrolito

Un electrolito es una sustancia que contiene aniones y cationes, por lo que se convierte en un conductor de corriente eléctrica, existen varios tipos de electrolitos dentro de estos tenemos sólidos, líquidos y fundidos.

El electrolito es soluble en el agua, el mismo que puede ser fuerte o débil de acuerdo a su ionización con el medio acuoso, teniendo como un electrolito fuerte a una sustancia resultado de la disolución irreversible (Patton, 1995), por ejemplo:



Un electrolito débil es el resultado de una sustancia que al ponerse en contacto con el agua genera iones parciales de tipo reversibles (Patton, 1995), por ejemplo:



2.2.1.5. Celda electroquímica

Se entiende por celda electroquímica a un dispositivo generador de electricidad, esta puede ser suministrada a través de una reacción química, estos fenómenos son conocidos como “reacciones electroquímicas” o “reacciones redox”, debido a la generación de transferencia de electrones entre las diferentes sustancias (Mogollon, 2007).

Los elementos principales de una celda electroquímica son los siguientes:

- **Ánodo:** se lo conoce como el polo negativo, sobre este electrodo se produce la oxidación, debido a la pérdida de electrones del agente reductor dando como resultado el proceso de oxidación.

- Cátodo: se lo conoce como el polo positivo, sobre este se produce la reducción, debido a que el agente oxidante gana electrones dando como resultado la oxidación.
- Puente salino: la función principal es obtener un equilibrio iónico en el sistema en general, por lo cual debe estar construido con un soporte tipo gel y contener un electrolito fuerte como solución, este puede ser nitrato, por ejemplo. La función del mismo es impedir el paso de la sustancia de una celda a otra (Castellan W., 1987).
- Voltímetro: permite conocer el voltaje de la celda, siendo este igual a la diferencia de potencial eléctrico entre el ánodo y el cátodo, siendo la diferencia al momento de realizar la medición de potenciales para determinar la protección de la línea o ducto, debe de estar entre -0.85 mv o 850 mv.

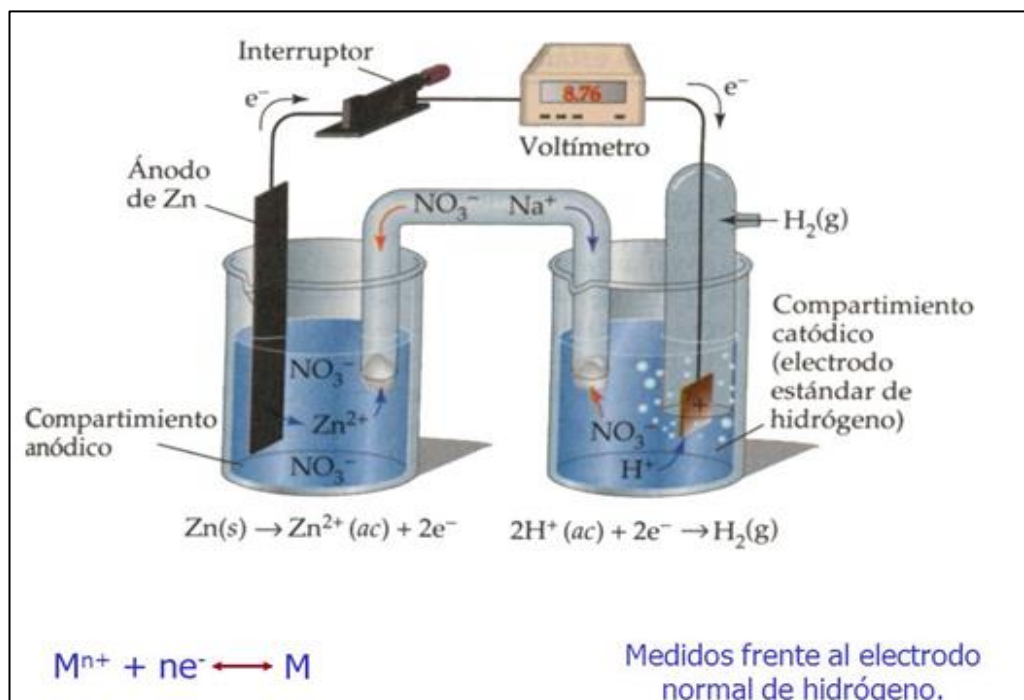


Figura 1. Celda electroquímica

Fuente:(Castellan W., 1987)

Se puede llegar a la conclusión de que una celda electroquímica está constituida por dos electrodos, los mismos que se encuentran sumergidos en

soluciones aptas, conectados por un puente salino y un voltímetro que se encarga de la transferencia de electrones.

Dentro de las celdas electroquímicas tenemos dos tipos:

- Celdas galvánicas: se forman a partir de una reacción química generada de manera espontánea de óxido-reducción, que genera corriente eléctrica; estas son las comúnmente llamadas baterías o pilas voltaicas.
- Celda electrolítica: se forman a partir de una corriente eléctrica externa, es decir utilizando una fuente ajena para poder crear la reacción que no ocurriría sin la presencia de esta fuente(Castellan W., 1987).

2.2.2. TIPOS DE CORROSIÓN

Los tipos de corrosión se pueden dar por dos factores principales como son la temperatura y localización; teniendo la siguiente sub clasificación:

Desde el punto de vista de la temperatura a la que ocurre la corrosión esta puede ser:

2.2.2.1. Corrosión vía húmeda

Este tipo de corrosión se da cuando existe la presencia de agua.

2.2.2.2. Corrosión a alta temperatura

Este tipo de corrosión se da cuando existen temperaturas superiores a los 450° C. Los gases atacan al metal de manera directa, en este caso no hay presencia de agua líquida(Andrango Chacón, 2010).

Desde el punto de vista de localización donde ocurre la corrosión, es decir la zona del metal, esta puede clasificarse en:

2.2.2.3. Corrosión uniforme

Esta se da cuando la corrosión desgasta en la misma proporción a toda la superficie del metal en contacto con el medio corrosivo.



Figura 2.Corrosión uniforme en centralizador

Fuente:(Andrango Chacón, 2010)

2.2.2.4. Corrosión localizada

Esta se da cuando la corrosión afecta de manera específica a un área determinada del metal, generando picaduras en la superficie metálica, también conocida como piting(Andrango Chacón, 2010).

Dentro de la corrosión localizada podemos encontrar los siguientes tipos:

2.2.2.5. Picadura

Una de las formas más agresivas de la corrosión, esta consiste en el desgaste del metal debido al incremento de la velocidad de corrosión en un punto de inactividad, esto es promovido por la baja velocidad del fluido(Andrango Chacón, 2010).



Figura 3. Corrosión por picadura

Fuente:(Andrango Chacón, 2010)

2.2.2.6. Lixiviación selectiva

Es el proceso de corrosión selectiva, es decir se da el desgaste de uno de los elementos de la aleación.

Un ejemplo es la dezincificación en un sistema de enfriamiento, que consiste en la remoción selectiva del zinc de una aleación cobre-zinc(Cherrez, 2009).



Figura 4. Corrosión por Lixiviación selectiva en equipo BES

Fuente:(Andrango Chacón, 2010)

2.2.2.7. Corrosión galvánica

Este tipo de corrosión se da por la diferencia de potencial generada cuando se pone en contacto dos metales. La diferencia incrementa cuando más alejados se encuentran los metales en la serie galvánica.



Figura 5. Corrosión galvánica en equipo BES

Fuente:(Andrango Chacón, 2010)

2.2.2.8. Corrosión por fisura

Este tipo de corrosión es similar a la corrosión por picadura, teniendo un desgaste severo en una determinada área en este caso una fisura, donde la solución tiende a ser más concentrada y acida.



Figura 6. Corrosión por fisura en motor de fondo

Fuente: (Andrango Chacón, 2010)

2.2.2.9. Corrosión por tensión

Esta se da cuando un metal falla por acción de los esfuerzos que demanda su uso en un medio corrosivo.



Figura 7. Corrosión por tensión

Fuente: (Andrango Chacón, 2010)

2.2.2.10. Corrosión causada por bacterias sulfato reductoras

En la industria tenemos dos tipos de bacterias las de tipo planctónicas, que vienen hacer las que se mueven con el fluido y las sésiles, que son las estacionarias que se adhieren a las superficies de los equipos, tuberías e instalaciones (Andrango Chacón, 2010).

La composición y nutrición de las bacterias se puede considerar de la siguiente manera:

Tabla 1. Composición y nutrición de bacterias

Proteínas	50 – 65 % peso
Grasas	1.5 – 3 % peso
Cenizas	3 – 7 % peso
Ácidos Nucleicos	8 – 12 % peso

Fuente: (Andrango Chacón, 2010)

El tipo de bacterias que se encuentran con mayor frecuencia son las de tipos sésiles, dentro de estas tenemos las bacterias sulfatos reductoras que contribuyen con el proceso de corrosión; de ahí surge la importancia de saber de estas, para poder controlar su efecto (Daniel Aramburo, H. A. , 2011)

Las bacterias sulfato reductoras (BSR) son anaerobias, utilizan el SO₄ como fuente de su metabolismo, son muy comunes en las aguas de formación petrolera, especialmente en salmueras en concentración de 5000-60000 ppm y resisten a altas temperaturas (Andrango Chacón, 2010).

Su proceso de reproducción y ataque se da en los tanques de almacenamiento y en líneas muertas, entendiéndose por línea muerta la que no tienen movimiento de flujo. Se reproducen bajo depósitos de sólidos, o también atracan en líneas o tanques donde existen soldas con porosidades (Andrango Chacón, 2010).

2.2.2.10.1. Cultivo de bacterias sulfato reductoras (BSR)

La técnica para el cultivo de BSR se encuentra descrita en la norma NACE TM 0104, donde dice que se la realiza a través de la de inoculación y dilución gravimétrica, que consiste en: un vial o botellas de 9 mililitros, el mismo que está compuesto de una solución salina, un clavo y sulfato.

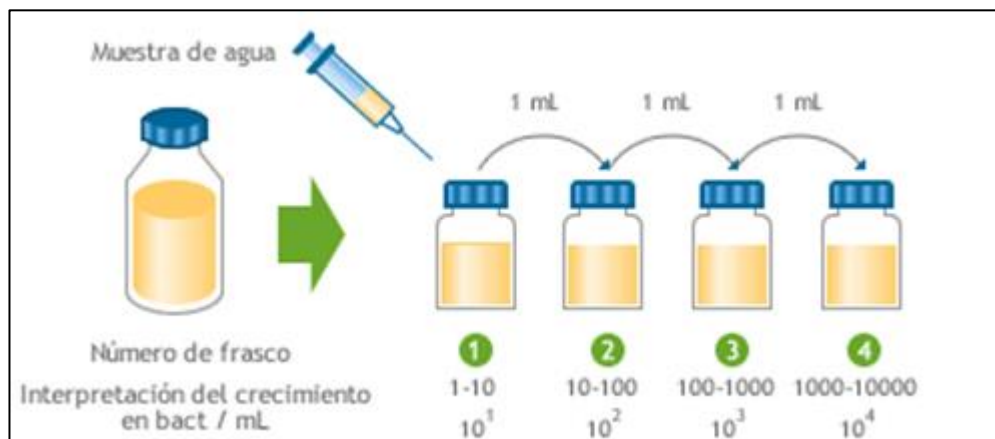


Figura 8. Cultivo de bacterias en viales

Fuente:(Mogollon, 2007)

Para proceder al cultivo se toma un mililitro de la muestra problema y se lo introduce en la primera botella, evitando que se tenga presencia de oxígeno; luego se agita vigorosamente hasta conseguir una mezcla homogénea. Si se realiza un solo cultivo se desecharía el mililitro de la mezcla, caso contrario se procede a hacer la dilución en las botellas siguientes, el número de estas depende del grado de contaminación del medio(Mogollon, 2007).



Figura 9. Cultivo de bacterias con tiempo de exposición

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

El indicador de presencia de BSR es cuando tenemos el cambio en la coloración de transparente a negro, el tiempo de exposición de la muestra depende de la contaminación del medio; es decir, si se tiene un ambiente altamente contaminado la lectura se la realiza inmediatamente teniendo cambios inmediatos en la coloración del medio por la proliferación bacteriana(Mogollon, 2007).

La interpretación de la lectura de los viales se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 2. Serie de dilución de cultivos

TABLE D1 SINGLE SERIAL DILUTION		
Number of Positive Vials	Actual Dilution of Sample	Estimated Range of Bacteria per mL
1	1:10	1 to 145
2	1:100	7 to 1,450
3	1:1,000	69 to 14,500
4	1:10,000	690 to 145,000
5	1:100,000	6,900 to 1,450,000
6	1:1,000,000	69,000 to 14,500,000

Fuente: (Castellan W., 1987)

2.2.2.11. Corrosión causada por gases

Los gases más comunes presentes en el agua de formación son el H_2S y el CO_2 , los mismos que son gases ácidos; su forma de actuar es disminuyendo el pH del agua cuando estos se disuelven en la misma.

Estos gases conjuntamente con el oxígeno incrementan la gravedad de la corrosión, aquí radica la importancia de minimizar su presencia para así mantener un pH alto en el agua. Logrando mantener un ambiente controlado para que la corrosión no se vuelva un problema potencial en las instalaciones.

De los gases mencionados anteriormente el que genera el mayor problema es el oxígeno disuelto, en la siguiente ecuación se puede calcular la velocidad de corrosión en función de la concentración de oxígeno, temperatura, sólidos totales disueltos, pH y el período de exposición del cupón (Daniel Aramburo, H. A. , 2011).

$$mpy = \frac{TDS^{0.253} DO^{0.820}}{(10^{SI})^{0.876} Day^{0.373}} \quad \text{EC [3]}$$

Dónde:

$$TDS = \text{Sólidos totales disueltos}, \frac{mg}{l}$$

$$DO = \text{Concentración de oxígeno disuelto}, \frac{ml}{l}$$

$SI = \text{Indice de Langelier}$

$Day = \text{Tiempo de exposición del cupón, días.}$

2.2.3. METODOS DE CONTROL DE CORROSION

La corrosión afecta a las instalaciones de la industria petrolera, esto debido a que se manejan varios tipos de fluidos los que contienen impurezas y sólidos

que afectan con el proceso de la corrosión; debido a esto se vuelve indispensable aplicar un control de este fenómeno, para lo cual se procede a tomar medidas preventivas como:

2.2.3.1. Diseño

La etapa de diseño se la debe realizar con la aplicación del método de protección catódica a nivel de ductos, con la finalidad de proteger la parte externa de la tubería, combinando con la protección interna que se basa en la aplicación de químicos anticorrosivos y biocidas (Daniel Aramburo, H. A. , 2011).

2.2.3.2. Selección de materiales

En las operaciones realizadas en la industria petrolera donde se manejan fluidos que son mezclas de aguas salmueras, hidrocarburos con altas concentraciones de azufre y bacterias; generalmente se usa tuberías de acero de calidades comunes o tuberías con revestimiento resistentes a la corrosión; sin embargo existen algunas facilidades de producción donde se utiliza materiales estándar (acero al carbón), esto se debe a que en estas locaciones se trabaja con fluidos nobles(Mogollon, 2007).

En casos donde se trabaja con fluidos agresivos se debe utilizar tubería de mejor aleación, es decir resistente a: altas concentraciones de sales, bacterias sulfato reductoras y material inorgánicos.

En equipos pequeños tales como: codos, equipos de control hidráulico, neumático, válvulas, bombas, neplos; que ayudan en la fase de separación se utiliza aleaciones que ayudan a reducir el efecto de la corrosión en facilidades de producción (Daniel Aramburo, H. A. , 2011)

Existen varios tipos de aleaciones, las comunes son las siguientes:

2.2.3.2.1. Moneles

La ventaja de utilizar este tipo de aleación es la resistencia a los efectos de la corrosión causados por aireación de agua y el agrietamiento causado por la presencia de sulfuros(Mogollon, 2007).

Estos son usados comúnmente en los vástagos y ejes de las válvulas.

2.2.3.2.2. Acero Inoxidable AISI Serie 300

La composición de este tipo de aleación corresponde al 18% Cr y 8% Ni, presentando una buena resistencia a la corrosión en aguas sulfurosas de campo; estas son utilizadas en roscas, pistones, vástagos de válvulas(Mogollon, 2007).

2.2.3.2.3. Acero Inoxidable AISI Serie 400

Siendo un material fácil de obtener este tipo de aleación presenta ciertas desventajas, tales como corrosión tipo picadura dada por la exposición en aguas sulfurosas(Mogollon, 2007).

2.2.3.2.4. Aleación de bronce de aluminio

Las aleaciones de bronce de aluminio se emplean para bombas de inyección tipo pistón utilizadas en los sistemas de reinyección de agua; no es aconsejable que estas trabajen aproximándose a su presión nominal de operación debido al desgaste que se genera(Mogollon, 2007).

2.2.3.3. Modificación del medio corrosivo

La modificación del medio corrosivo tiene como objetivo eliminar o aislar el agente causante de la corrosión en metal, esto se lo realiza utilizando productos químicos tales como inhibidores de corrosión.

2.2.3.3.1. Inhibidores de corrosión fílmicos

La función de este inhibidor es formar una película aceitosa que por adsorción se adhiere a la superficie de la tubería, evitando el contacto del metal con el agua(Mogollon, 2007).

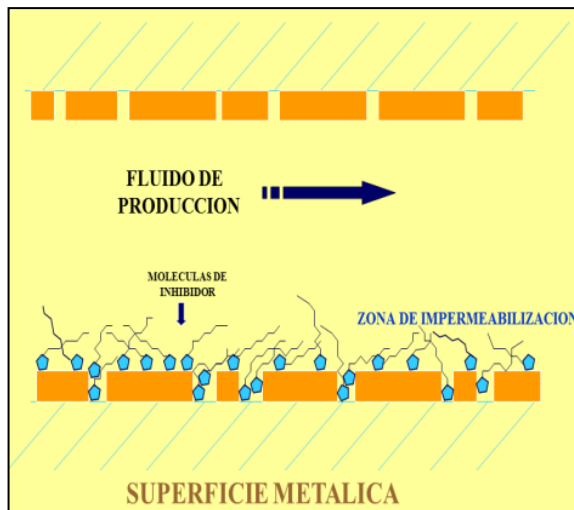


Figura 10. Inhibidor de corrosión

Fuente:(Andrango Chacón, 2010)

El inhibidor de corrosión (IC) para alcanzar su máximo rendimiento necesita flujo y es mejor si este es turbulento, debido a que si se tiene flujo laminar se da la precipitación de sólidos cubriendo la superficie del metal y evitando así que el químico tenga contacto directo con el mismo, minimizando su acción(Mogollon, 2007).

Entre las técnicas de aplicación del IC tenemos las siguientes:

- **Inyección continúa**

Es recordable debido a su eficiencia, la película formada por el IC no es permanente por lo que se necesita de una dosis continua para reponer las moléculas que se desprenden de la película.

- **Tratamiento por lotes**

Es utilizado en pozos productores o ductos, cuando no se dispone de equipos de inyección continua.

- **Tratamiento a presión (squeeze)**

Es utilizado en casos que se necesite inyectar el inhibidor directo al reservorio.

2.2.3.3.2. Neutralizantes

Este tipo de productos se utiliza en gasoductos, su función es neutralizar el ácido carbónico que es el resultado de la dilución del CO₂ en las gotas de agua (Mogollon, 2007).

2.2.3.3.3. Biocidas

Los biocidas son productos químicos orgánicos que tienen como función afectar a las funciones vitales de las bacterias, especialmente las de tipo sulfato reductoras (Mogollon, 2007).

2.2.3.4. Protección catódica

El objetivo de la protección catódica es hacer que el metal protegido actúe como cátodo, esto puede darse mediante dos tipos de aplicaciones que son las siguientes:

- Aplicación de corriente eléctrica generada por un ánodo de sacrificio, conocida como protección galvánica.
- Aplicación de corriente eléctrica impresa proveniente de un generador eléctrico.

Estas aplicaciones se diferencian porque la protección con ánodos de sacrificio se utiliza cuando el área a proteger no excede de 5 km de superficie y se instalan en puntos de mayor tránsito; mientras que la corriente

impresa se utiliza para mayores áreas, por ejemplo oleoductos o líneas de flujo donde ingresan múltiples fluidos de diferentes pozos (Andrango Chacón, 2010).

2.2.3.4.1. Serie galvánica

La serie galvánica desarrollada por la International Nickel Co. (INCO) nos ordena a los metales y aleaciones desde los más electropositivos (más catódicos, más nobles) hasta los más electronegativos (más anódicos, más activos). Entre más separados estén estos dos materiales en la serie mayor será el diferencial de potencial entre ellos y más fuerte será la corrosión del mas anódico(Mayorga Zambrano, C. J., Farez, G., & Efrain, R., 2015).

Tabla 3. Serie Galvánica

Extremo base (Noble) ↑	Platino
	Oro
	Plata
	Acero inoxidable
	Titanio
	Niquel (estado pasivo)
	Monel
	Bronce
	Cobre
	Latón
Extremo activo ↓	Niquel (estado Activo)
	Estaño
	Plomo
	Acero o Hierro
	Aluminio, Cadmio
	Zinc
	Magnesio

Fuente:(Mayorga Zambrano, C. J., Farez, G., & Efrain, R., 2015).

2.2.3.5. Recubrimientos protectores

Los recubrimientos protectores en la industria petrolera tienen alta demanda especialmente para oleoductos y líneas de flujo, entre estos se tiene:

- Epóxico adherido por fusión
- Termoplástico extruido
- Esmalte de alquitrán de hulla
- Cinta
- Recubrimiento de concreto para tuberías submarinas

Es necesario aclarar que este tipo de materiales son utilizados para proteger a los ductos externamente, para lo referente a la parte interna se utilizan diferentes productos químicos.

2.2.4. METODOS DE MONITOREO DE CORROSION

El monitoreo entendido por la actividad de control o supervisión de una situación, en este caso es el control de la proliferación bacteriana; se lo realiza para asegurar que los tipos de tratamiento aplicados para el control de la corrosión están haciendo efecto, y se está conservando la integridad de las instalaciones.

2.2.4.1. Cupones

Los cupones son laminillas metálicas del mismo material del ducto a evaluar, es decir son el testigo fiel de la corrosión.

Según API y NACE el tiempo de exposición mínimo del cupón es de 30 días, debido a que entre menor tiempo de exposición se tenga mayor será la rata

de corrosividad, esto se da porque la velocidad de corrosión es inversamente proporcional al tiempo de contacto.

$$mpy = \frac{946,969*(mf-mi)}{(tf-ti)} \quad \text{EC [4]}$$

Dónde:

mpy = milésimas de pulgadas por año

mf = peso final del cupón retirado

mi = peso inicial del cupón

tf – *ti* = tiempo de exposición del cupón

El monitoreo de la corrosión utilizando los cupones se basa en la diferencia del peso inicial menos el final, es decir se basa en la pérdida de metal y se lo expresa en milésimas de pulgada por año (mpy) (Mukulm M, 2011).

2.2.4.1.1. Cupón de corrosión

El cupón es considerado como un referente universal en la evaluación de corrosión teniendo ventajas como la extracción del mismo para realizar una inspección visual de su deterioro.

Dentro de sus desventajas está que nos presenta un dato promedio de la velocidad de corrosión ocurrida en el periodo de exposición, no nos permite detectar cambios en la tasa de corrosividad en el momento en el que ocurren; para así poder tomar acciones correctivas (Mogollon, 2007).



Figura 11. Cupón de corrosión 7.62 cm

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

Tabla 4. Referencia de velocidad de corrosión

Referencia de velocidades de corrosión	
Clasificación	Acero al carbón (mpy)
Insignificante	< 1-2
Leve	2-5
Moderada	5-10
Severa	> 10

Fuente:(Andrango Chacón, 2010)

La aleación del cupón debe ser la misma que el de la línea a evaluarse, este debe ser previamente preparado, pasivado y pesado. El tamaño varía entre los 0.95 cm, 7.62 cm y 16 cm (Mogollon, 2007).



Figura 12. Cupón de corrosión 16 cm

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

Existen dos formas para la colocación de cupones:

- Utilizando una cuponera.

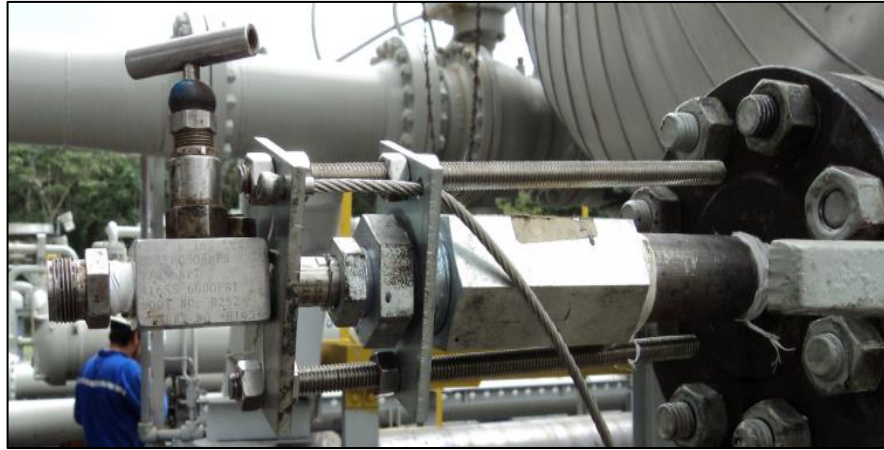


Figura 13. Cuponera instalada en línea de crudo

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

- Utilizando un ensamblador de probetas retractable.



Figura 14. Ensamblador retractable

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

2.2.4.1.2. Cupón de escala

De la misma manera que el cupón de corrosión, el de escala se lo utiliza en la evaluación de presencia de carbonatos; este a diferencia del de corrosión

presenta pequeños orificios en su cuerpo, los cuales se obstruirán en presencia de carbonatos formando una cristalización y por ende se da origen a la formación de la costra o escala (Mogollon, 2007).

La forma de determinar la presencia de escala al momento de extraer el cupón para la inspección visual es utilizando ácido clorhídrico, al hacer contacto este con los carbonatos se produce una efervescencia, entre mayor sea esta será mayor la presencia de carbonatos (Mogollon, 2007).



Figura 15.Cupón de escala

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

2.2.4.2. Probetas de resistencia eléctrica

Este tipo de probetas son cilíndricas y tienen sensores en forma de filamento basándose en la variación de resistencia eléctrica para determinar la velocidad de corrosión, el desgaste generado provoca una pérdida de espesor en el filamento incrementando la resistencia.

Se aplica un voltaje determinado en el filamento, la disminución de corriente el instrumento la transforma en velocidad de corrosión y lo reporta en mpy.

La ventaja de utilizar este tipo de probetas es poder observar la variación de la velocidad de corrosión y poder determinar las acciones correctivas a tiempo. A demás permiten la evaluación de dosis óptima de inhibidores en corto tiempo, generalmente en tres días.

Cuando se trabaja con depósitos como sulfuro de hierro que tienen conductividad eléctrica se interfiere en las lecturas, arrojando datos erróneos (Daniel Aramburo, H. A. , 2011).

2.2.4.2.1. Equipo de monitoreo de la PRE (Probeta de resistencia eléctrica)

En el monitoreo de la corrosión en líneas de reinyección de agua y producción de fluidos se utilizan sistemas de recolección de datos tales como:

- **CorrdataSystem**

Las ventajas de este sistema son la versatilidad y seguridad en la aplicación, los datos se los toma de manera práctica, su operación es fácil y la interpretación se la hace a través de gráficos como el que se muestra a continuación:

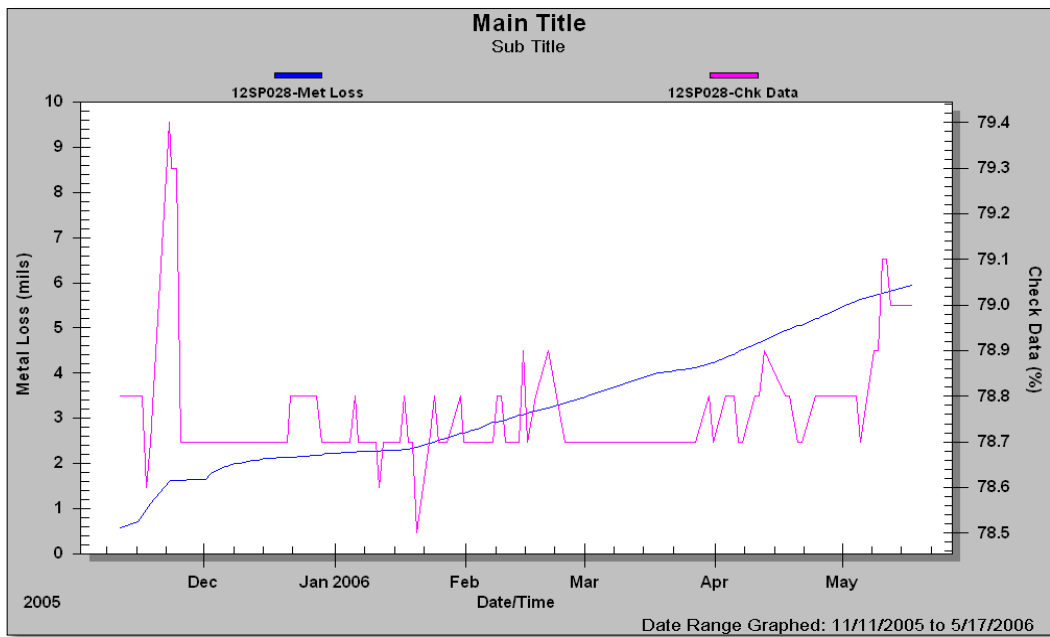


Figura 16.Sistema Corrdata

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

- **Interpretación de datos**

El sistema hace una integración del área bajo la curva y se divide entre el tiempo del período evaluado, dando una gráfica como la siguiente:

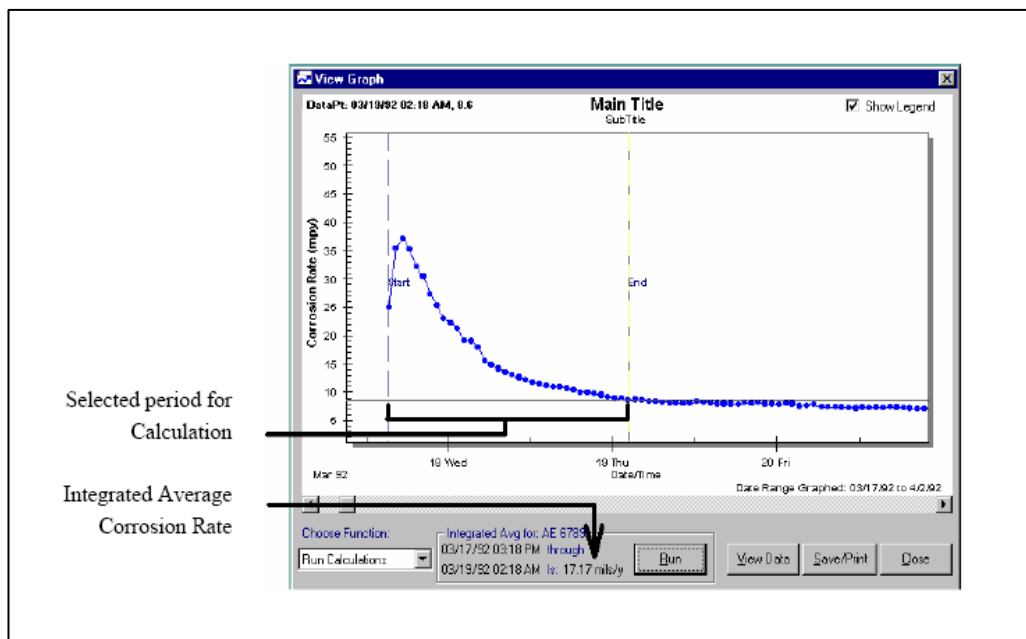


Figura 17.Velocidad de corrosión

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

2.2.4.3. Probetas Microcor

Estas probetas tienen el mismo principio de funcionamiento que las probetas de resistencia eléctrica, la ventaja de estas es su capacidad para almacenar datos debido a la memoria que tiene incorporada como parte de su equipo.

Los datos tienen una resolución cincuenta veces más alta que la probeta de resistencia eléctrica (PRE).

Tiempo de respuesta es superior a otros métodos de monitoreo de corrosión, nos permite observar los cambios de la rata de corrosividad en el momento en que ocurren; son utilizadas para la evaluación de dosis optimas en pozos, debido a su capacidad de respuesta inmediata (Repsol-YPF, 2009)

2.2.4.3.1. Equipo de monitoreo de la Microcor

Este sistema de monitoreo no necesita que se lo realice a diario, debido a su capacidad para almacenar los datos; una vez que estos son recolectados se los transfiere a la computadora, donde presenta una figura como la siguiente:



Figura 18. Sistema Microcor

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

En la interpretación del grafico lo que se busca es obtener una línea base donde la velocidad de corrosión se mantenga con el tiempo y la dosis de químico aplicada, buscando que se puede determinar el volumen óptimo de anticorrosivo; una vez lograda la dosificación se procede a evaluar un nuevo punto.

2.3. INCRUSTACIONES

En las operaciones diarias se manejan grandes volúmenes de agua de formación, la misma que contiene una serie de compuestos disueltos denominados sólidos disueltos; los cuales van a permanecer en este estado siempre y cuando las condiciones de operación se mantengan, es decir no varié la presión, temperatura y pH (Daniel Aramburo, H. A. , 2011).

El problema de las incrustaciones se presenta cuando existe una variación en las condiciones mencionadas anteriormente, por lo tanto es importante identificar a tiempo para contrarrestar su formación con la aplicación de un tratamiento químico.

2.3.1. Qué son las incrustaciones

Es la formación de una capa densa compuesta por material inorgánico precipitado debido a los cambios de presión y temperatura, que afectan la solubilidad de dichos materiales (Daniel Aramburo, H. A. , 2011).

2.3.2. Origen de las incrustaciones

El agua de formación contiene muchos minerales disueltos en forma de iones como es el calcio $[Ca]^{+2}$, $[Mg]^{+2}$ y cationes como $[Ba]^{+2}$, $[Sr]^{+2}$; estos en condiciones iniciales de presión, temperatura se encuentran en su estado de equilibrio no tienden a precipitar, se encuentran disueltos en el fluido.

La formación de incrustaciones tiende a darse cuando se altera el equilibrio de las propiedades como son presión, temperatura, composición química; dando como resultado una sobresaturación y posteriormente precipitación de estos minerales formando lo que es la escala (Patton, 1995).



Figura 19.Acumulación de Incrustaciones

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

2.3.3. Factores que afectan a la formación de incrustaciones

El proceso de la formación de incrustaciones necesita de cuatro etapas que se describen a continuación, no es una actividad espontanea.

2.3.3.1. Supersaturación

La supersaturación se da cuando una sal excede su solubilidad en la solución y se da lugar a la formación de los cristales de carbonato de calcio. Esto se origina debido al cambio en las condiciones operacionales del medio, es decir variación de la presión, temperatura, mezcla de aguas incompatibles (Mogollon, 2007).

2.3.3.2. Nucleación

Es la formación de los cristales a través de una “semilla” que incide en el proceso de nucleación.

Existen dos maneras para que la formación de los cristales se lleve a cabo: la homogénea, esta se da cuando los materiales incrustantes generan su propia “semilla”, debido al grado de sobresaturación que tienen estos en el fluido; y la heterogénea, esta se da cuando agentes extraños actúan como “semilla” para el proceso de la formación de incrustaciones. (LIPESA , 1998)

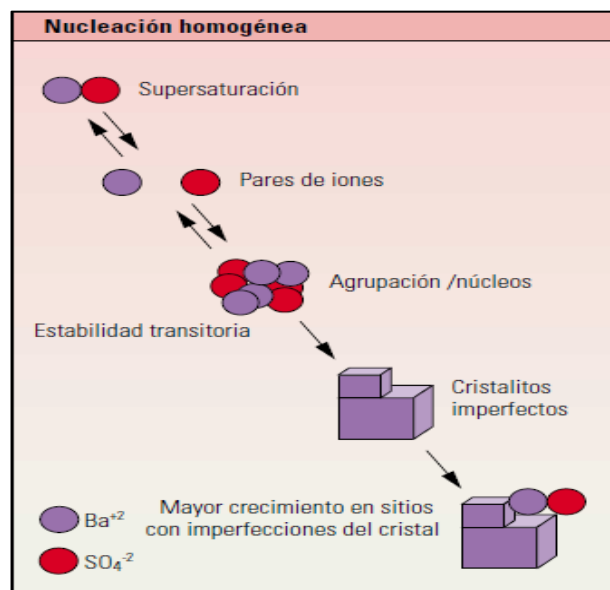


Figura 20. Proceso de Nucleación

Fuente:(Andrango Chacón, 2010)

2.3.3.3. Precipitación y adherencia a las paredes

Una vez que se produjo el proceso de la nucleación es necesario un tiempo de contacto entre el fluido y el punto nucleante; este puede ser de segundos o meses, dependiendo el grado de sobresaturación de la solución.

Es importante mencionar que otro factor que contribuye a la formación, crecimiento y adherencia es la rugosidad de la tubería; teniendo que en una

superficie irregular la probabilidad de precipitación de sales es mayor que en una superficie lisa y pulida (Mogollon, 2007).

Inicialmente la incrustación tiene una apariencia porosa y se la considera como una incrustación suave que puede ser removida con esfuerzo mecánico.



Figura 21. Incrustación en motor de fondo

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

2.3.4. Factores que inciden la formación de incrustaciones

En las operaciones diarias se ha comprobado que existen múltiples factores que afectan a la formación de incrustaciones, haciendo que estas se vuelvan un problema común, necesitando así saber identificar qué variables son las que contribuye, para atacar directamente a estos y minimizar así el efecto de las incrustaciones.

2.3.4.1. Factores físicos

Las condiciones que pueden causar sobresaturación pueden ser factores físicos y químicos, los mismos que alteran las propiedades de la composición del fluido tratado, haciendo que este se comporte como incrustante.

Dentro de los factores físicos tenemos variación de presión, temperatura y factores dinámicos, a continuación se describe cada uno de ellos:

2.3.4.1.1. Temperatura

En la industria se trabaja con temperaturas que rodean los 200°F, lo que conlleva el incremento del potencial de formación de incrustaciones.

Al igual que el pH, las variaciones de temperatura incide en la formación de las incrustaciones; debido a que entre mayor sea esta menor es la solubilidad de las sales presentes en el agua de formación (Patton, 1995).

En la siguiente figura se puede observar las variaciones de la solubilidad de los minerales más comunes en función de la temperatura, y se tiene que a medida que la temperatura incrementa la sobresaturación es un efecto potencial.

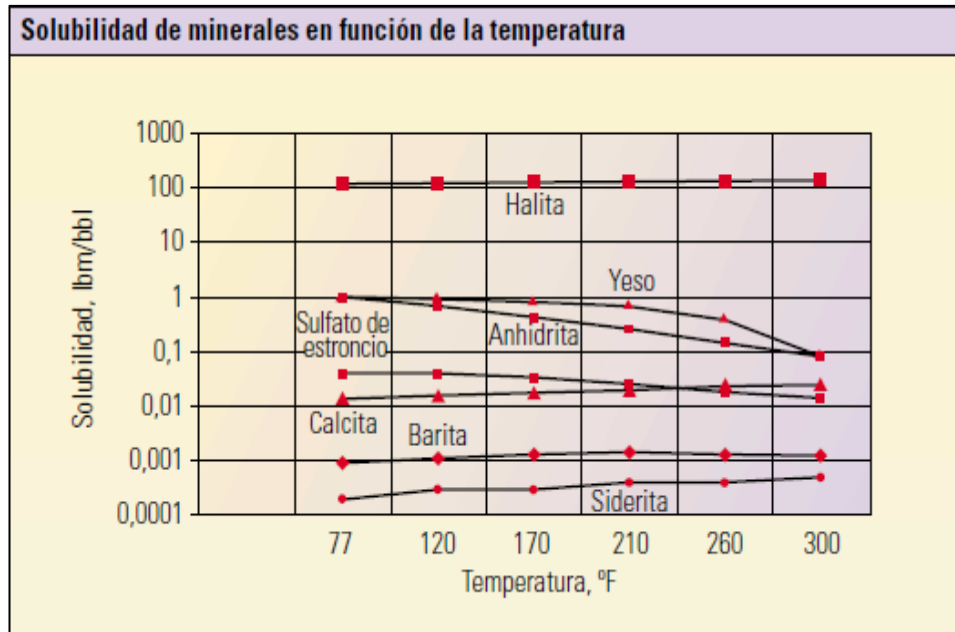


Figura 22. Solubilidad de los minerales vs Temperatura

Fuente: (Andrango Chacón, 2010)

En el caso del carbonato de calcio se tiene el efecto contrario, a medida que la temperatura incrementa la solubilidad de este disminuye; incrementándose así la posibilidad de formación de incrustaciones, como se puede observar en la siguiente gráfica a mayores temperaturas menor es la cantidad de $CaCO_3$ que puede mantenerse soluble en el fluido.

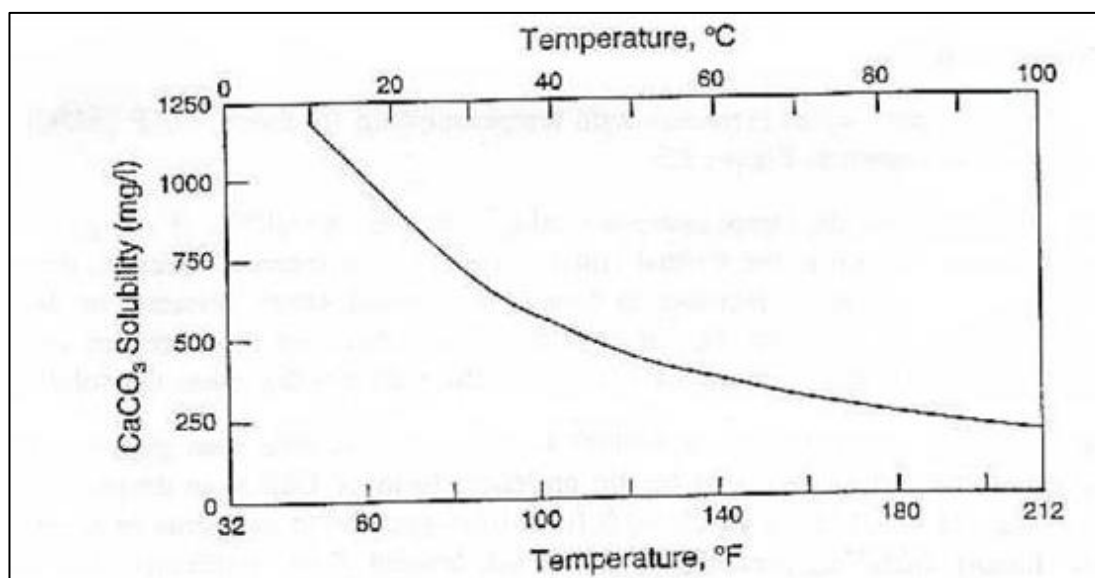


Figura 23. Solubilidad de los carbonatos vs Temperatura

Fuente:(Patton, 1995)

2.3.4.1.2. Presión

La variación de la presión afecta a los gases disueltos en el fluido, es decir si esta disminuye los gases presentes en el agua tienden a liberarse creando una atmosfera corrosiva.

En la siguiente gráfica podemos observar como varia la solubilidad del sulfato de bario en relación a la temperatura, de tal manera que al incrementarse aumenta la solubilidad del sulfato de bario y estroncio; pero tenemos que el caso del carbonato de calcio el cual tiene el efecto contrario como se mencionó anteriormente(Patton, 1995).

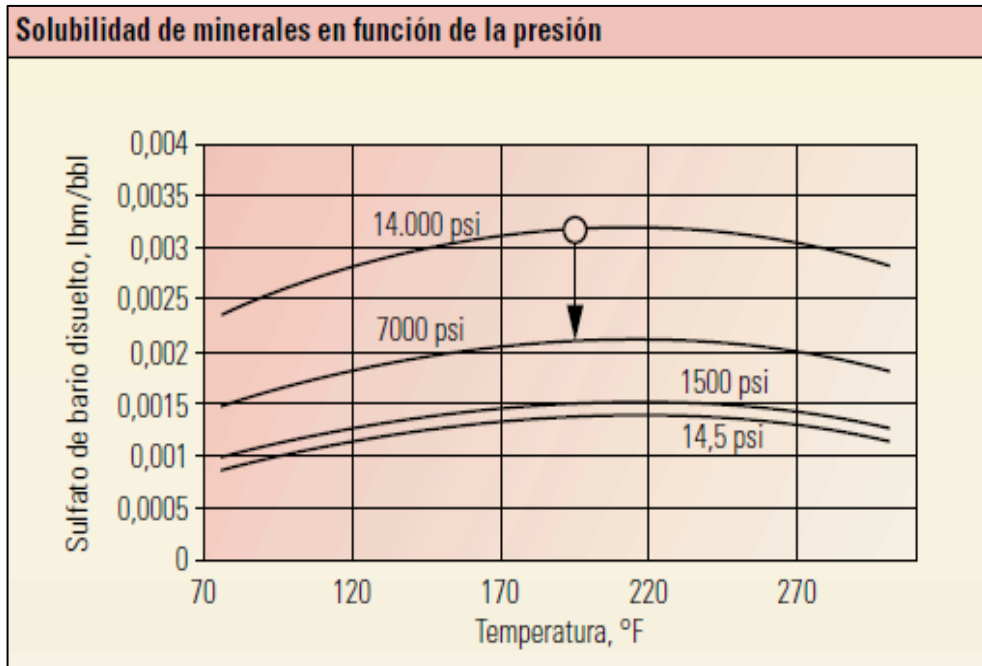


Figura 24. Solubilidad de los minerales vs Presión

Fuente:(Andrango Chacón, 2010)

Las incrustaciones tienden a ser sensibles a las variaciones de presión, debido a que si esta aumenta la solubilidad de los materiales orgánicos e inorgánicos, dentro de las precipitaciones más comunes tenemos el sulfato de bario (Mogollon, 2007).

Este compuesto tiende a incrementar su solubilidad a medida que aumenta la presión; siendo las bajas de presión una de las primeras causas para que se genere el depósito de estas incrustaciones, obstruyendo lo que es tuberías, válvulas, etc.

Otro mineral que tiene un comportamiento especial es el sulfato de calcio, el cual aumenta su solubilidad hasta una temperatura de 96 °F; una vez que se sobrepasa este límite se empieza a disminuir la solubilidad, dando lugar a la sobresaturación (Mogollon, 2007).

2.3.4.1.3. Factores dinámicos

Las velocidades de flujo son un factor predominante en la formación de incrustaciones, un fluido con una velocidad de 0.6 m/s tiene mayor probabilidad para que precipiten los sólidos.(LIPESA , 1998)

Los fluidos con flujo turbulento tienen menor tendencia a la formación de incrustaciones, además se tiene que los cambios de velocidad de flujo son los que inciden en la formación de las mismas; estos puntos donde se dan estas variaciones pueden ser codos, válvulas, reducciones, etc.

2.3.4.2. Factores químicos

Dentro de los factores químicos que afectan a la formación de las incrustaciones tenemos lo que es la concentración de materia orgánica e inorgánica, sólidos suspendidos, pH y mezcla de aguas incompatibles; los mismos que se describen a continuación:

2.3.4.2.1. Concentración

Dependiendo la cantidad de materia insoluble en el agua, esta contribuye a la formación de incrustaciones; si esta excede el punto de saturación la posibilidad que se dé la precipitación de los sólidos suspendidos incrementa (Mogollon, 2007).

2.3.4.2.2. Sólidos Suspendidos

En mayor cantidad estos sólidos suspendidos incrementan la posibilidad de que se formen las incrustaciones, estos pueden ser resultado de la actividad microbiológica, sólidos naturales o productos de la corrosión (Patton, 1995).

2.3.4.2.3. pH

Las sales presentes en el agua se ven afectadas por las variaciones del pH, es decir cuando este incrementa disminuye la solubilidad de los sólidos disueltos dando lugar a la sobresaturación, incrementando su potencial incrustante (Mogollon, 2007).

2.3.4.2.4. Mezcla de aguas incompatibles

En la actualidad se utiliza métodos de recuperación secundaria, con el fin de mantener la presión en los yacimientos para poder obtener un mayor volumen de crudo recuperado de las reservas existentes.

Dentro de estos métodos el más utilizado es la inyección de agua cubriendo más de la mitad de producción de pozos a nivel mundial (Mogollon, 2007).

Este es uno de los motivos para dar origen a la mezcla de aguas incompatibles, debido a que se utiliza agua de diferente composición química con el fin de mantener la presión, restándole importancia a las consecuencias generadas por dicha combinación (Mogollon, 2007).

Estas afectaciones se dan en la formación taponando la garganta poral obstruyendo así el ingreso del volumen de agua inyectado; además se puede presentar incrustaciones en la tubería, debido a la mezcla de aguas de diferentes pozos.

2.3.5. Incrustaciones más comunes

En la composición del agua de formación se encuentran varias sales comunes, las cuales en condiciones de equilibrio no causan ningún tipo de problema; pero cuando estas se alteran los sólidos tienden a precipitarse.

Dentro de las incrustaciones más comunes tenemos:

2.3.5.1. Carbonato de Calcio

Es la incrustación más común en la industria petrolera; se produce por el efecto de reversión del bicarbonato de calcio debido al incremento de la temperatura, ya que su solubilidad disminuye.

2.3.5.2. Sulfato de Calcio

Esta sal es de color blanco, puede presentarse de otro color debido a la presencia de otros compuestos que precipiten al mismo tiempo, su solubilidad es mayor comparada con el resto de sales (Mogollon, 2007).

2.3.5.3. Silicato de Magnesio

Esta sal es sumamente dura y difícil de remover, a menos que se trate con métodos mecánicos o químicos.

La manera de controlar la precipitación es manteniendo el pH por debajo de 7.8 y una relación de Ca/Mg mayor que uno(LIPESA , 1998).

2.3.5.4. Sulfato de Bario

Una de las incrustaciones que genera más inconveniente es el sulfato de bario, debido a su difícil remoción; por este motivo existen compuestos creados especialmente para su remoción(LIPESA , 1998).

La solubilidad del sulfato de bario es 120 g/litro de químico, debido a esta propiedad su remoción es considerada un caso especial en la industria.

2.3.6. Prevención de incrustaciones

En la prevención de las incrustaciones en pozos e instalaciones nuevas es necesario el uso de índices de estabilidad como el de Stiff and Davis y el de Oddo-Tomson, para predecir la formación de las incrustaciones.

En los pozos se encuentra la evidencia directa de la presencia de las incrustaciones, una vez que se compruebe se debe analizar para determinar su composición y causas de su formación. (Mogollon, 2007)

Una vez confirmada la presencia de escala se debe utilizar métodos de control, entre los cuales están los inhibidores de incrustación.

2.3.6.1. Inhibidores de incrustaciones

Los inhibidores de incrustaciones más comunes usados en la industria petrolera son: Polifosfatos orgánicos, fosfonatos y polímeros.

La forma de suministrar es mediante inyección continua en el punto donde se presenta la mayor temperatura, en el caso de pozos con bombeo electro sumergible se lo inyecta vía capilar hasta el motor que es donde se registra las altas temperaturas (Andrango Chacón, 2010).

Si ya se tiene presencia de incrustaciones se debe utilizar limpieza química o mecánica para remover la obstrucción causada por la presencia de estas sales solidificadas (Andrango Chacón, 2010).

Cada producto tiene una forma de inhibir a la formación de incrustaciones, siendo las más comunes y las siguientes:

2.3.6.1.1. Efecto Umbral

El principio de funcionamiento de los inhibidores mediante el efecto umbral es la alteración del modelo de crecimiento del cristal, de tal forma que estos

se distorsionen en su forma y su desarrollo sea lento (Mayorga Zambrano, C. J., Farez, G., & Efrain, R., 2015)

Se entiende por efecto umbral a la capacidad que tienen los inhibidores a mantener grandes cantidades de sólidos en solución, algunos fosfonatos tienen una relación de 1 molécula de fosfonato por 5 000 a 10 000 moléculas de sal.(LIPESA , 1998)

2.3.6.1.2. Secuestrantes

Es una de las formas más efectivas para la prevención y tratamiento de las incrustaciones, pero es de las más costosas.

Su funcionamiento se basa en la formación de un complejo estable y soluble en el agua con el ion metálico.(LIPESA , 1998)

2.3.6.1.3. Dispersantes

Los dispersantes actúan formando una película en la parte coloidal reforzando la parte negativa y generando repulsión con el resto de partículas; lo que evita la aglomeración para que se formen moléculas más grandes y precipiten formando las incrustaciones (Mukulm M, 2011).

La mayoría de inhibidores trabajan bajo las tres formas, con la diferencia que debido a su composición unos son mejores actuando como secuestrantes, otros como dispersantes y otros actuando bajo su efecto umbral.

2.4. INDICES DE SATURACION DE CARBONATOS

Los índices de saturación de carbonatos nos permiten predecir la tendencia del pozo a ser incrustante o no, de acuerdo a las condiciones actuales de caracterización del fluido. En el Software French Creek que se utilizará para

el análisis se tiene cinco índices de saturación y un indicador de la velocidad de corrosión, estos son descritos a continuación:

2.4.1. INDICE DE LANGELIER

Este fue diseñado para predecir si un agua fresca saturada con oxígeno disuelto formara escala o será corrosiva, lo que se obtiene con este análisis es una definición de la agresividad del agua con respecto al carbonato de calcio.

Este se basa en el efecto del pH sobre el equilibrio de solubilidad del carbonato de calcio. La desventaja de este índice es que nos indica si va a ocurrir una precipitación de carbonatos mas no indica la cantidad que se precipitara o si la estructura tendrá cierta resistencia a la corrosión(Patton, 1995).

Nos ayuda a determinar la estabilidad y el pH óptimo del agua, en función de esto se adiciona químicos para estabilizar el agua ajustando el pH.

$$\mathbf{pH_{sat} = (9.3 + A + B) - (C + D)} \quad \mathbf{EC [5]}$$

$$\mathbf{A = \frac{1}{10^{(\log(TDS)-1)}}} \quad \mathbf{EC [6]}$$

$$\mathbf{B = -13.12 \log[T(^{\circ}C) + 273.2] + 34.55} \quad \mathbf{EC [7]}$$

$$\mathbf{C = \log[Ca(mgCaCO_3/l)] - 0.4} \quad \mathbf{EC [8]}$$

$$\mathbf{D = \log ALK (mgCaCO_3/l)} \quad \mathbf{EC [9]}$$

$$IL = pH - pH_{\text{sat}} \text{ saturación}$$

EC [10]

Dónde:

pH_{sat} = pH de saturación

TDS = sólidos totales disueltos

pH = pH de la solución

ALK = Alcalinidad expresada como mg de CaCO_3 por litro de solución.

2.4.2. INDICE DE RYZNAR

Este índice determina si un agua es incrustante o corrosiva, es decir determina el comportamiento del agua, adicionalmente nos da una estimación de la cantidad de carbonatos a precipitar en función de los valores de referencia, es decir:

- Si el índice de Ryznar es menor a seis, el agua es incrustante; entre menos sea el valor menor será la cantidad de escala precipitada.
- Si el índice de Ryznar es mayor a siete, el agua es corrosiva; entre más se aleja del valor se tendrá mayor cantidad de problemas de corrosión (Patton, 1995).

$$SI = 2 * pH_{\text{sat}} - pH$$

EC [11]

Dónde:

pH_{sat} = pH de saturación

TDS = sólidos totales disueltos

pH = pH de la solución

ALK = Alcalinidad expresada como mg de CaCO_3 por litro de solución.

2.4.3. INDICE DE STIFF Y DAVIS

Es una ampliación del índice de Langelier considerando las aguas salmueras de campos petrolíferos; en su cálculo utiliza una constante **K**, que está en función de la salinidad, composición química y temperatura del agua; este valor se obtiene de una correlación grafica entre la fuerza iónica y temperatura del agua (Patton, 1995).

La interpretación de los resultados del cálculo del índice es la siguiente:

- SI (índice de saturación) $SI < 0$, indica poca saturación de carbonatos de calcio, es decir es no incrustante.
- $SI > 0$, indica formación de incrustaciones.
- $SI = 0$, muestra un agua saturada de carbonatos de calcio.

$$I = \frac{1 \sum m_i z_i^2}{2} \quad \text{EC [12]}$$

$$SI = pH - K - pCa - pAlk \quad \text{EC [13]}$$

$$pCa = \log \frac{1}{\text{moles } Ca^{++}/\text{Litro}} \quad \text{EC [14]}$$

$$pAlk M = \log \frac{1}{\text{Equivalentes } M \text{ alcalinidad}/\text{Litro}} \quad \text{EC [15]}$$

$$M \text{ Alcalinidad} = \text{Alcalinidad total} = CO_3^{=} + HCO_3^{-}, \text{mg/} \quad \text{EC [16]}$$

Dónde:

m = concentración de cada elemento $\left(\frac{\text{moles}}{\text{litro}}\right)$

$z = \text{carga de cada elemento}, K = \text{constant}$

Para obtener el valor de K se utiliza la siguiente figura.

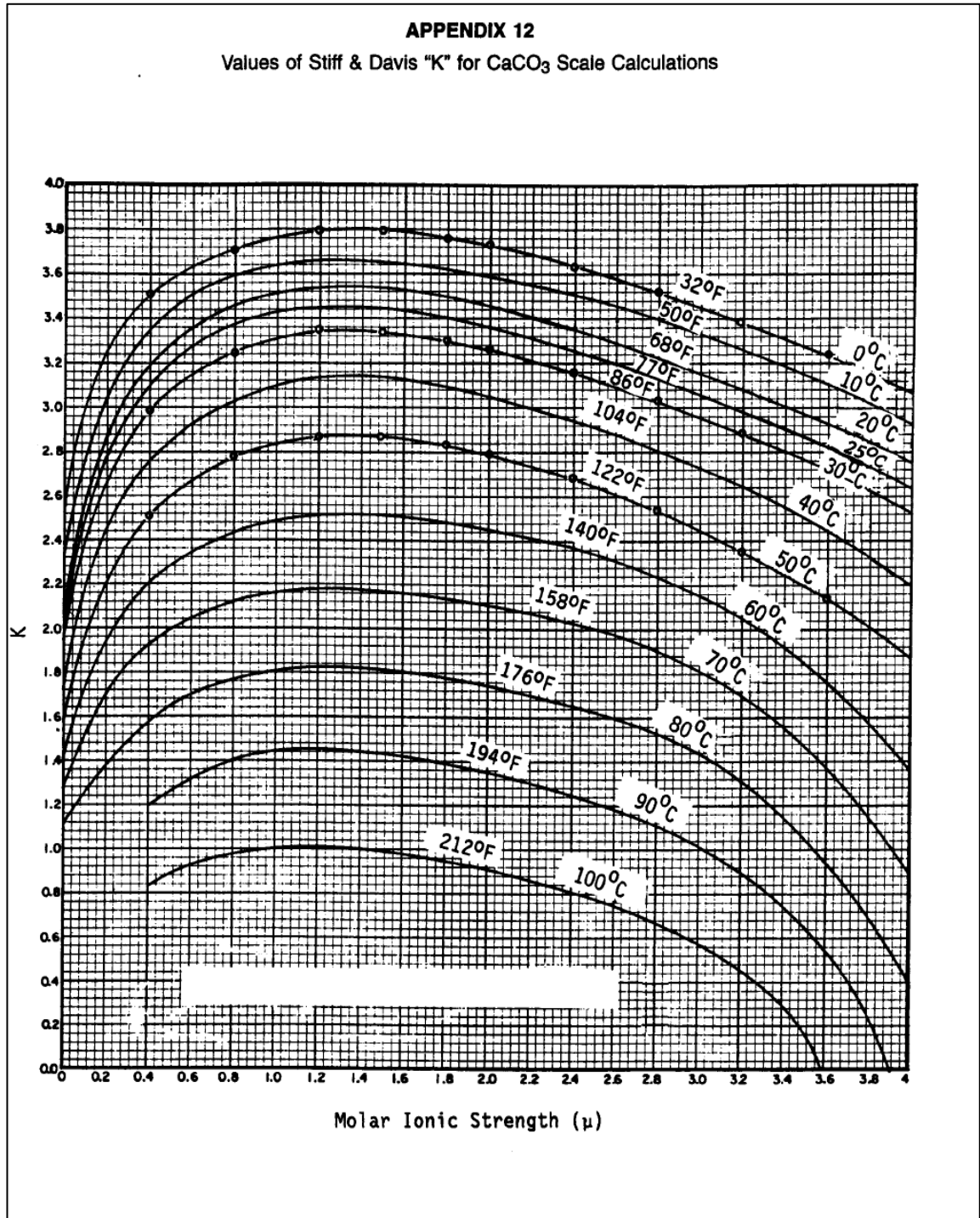


Figura 25. Fuerza iónica molar

Fuente:(Patton, 1995)

2.4.4. INDICE DE PUCKORIUS

Al igual que los anteriores es un índice de tendencia incrustante, tiene estrecha similitud con Ryznar, solo que este calcula un pH no utiliza el que es arrojado por el sistema (Patton, 1995).

El método de cálculo es el siguiente:

$$PSI = 2(pH_s) - pH_{EQ} \quad \text{EC [17]}$$

$$pH_{EQ} = 1.465 * \log(\text{Alcalinidad}) + 4.54 \quad \text{EC [18]}$$

Dónde:

PSI < 4.5 Tendencia a ser incrustante

4.5 < PSI < 6.5 Estado de equilibrio

PSI > 6.5 Tendencia a ser corrosivo

2.4.5. INDICE DE ODDO Y TOMSON

Este índice considera la presión total, así como el efecto de las presiones parciales de los gases CO_2 y H_2S , su interpretación es similar a la de Stiff y Davis (Patton, 1995).

Para un sistema con presencia o ausencia de gas y donde se desconozca el pH la manera de calcular es la siguiente:

$$I_s = \log[(Ca^{++})(HCO_3^-)] + Ph - 2.76 + 9.88 * 10^{-3}T + 0.61 * 10^{-6}T^2 - 3.03 * 10^{-5}P - 2.348\sqrt{\mu} + 0.77\mu \quad \text{EC [19]}$$

$$I = \mu = \frac{1 \sum m_i z_i^2}{2} \quad \text{EC [20]}$$

Dónde:

Ca^{++} = Concentración de iones de calcio, moles/L

HCO_3^- = Concentración de iones de bicarbonato, moles/L

μ = Fuerza iónica molar, moles/L

Este índice tiene un rango de aplicación amplio, se usa para temperaturas entre 32 y 392°F, presiones entre 14.7 y 20 014.7 psi; a diferencia del índice de Stiff-Davis el cual no se puede calcular cuando las temperaturas excedan de 194 °F (Mukulm M, 2011).

Es recomendable calcular los dos índices siempre y cuando estén dentro del rango de aplicación, para poder obtener una mejor interpretación de los resultados y tomar decisiones a tiempo para evitar inconvenientes en el pozo a futuro.

La interpretación de los resultados del cálculo del índice es la siguiente:

- SI (índice de saturación) $SI < -0.5$, indica poca saturación de carbonatos de calcio, es decir es no incrustante.
- $SI > 0.5$, indica formación de incrustaciones.
- $-0.5 < SI < 0.5$, muestra un agua saturada de carbonatos de calcio.

2.4.6. INDICE DE LARSON-SKOLD

Este índice considera a los cloruros, sulfatos y alcalinidad total; es útil para aguas frías con temperaturas menores a los 20.0 °C.(Patton, 1995)

Con aguas de alcalinidad muy baja o muy alta las interpretaciones no son las adecuadas.

La ecuación con la se calcula es la siguiente:

$$ILR = \frac{Cl+SO_4}{HCO_3+CO_3} \quad EC [21]$$

Dónde:

$ILR < 0.8$ *No corrosión*

$0.8 < ILR < 1.2$ *corrosión insignificante*

$ILR > 1.2$ *corrosión elevada*

2.5. SOFTWARE FRENCH CREEK

El software FRENCH CREEK V. 7.00 realiza una simulación basándose en datos físico-químicos y operacionales del pozo; permitiéndonos evaluar el potencial de formación de incrustaciones, escala y velocidad de corrosión. Esto se lo hace por el método de interacciones múltiples en función de la presión parcial de gases como es el CO_2 y H_2S , para variaciones de las condiciones de operación como es la presión, temperatura, pH.

El software permite visualizar variaciones de los índices de saturación en la trayectoria del fluido desde el fondo del pozo hasta superficie, debido a que dispone de correcciones para la presencia de dos o tres fases (agua, gas y petróleo). A medida que los índices de saturación se vuelven positivos la probabilidad de formación de incrustaciones aumenta.

2.5.1. ENSAYOS FÍSICO-QUÍMICOS

La mayoría de datos necesarios para la corrida de tendencia de un pozo se los obtiene a partir de los ensayos físico-químicos realizados en el laboratorio, obteniendo datos como los siguientes:

2.5.1.1. Dureza cálcica

La dureza es una característica química del agua que está determinada por el contenido de carbonatos, bicarbonatos, cloruros, sulfatos y ocasionalmente nitratos de calcio y magnesio. Mide la cantidad de carbonato de calcio que se encuentra en el agua.

Este dato se lo obtiene de los ensayos físico-químicos en el laboratorio, del parámetro dureza cálcica expresado en carbonatos de calcio y se lo transforma a ppm de Calcio multiplicando el valor obtenido mediante la titulación por 0.4, este factor se lo obtiene de la siguiente manera:

$$1 \text{ ppm } \text{CaCO}_3 * \frac{40 \text{ mg Ca}}{100 \text{ mg CaCO}_3} = 0.4 \text{ ppm Ca}$$

EC [22]

2.5.1.2. Dureza Magnésica

El magnesio soluble reacciona con el agua formando incrustaciones. Este valor se lo obtiene de la resta entre la dureza total y la dureza cálcica; la dureza cálcica y total se las obtiene mediante titulación en los ensayos físico-químicos, el resultado obtenido está expresado en ppm de carbonato de magnesio y se lo transforma a ppm de magnesio, para cual se utiliza el siguiente factor de conversión:

$$1 \text{ ppm } \text{MgCO}_3 * \frac{12 \text{ mg Mg}}{72 \text{ mg MgCO}_3} = 0.17 \text{ ppm Mg}$$

EC [23]

2.5.1.3. Dureza total

La dureza total es una propiedad química del agua, y está dada por el contenido total de carbonatos, bicarbonatos, cloruros, sulfatos y en menos proporción nitratos de calcio y magnesio (Patton, 1995).

La dureza es indeseable en la mayoría de procesos, debido a que se genera sales insolubles y esto retarda las actividades debido a que se prioriza la remoción de estas sales para que no exista una disminución en la eficiencia del proceso.

Tenemos dos tipos de dureza, que son las siguientes:

Tabla 5. Análisis de dureza total por titulación con EDTA

Dureza como CaCO ₃	Interpretación
0-75	agua suave
75-150	agua poco dura
150-300	agua dura
>300	agua muy dura
En agua potable	El Límite máximo permisible es de 300 <i>mg/l</i> de dureza
En agua para calderas	El límite es de 0 <i>mg/l</i> de dureza

Fuente:(Patton, 1995)

2.5.1.4. Presencia de hierro

Es la cantidad de hierro presente en el agua, este dato se lo obtiene de los ensayos fisicoquímicos que se realiza en el laboratorio. Es una medida directa y se registra en ppm de hierro.

2.5.1.5. Alcalinidad total

Entendida como la capacidad que tiene el agua para neutralizar ácidos, está representada por la suma de bases que pueden ser tituladas en una muestra de agua. La cuantificación de la alcalinidad de las aguas se determina por el contenido de carbonatos, bicarbonatos e hidróxidos; de tal manera pueden encontrarse algunas sales de ácidos débiles como boratos, silicatos y

fosfatos. De estar presentes estos compuestos, también contribuyen con la alcalinidad.

La cuantificación de este ion es importante ya que el calcio y el magnesio juntos tienden a ser más incrustantes. En la mayoría de condiciones las sales de calcio son menos solubles que las de magnesio.

Tabla 6. Rango de Alcalinidad del Agua de Formación en pozos de producción de crudo

RANGO	ALCALINIDAD (mg $CaCO_3/l$)
BAJA	< 75
MEDIA	75 - 150
ALTA	> 150

Fuente:(Patton, 1995)

Internacionalmente es aceptada una alcalinidad mínima de 20 mg de $CaCO_3/l$ para mantener la vida acuática. Cuando las aguas tienen alcalinidades inferiores se vuelven muy sensibles a la contaminación, ya que no tienen capacidad para oponerse a las modificaciones que generen disminuciones del pH, acidificación (Castellan W., 1987).

2.5.1.6. Presión parcial de CO_2 , H_2S

La medición de los gases se la realiza en los pozos productores, expresado en ppm de H_2S y % de CO_2 . Los datos que se ingresan en el software no son los tomados directo de la medición, deben ser expresados como presiones parciales de H_2S y CO_2 .

El software utiliza la presión parcial de los gases H_2S y CO_2 provenientes de la formación, y se las obtiene de la siguiente manera:

$$PCO_2 = \frac{(P+14.7)*CO_2}{100} \quad \text{EC [24]}$$

Dónde:

$P = \text{Presión del pozo, cabeza} - \text{fondo}$

$CO_2 = \% \text{ molar del gas en el pozo}$

De esta manera se procede tanto para la presión en cabeza como en fondo.

Para la presión parcial de CO_2 se debe tomar en cuenta la siguiente tabla, que relaciona la presión parcial de CO_2 con la corrosión.

Tabla 7. Corrosión en función de la presión parcial

PRESION PARCIAL DE CO2	CORROSION
Sobre 30 psi	Alta posibilidad de ocurrencia
3 a 30 psi	Baja posibilidad de ocurrencia
Menos de 3 psi	No ocurre corrosión

Fuente:(Castellan W., 1987)

2.5.2. DATOS OPERACIONALES

Los datos operacionales que se debe ingresar en el Software son valores de presión, temperatura de cabeza y fondo; los cuales son específicos para cada uno de los pozos.

2.5.2.1. Temperatura, Presión de fondo Y Cabeza

Los datos operacionales del pozo como son la temperatura de cabeza y fondo, la presión de cabeza y fondo; estos son proporcionados por el departamento de producción de Repsol S.A.

Tabla 8. Datos de fondo del pozo

I.D. POZO	PRESION, psig	TEMP °F
BOGI-A-6-H:M1	834	232
BOGI-A-7-H:M1	834	232
CAPIRON A1M1	480	249
CAPIRON A4M1	383	247
CAPIRON A5M1	741	194
CAPIRON A7M1	1574	244
CAPIRON A9M1	458	244
CAPIRON A10M1-A	538	247

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

2.5.2.1.1. Caudales de fluido

Los caudales de fluido hace referencia a los flujos de fluido del pozo, una de las ventajas del software es el poder trabajar con fluidos trifásicos, es decir agua, petróleo y gas. Estos datos son suministrados por el departamento de producción de Repsol S.A.

Tabla 9. Reporte diario de Producción

CAMPO	CRUDO (BBLs)	GAS (MCFD)	AGUA (BBLs)	ACUMULADO MENSUAL	API @ 60°F (DRY)	PRODUCCION ENTREGADA (BBLs)	PRODUCCION ENTREGADA ACUM. MES (BBLs)
AMO	3.636,68	823,01	143.702,77	28.907,80	15,2	3.149,26	24.485,18
DAIMI	4.102,86	867,97	138.020,85	31.566,64	15,4	3.552,95	26.732,56
DABO	301,78	41,85	1.538,05	2.397,32	14,6	261,33	2.030,66
GINTA	3.196,37	492,66	86.972,19	24.846,40	14,6	2.767,96	21.034,84
IRO	9.750,20	1.958,58	273.577,29	75.958,88	15,0	8.443,38	64.316,85
WATI	282,60	57,93	6.508,33	2.464,56	16,2	244,72	2.090,63
SOUTH AREA	21.270,49	4.242,00	650.319,48	166.141,60	15,4	18.419,60	140.690,72
BOGI/CAPIRON	2.132,82	602,08	125.166,07	16.803,47	18,1	1.846,96	14.232,61
BLOCK 16 Total	23.403,31	4.844,08	775.485,55	182.945,07		20.266,56	154.923,33
TIVACUNO AB	3.516,30	569,48	61.935,61	28.617,15	18,3	3.516,30	28.617,15
TIVACUNO SW	619,91	81,52	13.932,30	4.927,72	18,8	619,91	4.927,72
TIVACUNO TOTAL	4.136,21	651,00	75.867,91	33.544,87	18,4	4.136,21	33.544,87
TOTAL	27.539,52	5.495,08	851.353,46	216.489,94	14,4	24.402,77	188.468,20

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

2.5.2.1.2. Longitud de la tubería

La longitud de la tubería está relacionada con la profundidad del pozo, este dato se lo obtiene del diagrama del pozo; se debe tener en cuenta que la longitud del capilar por donde circula el químico va desde cabeza hacia el centralizador, como se muestra en la siguiente gráfica:

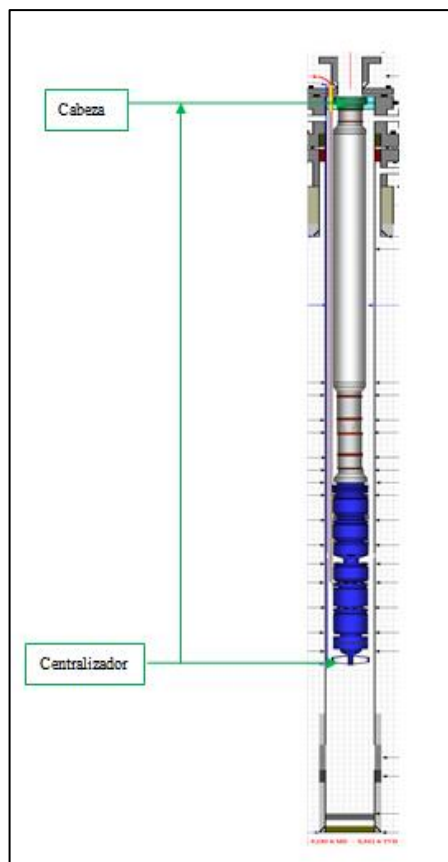


Figura 26. Diagrama de equipo de fondo

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

2.5.2.1.3. Diámetro de interno

El diámetro del pozo hace referencia a la tubería de producción, se debe tener en cuenta que la tubería consta de un espesor de pared, con lo cual se reduce el diámetro operativo, la forma de calcularlo es la siguiente:

$$1.38 \text{ cm} - \left(\frac{1 \text{ plg}}{2.54 \text{ cm}} \right) = 0.54 \text{ plg} \text{ EC [25]}$$

El dato de 1.38 es un valor estándar de las tuberías utilizadas en el bloque, y representan el espesor interno de la tubería, una vez calculado el valor de 0.543 se procede a restar del diámetro externo para obtener el diámetro operacional (REPSOL S.A., 2015).

Ejemplo.

Si tenemos un tubing de 4 ½ pulgadas, para obtener el diámetro operacional se procede de la siguiente manera:

$$4 \frac{1}{2} - 0.543 = 3.96 \text{ plg de diámetro operacional}$$

2.5.2.1.4. Tiempo de residencia

El tiempo de residencia hace referencia al tiempo que se demora el fluido desde el fondo del pozo hacia superficie hasta el cabezal de pozo.

3. METODOLOGÍA

3.1. DESCRIPCIÓN DEL BLOQUE 16

El Bloque 16 se encuentra situado en la provincia de Orellana, en cuya área de influencia directa se encuentra el Parque Yasuní, parte de la biosfera; y la Reserva Étnica Waorani.

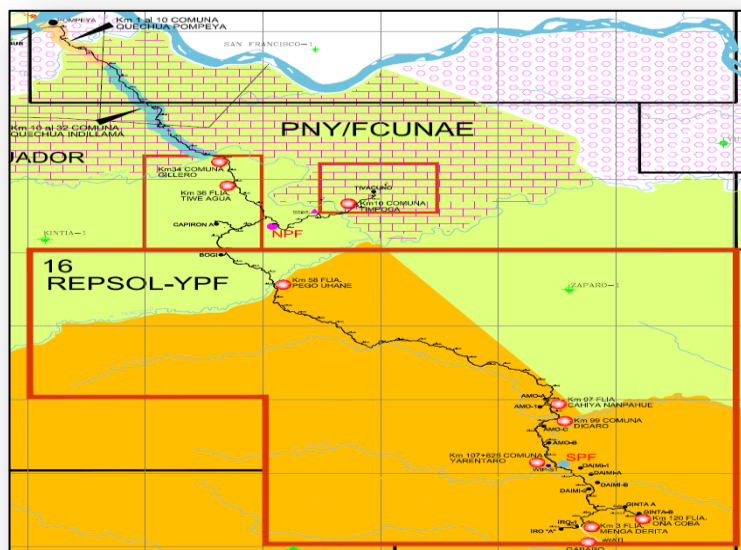


Figura 27. Ubicación del Bloque 16

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

Repsol opera en el Bloque 16 desde el año 2001; la operación inició en 1994 con la planta de facilidades del norte (NPF, siglas en inglés) y en 1997 con la planta de facilidades del sur (SPF, siglas en inglés). Actualmente las dos plantas procesan fluido (agua, crudo y gas), provenientes de 14 locaciones.

En el Bloque 16 se tiene una producción diaria de petróleo de 27 710 bppdy una producción de agua de 885 822 bappd, esto se da debido al alto corte de agua que tiene el campo, que es de 97%; esto con lleva a tener problemas permanentes de corrosión e incrustaciones debido a la agresividad que tiene dicha agua.

El consorcio del Bloque 16 tiene a su cargo la operación del Bloque Tivacuno desde el año 1992, el mismo que está ubicado en el norte del Bloque 16, teniendo una superficie de 7 000 hectáreas; actualmente tiene una producción aproximada de 4 000 barriles de petróleo por día, el mismo que es procesado en la planta de facilidades del norte (NPF). Este bloque es de gran importancia para la operación del Bloque 16, debido a la densidad del fluido, lo que permite una mezcla adecuada para él envío del petróleo a través del oleoducto de crudos pesados(OCP).

En el Bloque 16 debido a las características del crudo que se transporta, como es un grado API en un promedio de 14.5, que es característico de crudos pesados, este no puede ser extraído por flujo natural; por lo que se usa métodos de levantamiento artificial, como es el bombeo electro sumergible(REPSOL S.A., 2015).


Tabla 10. API del Bloque 16

CAMPO	API @ 60°F (DRY)
AMO	15.2
DAIMI	15.4
DABO	14.6
GINTA	14.6
IRO	15.0
WATI	16.2
SOUTH AREA	15.3
BOGI/CAPIRON	18.1
BLOCK 16 Total	
TIVACUNO AB	18.3
TIVACUNO SW	18.8
TIVACUNO TOTAL	18.4
TOTAL	14.5

Fuente: (REPSOL S.A., 2015)

Los reservorios de los cuales se está produciendo en el Bloque 16 son Basal Tena, U (superior, inferior y media), T(superior, inferior y media,) M1 y Hollín. Las aguas de formación estos reservorios tienen salinidades altas, entre 4 000 ppm y 7 5000 ppm, teniendo mayor tendencia a la formación de incrustaciones

Tabla 11. Promedio de Salinidad de Agua de Formación en el Bloque 16

 ALINIDADES (PPM)							
RESERVORIO	TIVACUNO	CAPIRON	BOGI	AMO	DAIMI	GINTA	IRO
BT				42000–48000	30000– 40000	30000–40000	25000– 45000
MIA		60000–66000				11000–16000	
MIC	20000– 30000	55000–60000	45000–55000	11000–17000	16000– 18000	11000–16000	16000–19000
LOWER M1							
UPPER U				70000–75000	60000– 70000	45000–65000	65000–75000
MIDDLE U				43000 –50000			25000–45000
LOWER U				16000–20000	18000– 25000	6000–16000	6000–18000
UPPER T	11000– 18000						
MIDDLE T	6000– 9000	3000– 5000					
LOWER T	4000– 6000						
HOLLIN		700– 1100					

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

3.2. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

El sistema de levantamiento artificial tipo BES es uno de los más usados actualmente en la industria petrolera, sin embargo su aplicación requiere de supervisión y control; para así garantizar su adecuado desempeño.

El principio de funcionamiento del bombeo electro sumergible es levantar la columna de fluido que aporta el yacimiento desde el fondo del pozo hasta superficie; esto lo realiza a través de la rotación de bombas centrifugas, la potencia requerida para estas es suministrada a través de un motor de fondo, el cual es alimentado con corriente eléctrica desde superficie a través del cable de potencia que llega hasta el fondo del pozo.



Figura 28. Equipo de fondo

Fuente:(REPSOL S.A., 2006)

Entre las ventajas de utilizar este tipo de sistema se tiene que para grandes volúmenes de fluido los costos son relativamente bajos, su aplicación no se restringe para pozos direccionales, es muy útil en pozos con alto corte de agua, lo más relevante de este levantamiento es el monitoreo continuo de la presión y temperatura de cabeza y fondo a través del sensor que forma parte del equipo de fondo del pozo.

3.2.1. Equipo de superficie

Este equipo tiene componentes de superficie y fondo, dentro de los de superficie tenemos un transformador que reduce el voltaje de las líneas a un voltaje admitido por el variador, el mismo que lo transforma al necesario para la operación del motor electrosumergible, una caja de venteo que representa el punto de conexión del equipo de fondo y superficie; finalmente se tiene un registrador de amperaje del motor.

3.2.1.1. Caja de venteo

La caja de venteo tiene la función de ventear a la atmósfera algún gas que pueda llegar a superficie por medio del cable de potencia, además este equipo permite un chequeo de las condiciones del equipo de fondo para prevenir algún problema (REPSOL S.A., 2006).



Figura 29. Caja de venteo

Fuente:(REPSOL S.A., 2006)

3.2.1.2. Transformador

El transformador reductor tiene como función reducir el voltaje de las líneas de 2.4 kV, 13.8 kV o 34.5 kV a 480 V y 380 V; voltaje requerido para el funcionamiento del variador de frecuencia, el que proveerá del voltaje para el funcionamiento del motor (REPSOL S.A., 2006).



Figura 30. Transformador

Fuente:(REPSOL S.A., 2006)

3.2.1.3. Tablero o variador de control

El voltaje de salida del transformador es inferior al requerido por el motor, por tal motivo se utiliza un variador; que tiene como función subir el voltaje de 480V o 380V a 1 000V o 3 760V que es el requerido por el motor (REPSOL S.A., 2006).



Figura 31. Tablero o variador

Fuente: (REPSOL S.A., 2006)

3.2.2. Equipo de fondo

El equipo de fondo consta de un centralizador que tiene como función mantener al equipo en el centro del pozo evitando que este tienda a estar en contacto con las paredes de la tubería; un sensor que es el equipo que registra la información de fondo (presión y temperatura), sobre este se encuentra el motor de fondo donde va conectado el cable de potencia, protegiendo al motor tenemos sellos, seguido por la admisión de la bomba llamada Intake; a continuación tenemos la bomba y su descarga.

3.2.2.1. Bomba centrífuga

Este tipo de bombas están constituidas de varias etapas, el número de etapas depende de la altura de columna con la que se desee trabajar; estas pueden tener flujo radial o mixto.

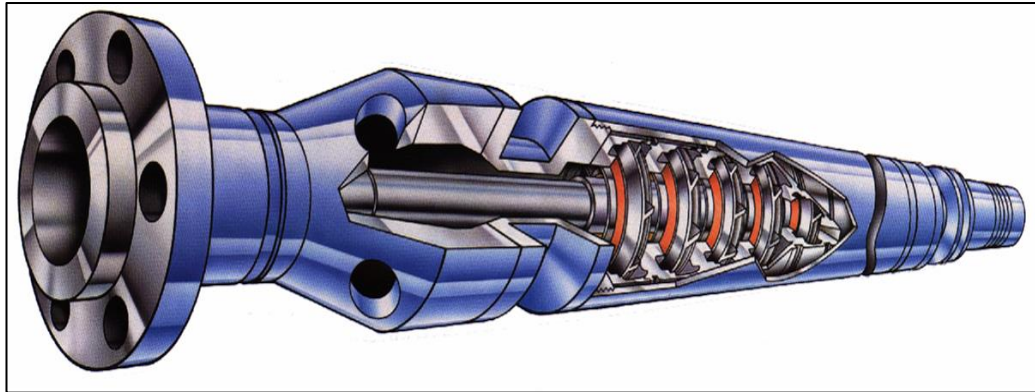


Figura 32. Bomba Centrífuga

Fuente:(REPSOL S.A., 2006)

Cada una de las etapas de esta bomba está formada por un impulsor y difusor; el fluido ingresa por el orificio interno del impulsor que se encuentra cercano al eje y sale por la parte superior, brindándole energía cinética y potencial al fluido. Una vez que el fluido pasa por el impulsor, este se dirige hacia el difusor; que lo direcciona hacia el siguiente impulsor transformando la energía cinética en potencial (REPSOL S.A., 2006).

Para obtener la altura de la columna deseada se colocan varias etapas en serie.

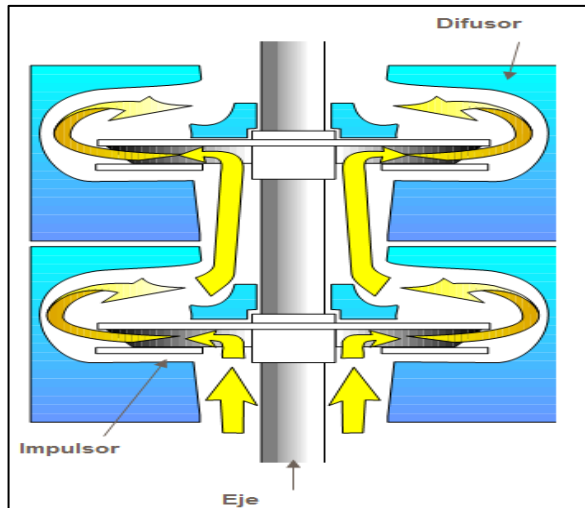


Figura 33. Etapa de la Bomba

Fuente:(REPSOL S.A., 2006)

Las etapas a su vez pueden clasificarse de acuerdo al tipo de flujo que manejan, es decir pueden ser de flujo radial o mixto, como se muestra en la siguiente figura:



Figura 34. Etapas de la Bomba, flujo radial y mixto

Fuente:(Repsol-YPF, 2009)

La bomba operando fuera de su diseño produce dos efectos, para evitar que estos se produzcan es necesario que esta opere dentro de su rango

óptimo que generalmente está entre el 75% al 95% de su eficiencia, como se muestra en la siguiente figura:

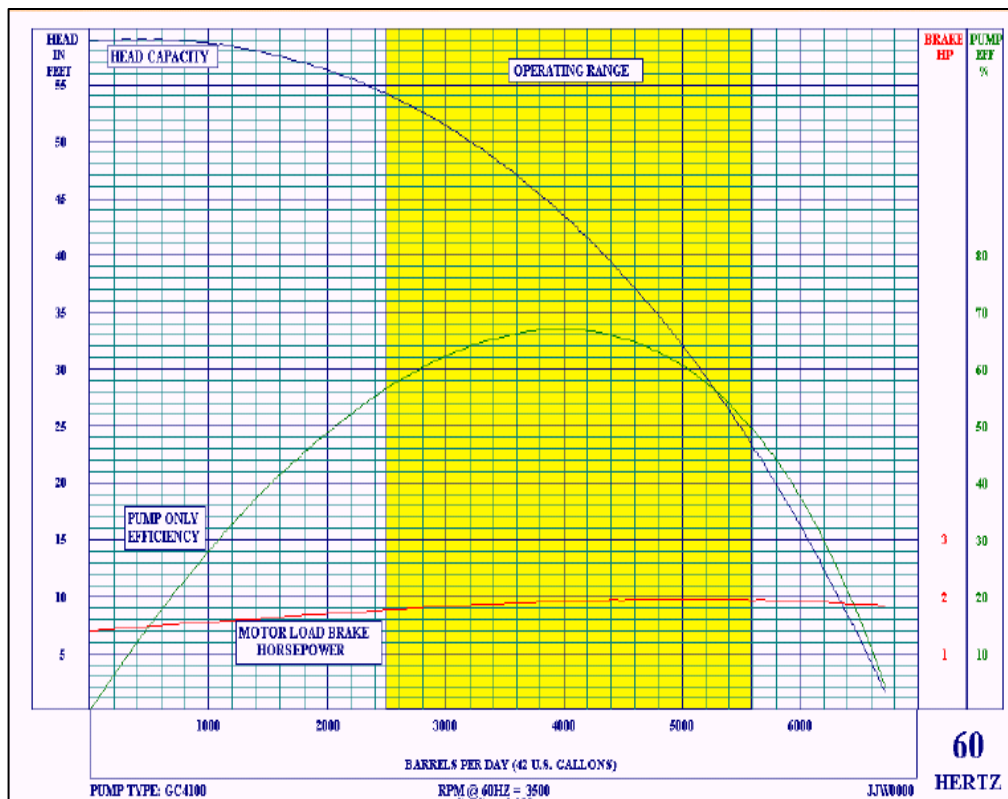


Figura 35. Curva de eficiencia del equipo BES

Fuente:(Repsol-YPF, 2009)

En la figura anterior se puede observar tres tipos de curvas diferentes las cuales son:

- **Curva de altura de la columna**
Esta curva indica la columna de fluido con la que puede trabajar cada etapa, expresada en barriles del petróleo por día (BPD).
- **Curva de potencia al freno (BHP)**
Esta curva indica la potencia en HP requerida por cada etapa para levantar la columna de fluido.

- **Curva de eficiencia**

Esta curva indica la eficiencia de la bomba, como se mencionó anteriormente lo ideal es que la bomba opere con una eficiencia entre el 75 % al 95 %.

Dependiendo el diseño de la bomba esta puede presentar dos efectos:

- **Empuje ascendente (Upthrust)**

Tenemos este empuje cuando la bomba opera al máximo de su eficiencia, es decir a la derecha de su punto de máxima eficiencia (REPSOL S.A., 2006).

- **Empuje descendente (Downthrust)**

Tenemos este empuje cuando la bomba opera con una eficiencia menor a su rango operacional, es decir hacia la izquierda de su punto de máxima eficiencia. (REPSOL S.A., 2006).

En las bombas que tienen un funcionamiento variable, es decir el caudal que extrae no es fijo debido a variaciones de la frecuencia; el comportamiento de la bomba se relaciona con las “curvas de tornado”, como se muestra en la siguiente figura:

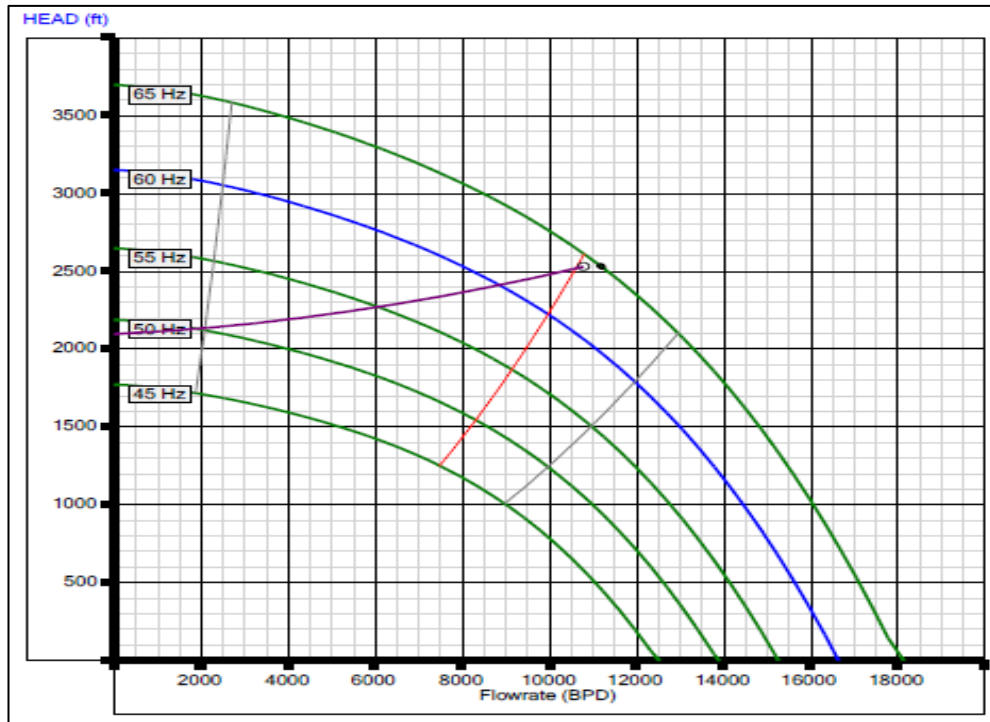


Figura 36. Curvas de Tornado

Fuente:(Repsol-YPF, 2009)

Una bomba operando bajo el efecto de las “curvas tornado” minimiza su tiempo de operación, ya que los cambios de frecuencia generan variaciones en los equipos ocasionando problemas, por ejemplo que el motor haga conexión fase a tierra, daños en el sensor, etc.

3.2.2.2. Intake

La función del Intake es permitir el ingreso de los fluidos del pozo hacia la bomba sirviéndose de conexión entre el extremo superior del sello y el eje de la bomba, transmitiendo así el movimiento para que esta pueda operar.



Figura 37. Ingreso a la bomba, INTAKE

Fuente:(REPSOL S.A., 2006)

3.2.2.2.1. Separador de gas

Se usa separador de gas para evitar que este ingrese a la bomba y afecte su rendimiento, previniendo así que se dé la cavitación. Su diseño consta de una cámara rotativa que actúa a manera de centrifuga, obligando a los fluidos pesados a dirigirse hacia las paredes exteriores; permitiendo así que el gas se dirija hacia el centro de la cámara (REPSOL S.A., 2006).

Al final del separador el gas libre es separado del resto de los fluidos, y es venteado por el espacio anular hacia la caja de venteo; el fluido sin presencia de gas es dirigido hacia el ingreso de la bomba.

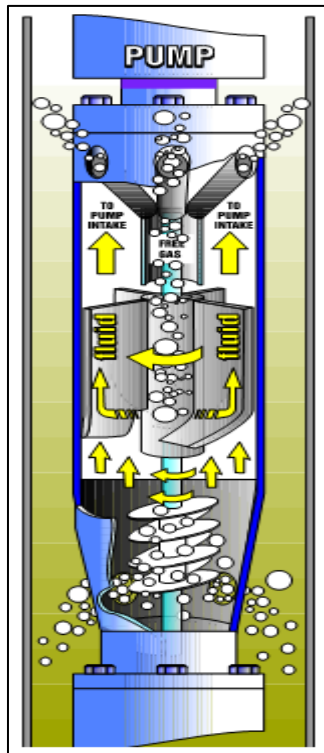


Figura 38. Separador de gas

Fuente:(REPSOL S.A., 2006)

3.2.2.3. Sección sellante

Esta sección está ubicada entre el motor y la bomba, tiene la función de proteger al motor de la contaminación por el ingreso de fluido del pozo; siendo su función más importante proveer al motor de aceite para compensar la pérdida de fluido lubricante durante la vida operacional del equipo, permitiendo un balance entre la presión del motor y el anular (REPSOL S.A., 2006).

Dentro de los sellos tenemos dos diseños, el diseño convencional y el de tres cámaras; la diferencia entre estos radica en el principio de operación de los protectores y la manera de evitar el contacto entre el lubricante del motor y el fluido del pozo.

El sello convencional tiene como objetivo asegurar el buen funcionamiento del motor; esto lo hace aislando el lubricante del motor de los fluidos del

pozo, evitando así cualquier contaminación. Se tiene un fluido inerte que cumple la función de bloqueante, asegurando así que no exista ingreso del fluido del pozo hacia el motor (REPSOL S.A., 2006)

El sello de tres cámaras tiene la misma función de proteger el lubricante del motor, con la diferencia que este consta de tres sellos en uno. Cada una de las cámaras está formada por un sello mecánico y un sistema de expansión-contracción.

De esta manera se asegura que si una de las dos cámaras fallan la tercera va a continuar protegiendo al motor, este tipo de sellos brindan la mejor protección contra los fluidos contaminantes del pozo.

En pozos direccionales el equipo tiende a inclinarse lo que provoca una contaminación de las cámaras a través de vasos comunicantes, una forma de contrarrestar es utilizando una cámara con bolsa. Además se tiene pozos donde la densidad entre el fluido de pozo y el lubricante del motor es similar, en este caso se recomienda de igual manera utilizar cámara con bolsa de goma.

Esta cámara es aplicable para pozos verticales o desviados con un ángulo no mayor a 20°, la bolsa de goma que forma parte de esta cámara es un elastómero; tiene como función equilibrar las presiones, evitando el contacto entre los fluidos del pozo y el lubricante del motor (REPSOL S.A., 2006).

3.2.2.4. Motor electro sumergible

El equipo consta de un motor electro sumergible que está formado por un rotor, estator y bastidor o housing.

- **Bastidor o Housing**

El housing no es más que la cubierta del motor, su diseño consta de roscas en los extremos para facilitar la instalación del cabezal. El

diámetro del pozo es el factor determinante en el tamaño del housing, y este también varía de acuerdo al fabricante (REPSOL S.A., 2006).

- **Estator**

El estator está formado por un núcleo y un bobinado.

El núcleo está compuesto por laminillas comprimidas entre sí, con el fin de asegurar la estabilidad mecánica del equipo. Por cada fase del estator se tiene un bobinado de conductores de cobre (REPSOL S.A., 2006).

- **Rotor**

La función del rotor es girar libremente, y va acoplado al eje del motor.

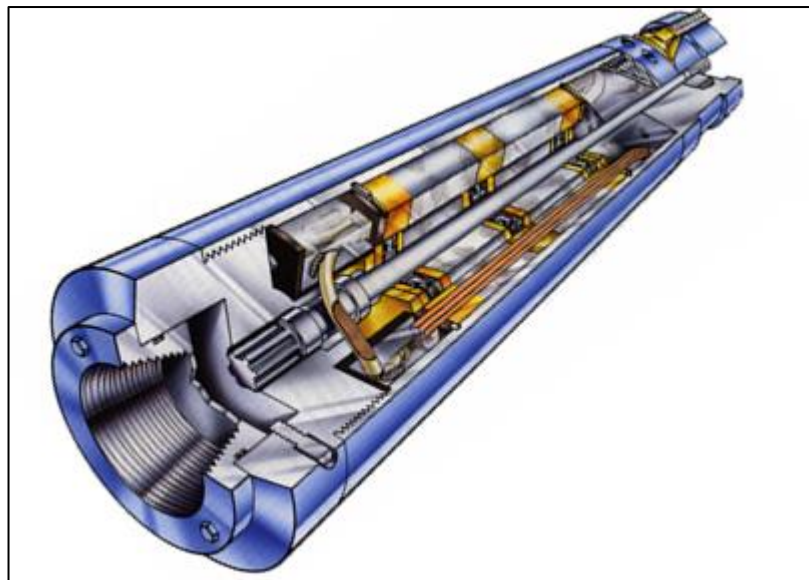


Figura 39. Motor de fondo de Bomba BES

Fuente:(REPSOL S.A., 2006)

3.2.2.5. Cable

El cable tiene la función de conectar los equipos de fondo con los de superficie, transmitiendo la energía eléctrica, se pueden encontrar de varios tipos dependiendo de la temperatura y condiciones del pozo.

Se tiene dos tipos de cable, el plano y el de potencia estos son utilizados de acuerdo al espacio disponible en el pozo.

- **Cable plano**

Este cable se lo utiliza para la sección del fondo del equipo, debido al diametro reducido que se tiene en el pozo, este tiene una conexión o POT HEAT que conecta directamente al motor y en su otro extremo se acopla al cable de potencia (REPSOL S.A., 2006)

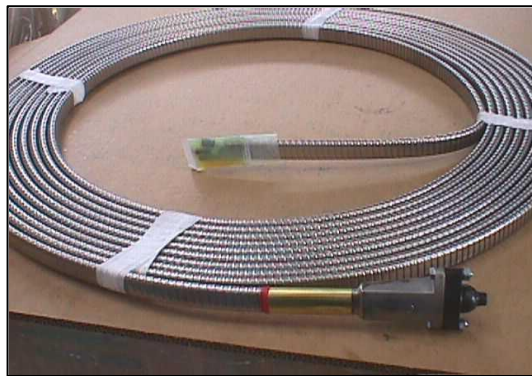


Figura 40. Cable plano

Fuente:(REPSOL S.A., 2006)

- **Cable de potencia**

Este cable reúne los requerimientos necesarios para transportar la energía eléctrica con el voltaje y amperaje requeridos por el motor de fondo, contrarrestando cualquier tipo de pérdidas que pueda causar los fluidos.

3.2.2.6. Sensor

Es uno de los últimos equipos del sistema BES, su función es monitorear la presión y temperatura del equipo de fondo; estos datos son transmitidos a superficie a través del cable.

Este está formado por un paquete sensor, este es el encargado de registrar los datos de presión y temperatura de fondo; transformándolos en una señal eléctrica que será enviada a superficie por medio del cable de potencia. Un

paquete inductor, que se encarga de enviar la energía necesaria para el funcionamiento del motor. Por último el paquete indicador, que permite visualizar los datos registrados de presión y temperatura de fondo, permitiendo así que el operador esté al tanto del estado de su equipo (Repsol-YPF, 2009).



Figura 41. Sensor de fondo

FUENTE:(Repsol-YPF, 2009)

3.2.2.7. Centralizador

La función de este equipo es asegurar un buen asentamiento del sistema BES, evitando así que el capilar tenga problemas de obstrucción y esto afecte en la inyección del tratamiento químico.



Figura 42. Centralizador

FUENTE:(REPSOL S.A., 2015)

3.3. PARTE EXPERIMENTAL

Para la realización de este trabajo se seleccionó el Pozo de Iro A-01, debido a que este pozo presenta constantes cambios en sus tendencias de corrosiva a incrustante;este pozo presenta una producción de 193 bppd y un volumen de agua de 2 155 bappd, con un corte de agua del 91 %.

La selección de este pozo se la realizo en base a su historial de trabajos realizados; este es el que más reacondicionamientos ha tenido en su historia productiva, siendo un aproximado de 16 paradas de producción lo que convierte a este en un candidato óptimo para ejemplificar el estudio de análisis de las tendencias de los índices de saturación de carbonatos de los fluidos de dicho pozo

3.3.1. Descripción del Pozo IRO A-01

El pozo inicio su producción en septiembre del año 1995, el reservorio inicial fue la arena U, en su completación tuvo un equipo de fondo de 136 Stgs/ SN 2600/ HP. La producción inicial se tenía de 1353bppdbarriles de crudo y un volumen de agua de 63 bapd, con un corte de agua de 2.80 %.

Actualmente este pozo presenta una producción de 193 bppd y un volumen de agua de 2 155 bapd, con un corte de agua del 91 %(REPSOL S.A., 2015).

Se encuentra en el WELL PAD de IRO A, que contiene alrededor de 28 pozos operativos; con una producción del 9 580 bppd y una producción de agua de 207367.36bapd. Esta producción corresponde al 33% de la producción total del Bloque, que actualmente se encuentra en un aproximado de 27 710 bppd; con respecto a la producción de las facilidades del SUR que son en total 21 399 bppd, este padaporta con el 44 %. Por este motivo se vuelve importante utilizarlo para ejemplificar el análisis de las tendencias(REPSOL S.A., 2015).

3.3.1.1. Equipo de fondo

En el último trabajo realizado en este pozo en el mes de agosto del 2015 el objetivo fue sacar BES P23, 139 etapas, 504 HP y bajar nueva P23, 104 etapas, 252 HP.

El ensamblaje de fondo está formado por los equipos que se describen en la siguiente tabla, en donde tenemos una sola bomba de 104 etapas y un motor de 252 HP; todo el equipo es de material ferrítico, con un peso total de 2 740 lb. Este equipo consta de dos capilares para la inyección del tratamiento químico, el capilar uno va hasta el centralizador y se inyecta el inhibidor de escala, el capilar dos va hasta el intake y se inyecta el inhibidor de corrosión (REPSOL S.A., 2015).

El equipo de fondo está controlado por 2 433 voltios y una frecuencia de 65 Hz, el motor opera con 53 A.

Tabla 12. Equipo de fondo instalado en IRO A-01

ASSEMBLY COMPONENTS						
Ctd.	EQUIPO	DESCRIPCION / MODELO	O.D.	Long Aprox.	Peso Aprox.	
1	GUÍA DE MOTOR	CSG. 7" @ +/- (7813 Ft MD) - (7060 Ft TVD)	6.01 "	1.8'	8 Lb	
1	SENSOR	WellLift	4.50 "	1.8'	46 Lb	
1	MOTOR INFERIOR	N/A	Ferritico			
1	MOTOR SUPERIOR	252 HP / 2275 V / 67 A - 562 MSP1 250 F	Ferritico	5.62 "	19.7'	1415 Lb
1	SELLO INFERIOR	GSB3 XUT FERHL SSCV H6 ABPFSA	Ferritico	5.13 "	6.3'	263 Lb
1	SELLO SUPERIOR	GSB3 XUT FERHL SSCV H6 ABPFSA	Ferritico	5.13 "	6.3'	263 Lb
1	SUCCION	GP X INT AR H6	Ferritico	5.13 "	1.1'	42 Lb
1	CAMISA REFRIG.	N/A				
1	BOMBA	N/A				
1	BOMBA	104 Stg, 538P23 SSDH6	Ferritico	5.38 "	14.4'	665 Lb
1	DESCARGA WELL LIFT	DISCH WellLIFT PMP 513/538	Ferritico	5.13 "	0.8'	25 Lb
1	DESCARGA	GP DISCH 3 1/2" EUE 8 RD	Ferritico	5.13 "	0.5'	13 Lb
Total				52.7'	2740 Lb	
BHA						
· Tubería de 4 1/2", 12.75 #, EUE 8 RD, N-80 HASTA SUPERFICIE						

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

El trabajo fue realizado sin ninguna novedad, en el siguiente diagrama se presenta la completación final de este pozo:

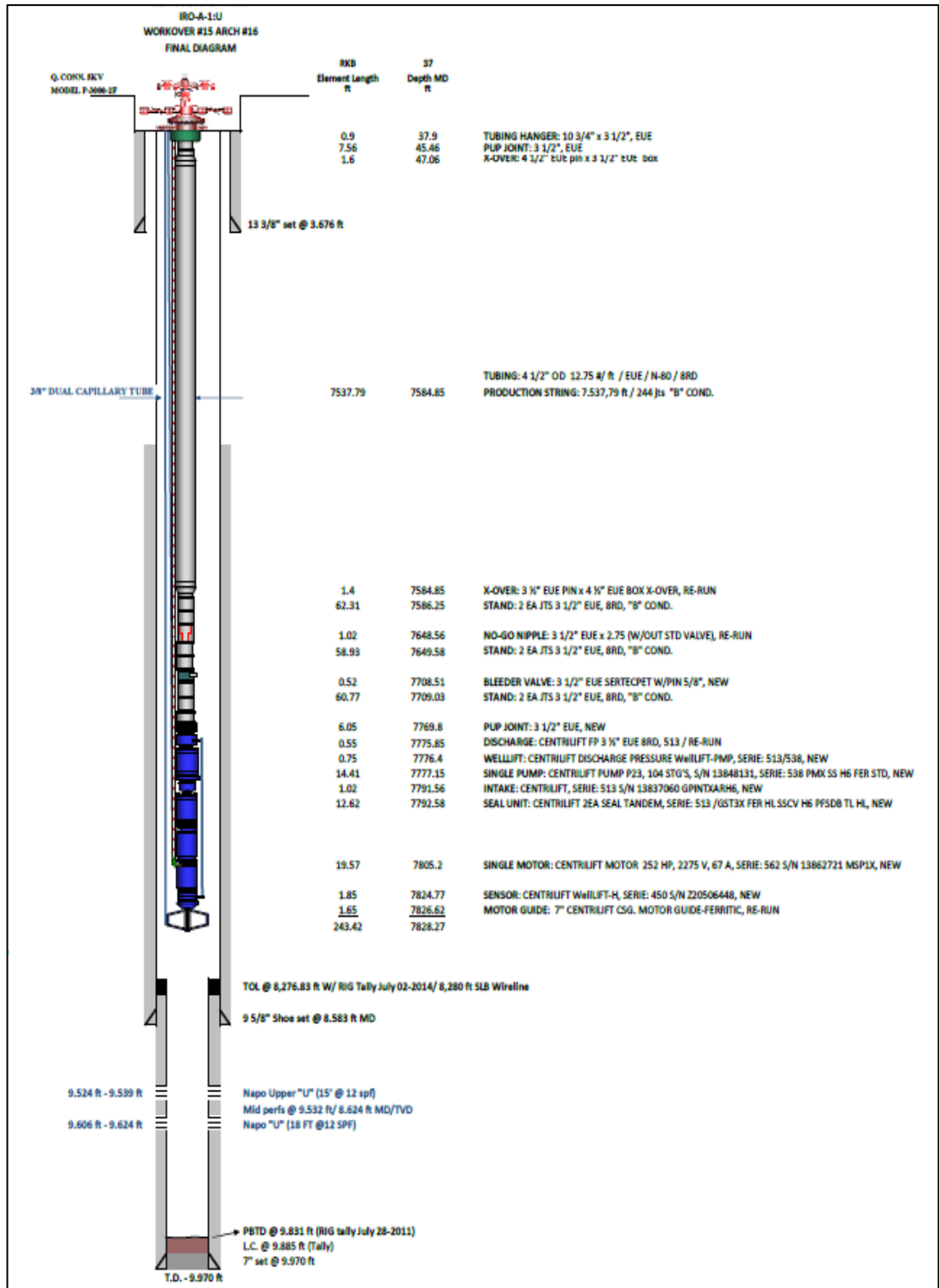


Figura 43. Completación final, pozo IRO A-01

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

3.3.2. Obtención de datos

El análisis físico-químico para la caracterización del agua de formación debe realizarse en un laboratorio calificado por la agencia de regulación hidrocarburífera (ARCH), con el fin de obtener datos confiables que posteriormente se utilizarán para la determinación de los índices de saturación de carbonatos.

3.3.3. Cálculo de los Índices de saturación de carbonatos

Con los datos obtenidos de los ensayos fisicoquímicos se procede al cálculo de cada uno de los índices.

Tabla 13. Datos físico-químicos IRO A-01

CARACTERIZACIÓN	UNIDADES	DATOS
pH calculado	<i>pH</i>	4.91
Conductividad	$\frac{\mu S}{cm}$	85300
Dureza Cálcica	<i>CaCO₃mg/l</i>	5580
Alcalinidad Total	<i>CaCO₃mg/l</i>	6550
Sólidos totales disueltos	<i>mg/l</i>	127950
Temperatura en cabeza	<i>°F</i>	206
Salinidad	<i>mg/l</i>	57750
Sulfatos	<i>ppmSO₄⁻²</i>	251
Dureza Total	<i>CaCO₃mg/l</i>	6550
Dureza Magnésica	<i>CaCO₃mg/l</i>	970
Presión de cabeza	<i>psi</i>	340
CO ₂	%	11

La dureza magnésica se la obtiene de la diferencia entre la dureza total y la dureza cálcica, quedando de la siguiente manera:

$$\text{Dureza Magnésica} = \text{Dureza Total} - \text{Dureza Cálcica}$$

$$\text{Dureza Magnésica} = (6\,550 - 5\,580)\text{CaCO}_3\text{mg/l} = 970\text{ CaCO}_3\text{mg/l}$$

La medición del pH se debe realizar in situ, para minimizar el margen de error en la determinación de los índices se lo determina utilizando ecuaciones que utilizan variables como: temperatura, presión, fuerza iónica; entre otras. Es importante mencionar que en este trabajo se utilizan datos en superficie, para el cálculo del pH y los índices de saturación de carbonatos. A continuación se describe el procedimiento para el cálculo del pH.

La ecuación a utilizarse para el cálculo del pH es la siguiente:

$$\text{pH} = \log \left[\frac{(\text{HCO}_3^-)}{C_w} \right] + 6.39 - 1.198 * 10^{-3}T + 7.94 * 10^{-6}T^2 - 3.53 * 10^{-5}P - 1.067 \sqrt{\mu} + 0.599\mu \quad \text{EC [26]}$$

Dónde:

$T = \text{Temperatura del pozo, } ^\circ\text{F}$

$P = \text{Presión del pozo, psi}$

$\mu = \text{Fuerza ionica molar}$

$C_w = \text{Cantidad de } \text{CO}_2 \text{ disuelto en el agua}$

La cantidad de CO_2 disuelto en el agua puede ser calculado in situ, o mediante la siguiente ecuación:

$$\log C_w = \log P_{\text{CO}_2} - 2.212 - 6.51 * 10^{-3}T + 10.19 * 10^{-6}T^2 - 1.29 * 10^{-5}P - 0.77 * \sqrt{\mu} - 0.059\mu \quad \text{EC [27]}$$

Despejando C_w , se obtiene:

$$C_w = e^{\log P_{\text{CO}_2} - 2.212 - 6.51 * 10^{-3}T + 10.19 * 10^{-6}T^2 - 1.29 * 10^{-5}P - 0.77 * \sqrt{\mu} - 0.059\mu} \quad \text{EC [28]}$$

Para el cálculo de PCO_2 , la ecuación a utilizarse es la siguiente:

$$PCO_2 = \frac{(P + 14,7) * CO_2}{100}$$

$$PCO_2 = \frac{(340 + 14,7) * 11}{100}$$

$$PCO_2 = 39.017 \text{ psi}$$

La concentración de la fuerza iónica es necesario conocer la concentración de cada uno de los iones presentes en el fluido tratado, para esto se utiliza los datos físicos químicos y se calcula los iones de la siguiente manera:

$$5580 \frac{\text{CaCO}_3 \text{ mg}}{\text{l}} * \frac{40 \text{ Ca mg/l}}{100 \frac{\text{CaCO}_3 \text{ mg}}{\text{l}}} = 2232 \text{ mg/l Ca}$$

$$970 \frac{\text{MgCO}_3 \text{ mg}}{\text{l}} * \frac{24 \text{ Mg mg/l}}{100 \frac{\text{MgCO}_3 \text{ mg}}{\text{l}}} = 232.8 \text{ mg/l Mg}$$

$$57750 \frac{\text{NaCl mg}}{\text{l}} * \frac{35.45 \text{ Cl mg/l}}{58 \frac{\text{NaCl mg}}{\text{l}}} = 35\ 054.25 \text{ mg/l Cl}$$

$$6550 \frac{\text{CaCO}_3 \text{ mg}}{\text{l}} * \frac{2(61 \text{ HCO}_3 \text{ mg/l})}{100 \frac{\text{CaCO}_3 \text{ mg}}{\text{l}}} = 7\ 991 \text{ mg/l HCO}_3$$

$$57750 \frac{\text{NaCl mg}}{\text{l}} * \frac{23 \text{ Na mg/l}}{58 \frac{\text{NaCl mg}}{\text{l}}} = 22\ 695.75 \text{ mg/l C}$$

Obteniendo la siguiente tabla:

Tabla 14. Iones en unidades de mg/l

IONES	UNIDADES	DATOS
Calcio	mg/l	2232
Sulfato	mg/l	251
Magnesio	mg/l	232.81
Cloro	mg/l	35054.25
Sodio	mg/l	22695.75
Bicarbonato	mg/l	7991

Una vez que se obtiene la concentración de cada uno de los moles presentes en el fluido se procede a la transformación de unidades de mg/l a $gramos/l$, de la siguiente manera:

$$\frac{mg}{l} * \frac{1 g}{1000 mg} = 0.001 \frac{g}{l}$$

Este valor lo multiplico por cada dato de la anterior tabla, obteniendo la siguiente tabla:

Tabla 15. Iones en unidades de g/l

IONES	m_i	UNIDADES
Calcio	2.23	g/l
Sulfato	0.25	g/l
Magnesio	0.23	g/l
Cloro	35.05	g/l
Sodio	22.70	g/l
Bicarbonato	7.991	g/l

Con los datos expresados en gramos/l se procede a transformarlos a moles/l , de la siguiente manera:

$$\text{Concentración ION } \frac{\text{g/l}}{\text{PM}} = 2.232 \frac{\text{mg/l}}{\text{Ca}} * \frac{1}{40} = 0.0558 \text{ mol/l}$$

Se procede de la misma manera para el resto de concentraciones de los IONES presentes en el fluido, obteniendo la tabla siguiente:

Tabla 16. Cálculo de Fuerza Iónica

IONES	m_i	UNIDADES	z_i	$m_i * z_i^2$
Calcio	0.06	mol/l	2	0.22
Sulfato	0.003	mol/l	2	0.011
Magnesio	0.01	mol/l	2	0.04
Cloro	0.99	mol/l	1	0.99
Sodio	0.99	mol/l	1	0.99
Bicarbonato	0.13	mol/l	1	0.13

Para el cálculo de la fuerza iónica se utiliza la siguiente ecuación:

$$I = \frac{1 \sum m_i z_i^2}{2}$$

Dónde:

m_i = concentración del elemento

z_i = carga del elemento

$$I = \frac{1 \sum m_i z_i^2}{2}$$

$$I = \frac{(3.1456)}{2}$$

$$I = 1.57 \text{ mol/l}$$

Con los datos de la presión parcial de CO_2 , la fuerza iónica; se procede al cálculo de La cantidad de CO_2 (C_w) con la siguiente ecuación:

$$C_w = e^{\log P_{CO_2} - 2.212 - 6.51 \cdot 10^{-3} T + 10.19 \cdot 10^{-6} T^2 - 1.29 \cdot 10^{-5} P - 0.77 \cdot \sqrt{\mu} - 0.059 \mu}$$

$$C_w = e^{\log 39.017 - 2.212 - 6.51 \cdot 10^{-3} (206) + 10.19 \cdot 10^{-6} (206)^2 - 1.29 \cdot 10^{-5} \cdot 340 - 0.77 \cdot \sqrt{1.573} - 0.059 \cdot 1.573}$$

$$C_w = 2.12$$

Una vez que se obtiene el valor de C_w , se procede a la determinación del pH , como se muestra a continuación:

$$pH = \log \left[\frac{(HCO_3^-)}{C_w} \right] + 6.39 - 1.198 \cdot 10^{-3} T + 7.94 \cdot 10^{-6} T^2 - 3.53 \cdot 10^{-5} P - 1.067 \sqrt{\mu} + 0.599 \mu$$

$$equivalentes = \frac{\text{concentración mol}}{\text{valencia}}$$

$$equivalentes = \frac{0.131 HCO_3^- \frac{mol}{l}}{1} = 0.131 HCO_3^- \frac{mEq}{l}$$

$$pH = 4.91$$

Una vez obtenidos los datos se procede a él cálculo de cada uno de los índices:

3.3.3.1. Índice de langelier

$$pH_{sat} = (9.3 + A + B) - (C + D)$$

$$A = \frac{1}{10 (\log(TDS) - 1)}$$

$$A = \frac{1}{10 (\log(127950) - 1)} = 0.02435$$

$$B = -13.12 \log[T(^{\circ}C) + 273.2] + 34.55$$

$$^{\circ}C = \frac{(^{\circ}F - 32)}{1.8}$$

$$^{\circ}C = \frac{(206 - 32)}{1.8} = 96.67$$

$$B = -13.12 \log[96.67 + 273.2] + 34.55 = 0.86$$

$$C = \log[Ca(mgCaCO_3/l)] - 0.4$$

$$C = \log(5580) - 0.4 = 3.34$$

$$D = \log ALK (mgCaCO_3/l)$$

$$D = \log (6550) = 3.82$$

$$pH_{sat} = (9.3 + 0.02435 + 0.857) - (3.34 + 3.82)$$

$$pH_{sat} = 3.02$$

$$IL = pH - pH_{saturación}$$

$$IL = 4.907 - 3.02$$

$$IL = 1.89$$

El índice calculado da un valor de 1.89, de acuerdo al análisis de Langelier dice que si el valor del índice es mayor a cero se considera problemas de escala; por lo cual se concluye que la tendencia es **incrustante**.

3.3.3.2. Índice de Ryznar

$$pH_{sat} = (9.3 + A + B) - (C + D)$$

$$A = \frac{1}{10 (\log(TDS) - 1)}$$

$$A = \frac{1}{10 (\log(127\,950) - 1)} = 0.024$$

$$B = -13.12 \log[T(^{\circ}C) + 273.2] + 34.55$$

$$^{\circ}C = \frac{(^{\circ}F - 32)}{1.8}$$

$$^{\circ}C = \frac{(206 - 32)}{1.8} = 96.67$$

$$B = -13.12 \log[96.67 + 273.2] + 34.55 = 0.86$$

$$C = \log[Ca(mgCaCO_3/l)] - 0.4$$

$$C = \log(5580) - 0.4 = 3.34$$

$$D = \log ALK (mgCaCO_3/l)$$

$$D = \log (6550) = 3.82$$

$$pH_{sat} = (9.3 + 0.024 + 0.857) - (3.34 + 3.82)$$

$$pH_{sat} = 3.02$$

$$SI = 2 * pH_{saturación} - pH$$

$$SI = (2 * 3.02) - 4.91$$

$$SI = 1.13$$

El índice calculado da un valor de 1.13, de acuerdo al análisis de Ryznar dice que si el valor del índice es menor a seis se considera problemas de escala por lo cual se concluye que la tendencia es Ligeramente **INCRUSTANTE**.

3.3.3.3. Índice de Stiff y Davis

Para calcular el índice de Stiff y Davis es necesario conocer la concentración de cada uno de los iones presentes en el fluido tratado, para esto se utiliza los datos físicos químicos y se calcula los iones de la siguiente manera:

$$5580 \frac{\text{CaCO}_3 \text{ mg}}{\text{l}} * \frac{40 \text{ Ca mg/l}}{100 \frac{\text{CaCO}_3 \text{ mg}}{\text{l}}} = 2232 \text{ mg/l Ca}$$

$$970 \frac{\text{MgCO}_3 \text{ mg}}{\text{l}} * \frac{24 \text{ Mg mg/l}}{100 \frac{\text{MgCO}_3 \text{ mg}}{\text{l}}} = 232.8 \text{ mg/l Mg}$$

$$57750 \frac{\text{NaCl mg}}{\text{l}} * \frac{35.45 \text{ Cl mg/l}}{58 \frac{\text{NaCl mg}}{\text{l}}} = 35\ 054.25 \text{ mg/l Cl}$$

$$6550 \frac{\text{CaCO}_3 \text{ mg}}{\text{l}} * \frac{2(61 \text{ HCO}_3 \text{ mg/l})}{100 \frac{\text{CaCO}_3 \text{ mg}}{\text{l}}} = 7\ 991 \text{ mg/l HCO}_3$$

$$57750 \frac{\text{NaCl mg}}{\text{l}} * \frac{23 \text{ Na mg/l}}{58 \frac{\text{NaCl mg}}{\text{l}}} = 22\ 695.75 \text{ mg/l Cl}$$

Obteniendo la siguiente tabla:

IONES	UNIDADES	DATOS
Calcio	g/l	2232
Sulfato	g/l	251
Magnesio	g/l	232.81
Cloro	g/l	35054.25
Sodio	g/l	22695.75
Bicarbonato	g/l	7991

Una vez que se obtiene la concentración de cada uno de los moles presentes en el fluido se procede a la transformación de unidades de mg/l a $gramos/l$, de la siguiente manera:

$$\frac{mg}{l} * \frac{1 g}{1000 mg} = 0.001 \frac{g}{l}$$

Este valor lo multiplico por cada dato de la anterior tabla, obteniendo la siguiente tabla:

IONES	m_i	UNIDADES
Calcio	2.23	g/l
Sulfato	0.25	g/l
Magnesio	0.233	g/l
Cloro	35.05	g/l
Sodio	22.70	g/l
Bicarbonato	7.99	g/l

Con los datos expresados en gramos/l se procede a transformarlos a moles/l , de la siguiente manera:

$$\text{Concentración ION } \frac{\text{g/l}}{\text{PM}} = 2.232 \frac{\text{mg/l}}{\text{Ca}} * \frac{1}{40} = 0.056 \text{ mol/l}$$

Se procede de la misma manera para el resto de concentraciones de los IONES presentes en el fluido, obteniendo la tabla siguiente:

IONES	m_i	UNIDADES	z_i	$m_i * z_i^2$
Calcio	0.056	mol/l	2	0.22
Sulfato	0.003	mol/l	2	0.010
Magnesio	0.01	mol/l	2	0.04
Cloro	0.99	mol/l	1	0.99
Sodio	0.99	mol/l	1	0.99
Bicarbonato	0.13	mol/l	1	0.13

Para el cálculo de la fuerza iónica se utiliza la siguiente ecuación:

$$I = \frac{1 \sum m_i z_i^2}{2}$$

Dónde:

$m_i = \text{concentración del elemento}$

$z_i = \text{carga del elemento}$

$$I = \frac{1 \sum m_i z_i^2}{2}$$

$$I = 1.57 \text{ mol/l}$$

Se calcula el factor pCa con la siguiente fórmula:

$$pCa = \log \frac{1}{\text{moles } Ca^{++}/\text{litro}}$$

$$pCa = \log \frac{1}{0.056 \text{ mol/l}}$$

$$pCa = 1.25$$

Cálculo del factor M referente a la alcalinidad total, resultante de la suma de carbonato más carbonato ácido; como se muestra a continuación:

$$M \text{ Alcalinidad} = \text{Alcalinidad total} = CO_3^{=} + HCO_3^{-}, \frac{mg}{L}$$

$$M \text{ Alcalinidad} = 7991 + 3930 \text{ mg/L}$$

$$M \text{ Alcalinidad} = 11921 \text{ mg/L}$$

A continuación se determina $pAlk M$, se debe tener en cuenta que en la ecuación se debe ingresar el valor de M expresado en Equivalentes /litro, de la siguiente manera:

$$\text{equivalentes} = \frac{\text{concentración mol}}{\text{valencia}}$$

$$\frac{0.131 \frac{\text{mol}}{l} HCO_3}{1} = 0.131 \frac{\text{equivalente}}{l} HCO_3$$

$$\frac{0.039 \frac{\text{mol}}{l} CaCO_3}{2} = 0.020 \frac{\text{equivalente}}{l} HCO_3$$

$$M \text{ Alcalinidad} = 0.151 \frac{\text{equivalente}}{l}$$

$$pAlk M = \log \frac{1}{\text{Equivalentes } M \text{ alcalinidad/litro}}$$

$$pAlk M = \log \frac{1}{0.151}$$

$$pAlk M = 0.822$$

Para obtener el valor de **K** se utiliza la gráfica siguiente, los datos necesarios para ingresar en la gráfica son: la fuerza iónica molar (μ) calculada anteriormente y la temperatura. Con el dato de μ se ingresa por la parte

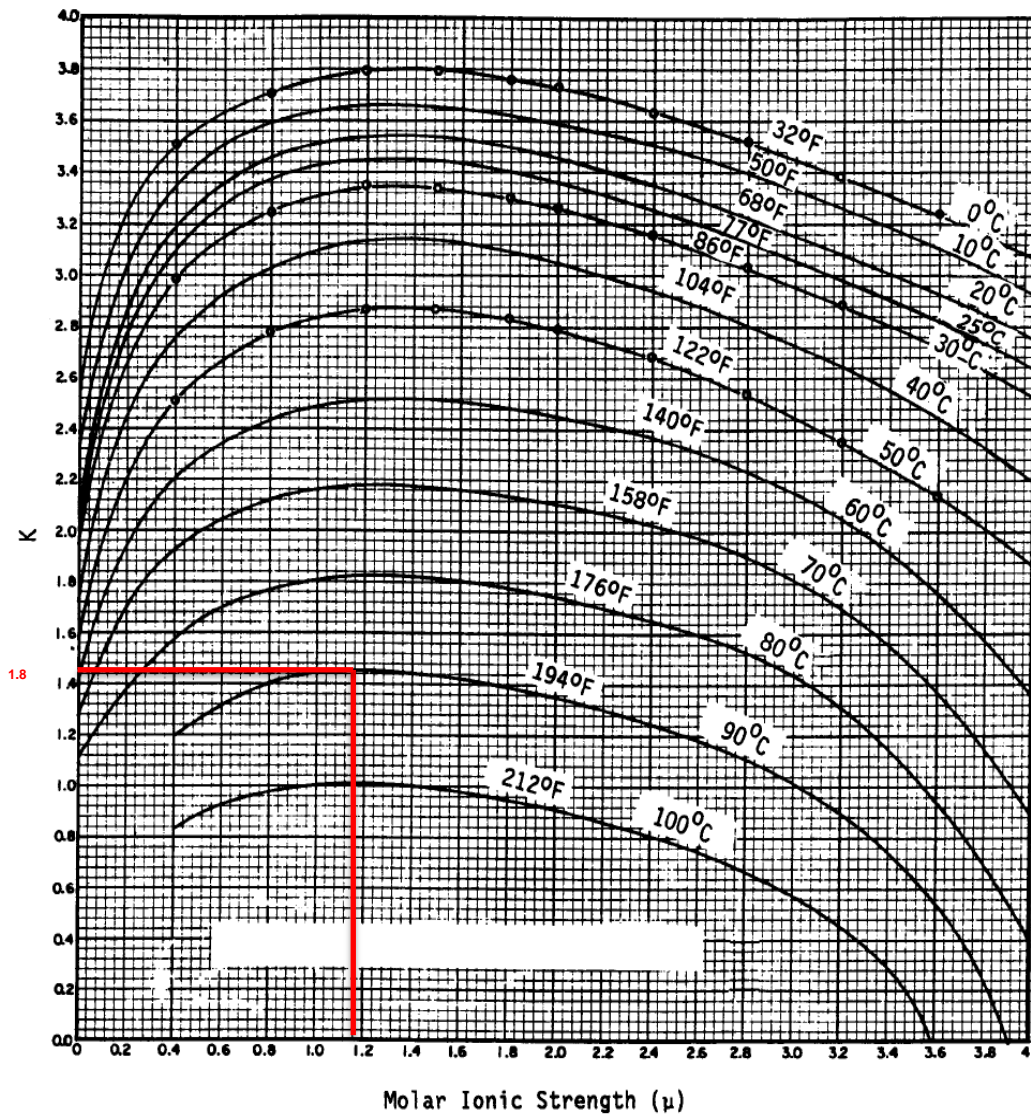
inferior de la gráfica intersecando con las curvas de temperatura en la parte superior, se dirige hacia el extremo izquierdo y se obtiene el valor de **k** para dicha concentración y temperatura.

$$T = 206^{\circ}F \qquad I = 1.57 \text{ mol/l}$$

Tabla 17. Cálculo de K en función de la temperatura y fuerza iónica IRO-A
01

APPENDIX 12

Values of Stiff & Davis "K" for CaCO₃ Scale Calculations



Molar Ionic Strength (μ)

Fuente:(Patton, 1995)

De la gráfica anterior se obtiene el valor de $K=1.8$, con lo cual se ingresa a la siguiente ecuación junto con los datos ya calculados.

$$SI = pH - K - pCa - pAlk$$

$$SI = 0.97$$

El índice calculado da un valor de 0.97, en el análisis de Stiff-Davis los valores del índice que son mayores a cero tienden a presentar problemas de escala; por lo cual se concluye que la tendencia es **incrustante**.

3.3.3.4. Índice de OddoTomson (IOT)

La determinación del IOT es similar al de Stiff y Davis, de la misma manera se procede a calcular la fuerza iónica molar de los iones presentes en el fluido de trabajo, en este caso se obviara este paso debido a que ya se lo realizó anteriormente, teniendo como resultado lo siguiente:

Para el cálculo de la fuerza iónica se utiliza la siguiente ecuación:

IONES	m_i	UNIDADES	z_i	$m_i * z_i^2$
Calcio	0.056	mol/l	2	0.22
Sulfato (SO4)	0.03	mol/l	2	0.01
Magnesio	0.01	mol/l	2	0.04
Cloro	0.99	mol/l	1	0.99
Sodio	0.99	mol/l	1	0.99
Bicarbonato	0.13	mol/l	1	0.13

$$I = \frac{1 \sum m_i z_i^2}{2}$$

Dónde:

m_i = concentración del elemento

z_i = carga del elemento

$$I = \frac{1 \sum m_i z_i^2}{2}$$

$$I = 1.57 \text{ mol/l}$$

En la siguiente ecuación del IOT se reemplaza los datos anteriormente calculados, obteniendo lo siguiente:

$$I_s = \log[(Ca^{++})(HCO_3^-)] + Ph - 2.76 + 9.88 * 10^{-3}T + 0.61 * 10^{-6}T^2 - 3.03 * 10^{-5}P - 2.348\sqrt{\mu} + 0.77\mu$$

$$I_s = 3.19$$

El índice calculado da un valor de 3.19, en el análisis de IOT los valores del índice que son mayores a 0.5 tienden a presentar problemas de escala; por lo cual se concluye que la tendencia es severamente **incrustante**.

3.3.3.5. Índice de Puckorius

Para el cálculo de este Índice es necesario calcular un *pH* de saturación, de la misma manera que se hizo para el índice de Langelier.

$$pH_{sat} = (9.3 + A + B) - (C + D)$$

$$A = \frac{1}{10 (\log(TDS) - 1)}$$

$$A = \frac{1}{10 (\log(127\,950) - 1)} = 0.02435$$

$$B = -13.12 \log[T(^{\circ}C) + 273.2] + 34.55$$

$$^{\circ}C = \frac{(^{\circ}F - 32)}{1.8}$$

$$^{\circ}C = \frac{(206 - 32)}{1.8} = 96.67$$

$$B = -13.12 \log[96.67 + 273.2] + 34.55 = 0.857$$

$$C = \log[Ca(mgCaCO_3/l)] - 0.4$$

$$C = \log(5580) - 0.4 = 3.34$$

$$D = \log ALK (mgCaCO_3/l)$$

$$D = \log (6550) = 3.82$$

$$pH_{sat} = (9.3 + 0.02435 + 0.857) - (3.34 + 3.82)$$

$$pH_{sat} = 3.02$$

$$pH_{EQ} = 1,465 * \log(6 550) + 4,54$$

$$pH_{EQ} = 10.13$$

$$PSI = 2(3.02) - 10.13$$

$$**PSI = -4.09**$$

El índice calculado da un valor de -4.09, en el análisis de Puckorius los valores del índice que son menores a 0.8 tienden a presentar problemas de escala; por lo cual se concluye que la tendencia es **incrustante**.

3.3.3.6. Índice deLarson-Skold

En la determinación de este índice se utiliza las concentraciones de los cloruros, sulfatos, carbonato y carbonato ácido; de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$ILR = \frac{Cl + SO_4}{HCO_3 + CO_3}$$

Las concentraciones de los compuestos mencionados anteriormente deben expresarse en miliequivalentes/l, para lo cual se necesita llevar los datos de mg/l a g/l; utilizando la siguiente ecuación:

$$35\,042.7 \frac{mg}{l} * \frac{1\,g}{1000\,mg} = 35.0427 \frac{g}{l}$$

Obteniendo la siguiente tabla:

Tabla 18. Transformación de iones a g/l

CARACTERIZACIÓN	TRANSFORMACIÓN	UNIDADES
Cloruros	35.04	g/l
Sulfatos	0.25	g/l
Bicarbonatos	7.99	g/l
Carbonatos	3.93	g/l

Con los datos expresados en g/l se procede a transformarlos a moles/l, de la siguiente manera:

$$\text{Concentración ION } \frac{g}{l} * \frac{1}{PM} = 35.0427 \frac{g}{l} \text{ Ca} * \frac{1}{35.45} = 0.0558$$

Resultando la siguiente tabla:

Tabla 19. Transformación de iones mol/l

CARACTERIZACIÓN	TRANSFORMACIÓN	UNIDADES
Cloruros	0.99	mol/l
Sulfatos	0.003	mol/l
Bicarbonatos	0.13	mol/l
Carbonatos	0.04	mol/l

Una vez que se obtiene los datos en unidades de mol/l se realiza la conversión a mEq/L , como se muestra a continuación:

$$equivalentes = \frac{\text{concentración mol}}{\text{valencia}}$$

$$equivalentes = \frac{0.989 \text{ mol/l}}{1} = 0.989 \text{ mEq/l}$$

Finalmente se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 20. Transformación de iones mEq/l

CARACTERIZACIÓN	TRANSFORMACIÓN	UNIDADES
Cloruros	0.989	mEq/l
Sulfatos	0.0013	mEq/l
Bicarbonatos	0.131	mEq/l
Carbonatos	0.0197	mEq/l

A continuación se ingresa los datos en la ecuación para el cálculo del índice de Larson-Skold:

$$ILR = \frac{Cl + SO_4}{HCO_3 + CO_3}$$

$$ILR = \frac{(0.989 + 0.0013)}{(0.131 + 0.0197)}$$

$$ILR = 6.57$$

El índice calculado da un valor de 6.57, en el análisis de LarsonSkold los valores del índice que son mayores a 1.2 tienden a presentar problemas de corrosión;por lo cual se concluye que la tendencia es **corrosiva**.

En el cálculo de los índices de saturación de carbonatos se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 21. Tendencias de índices de saturación de carbonatos

INDICE	DATO	TENDENCIA
Langelier	1.89	incrustante
Ryznar	1.13	incrustante
Stiff Davis	0.97	incrustante
LarsonSkold	6.57	corrosivo
Puckorius	-4.09	incrustante
OddoTomson	3.19	incrustante

Obteniendo que las tendencias resultantes de la determinación de los índices difieren debido a que cada uno de los índices son sensibles a determinados factores, como es el caso del IOT que varía con un ligero cambio en la presión parcial de los gases, el de Stiff y Davis que se ve afectado por salinidad, composición química y temperatura del agua.

Es importante recalcar que los dos índices mencionados anteriormente son los que se utilizan para aguas salmueras de campos petroleros, y las

tendencias arrojadas nos dan la pauta para concluir que la tendencia de este pozo es Incrustante-Corrosiva; lo que se complementara en el desarrollo de este trabajo con el análisis de los reacondicionamientos del pozo.

3.3.4. Análisis del historial de pullings y tendencias

En el año 2007 su tendencia era corrosiva esta se mantiene hasta el año 2008, en el pulling realizado en esta fecha no se evidencia presencia de carbonatos.

En el pulling realizado en el año 2009 el equipo paro por atascamiento, esto debido a presencia de carbonatos en el equipo, los cuales estaban en un 60% de la composición y la tendencia varía a corrosiva-incrustante. Conjuntamente a este suceso se inicia con la inyección de 21 ppm de anti escala por el mes de julio, para el mes de agosto se disminuye la dosis a 11.7 ppm, manteniéndose hasta febrero del 2010 cuando retorna a 21 ppm de inyección.

En el año 2010 se tiene una tendencia similar a la del 2009 (incrustante/corrosiva), continuándose con la inyección de anti escala debido a la elevación de la temperatura de fondo. Para el mes de marzo se eleva la concentración de 21 a 30 ppm. Se realizó pulling el mes de Julio debido a que el equipo sufrió una rotura en el eje, en la inspección del equipo de fondo no se presencié evidencia de carbonatos en todo el sistema.

En el 2011 la tendencia retorna a corrosiva, pero en el mes de junio la tendencia varia a corrosiva/Incrustante; en este año se dieron tres paradas del pozo en las que se presentaron las siguientes novedades:

Tabla 22. Histórico de reacondicionamientos IRO A-01

Fecha	Concentración	Motivo del pulling	Observaciones
Mayo 2011	119 ppm	Baja producción y rotura en el eje del Intake.	Gran acumulación de sólidos con mayor presencia en los sellos y el motor solo adheridas a la parte externa
Julio 2011	119 ppm	Equipo completamente limpio sin presencia de escala.	Baja producción
Agosto 2011	Suspende dosificación de anti escala para su posterior evaluación con cupón en el cual al revisarlo si hubo precipitación de escala en sus orificios, decidiendo de esta manera en septiembre incrementar la dosis a 238ppm.		
Enero 2012	236 ppm	Atascamiento del equipo pero no se encontró escala en ninguna parte de la estructura.	Baja producción

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

Luego del último trabajo realizado en el año 2012, se decide arrancar el pozo con doble capilar y una dosis de 152 ppm de anti escala vía capilar, la cual se disminuye a 35 ppm para el mes de marzo. En busca de una dosificación óptima se decide incrementar la concentración a 53 ppm, para diciembre del mismo año el pozo entra a reacondicionamiento debido a que el intake se rompió; en el análisis del pulling no presento acumulación de carbonatos a lo largo de la tubería.

Para el 2013 la tendencia retorna a corrosiva, se continúa con la inyección de anti escala, teniendo que para meses posteriores su tendencia se vuelve incrustante-corrosiva. Debido a esto en el mes de mayo se decide incrementar la dosis a 91 ppm, con esta concentración se trabajó el resto del año.

En el año 2014 se incrementa la dosis a 123 ppm, con lo que se logró mantener el pozo. El pozo fue apagado en el mes de junio por baja producción, debido a un agujero en la tubería; los equipos salieron limpios sin presencia de escala en toda su estructura.

Analizando las durezas cálcicas y dureza total no se observa una variación en sus valores, como se puede observar en el siguiente gráfico; los valores se han mantenido en un promedio de 5 000 a 6 000 ppm, con lo cual se descarta problemas de invasión de zonas.

3.3.4.1. Análisis del cupón retirado agosto

Para análisis de la dosis se procedió a instalar un cupón de escala por 7 días y evaluarlo, el mismo que fue instalado el 12 de agosto del año 2014 y se procedió a su revisión el 19 del mismo mes encontrando las siguientes novedades.

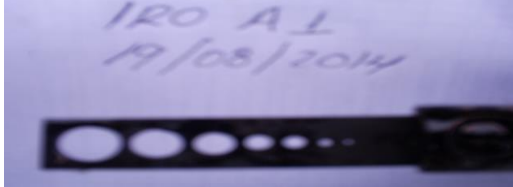
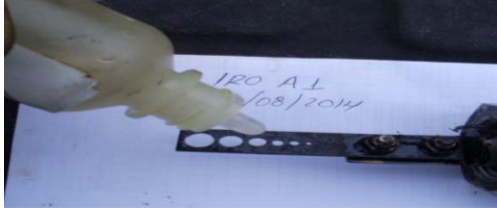

El cupón se encuentra con todos sus orificios limpios con leve acumulación de crudo.

Se procedió a adicionarle unas gotas de ácido clorhídrico HCl, el cual no reaccionó.

Se procedió a instalar nuevamente el cupón para su nueva revisión el día 26 agosto.

En las siguientes imágenes se puede observar lo antes descrito.

Tabla 23. Evaluación de cupón de corrosión pozo IRO A-01

FOTOS CUPÓN	OBSERVACIONES
	<p>Orificios completamente limpios sin presencia de sólidos</p>
	<p>Adición de HCl</p>
	<p>No se observa reacción, no hay presencia de burbujeo</p>

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

3.3.4.2. Evaluación dosis óptima de inhibidor de corrosión para el pozo IRO A-1

El caso del pozo IRO A-1 es particular, debido a su historial que indica que su tendencia es incrustante y corrosiva; como una manera para contrarrestar los efectos de la corrosión en este pozo se instaló en la última corrida equipo BES ferrífico, con dos capilares para la inyección de los dos tratamientos, tanto inhibidor de escala como de corrosión.

La obtención de la dosis óptima se la realizó con dos métodos que se describen a continuación:

3.3.4.2.1. Método de probeta de resistencia eléctrica (PRE)

En la realización de este método en el año 2012 no se evidencia una estabilidad en la línea base, esto se debe a que el electrodo de la probeta sufrió desgastes severos en el lado de choque del fluido, mientras que el lado contrario se presentaba en buenas condiciones.

Lado del Fluido

Lado Contrario al Fluido

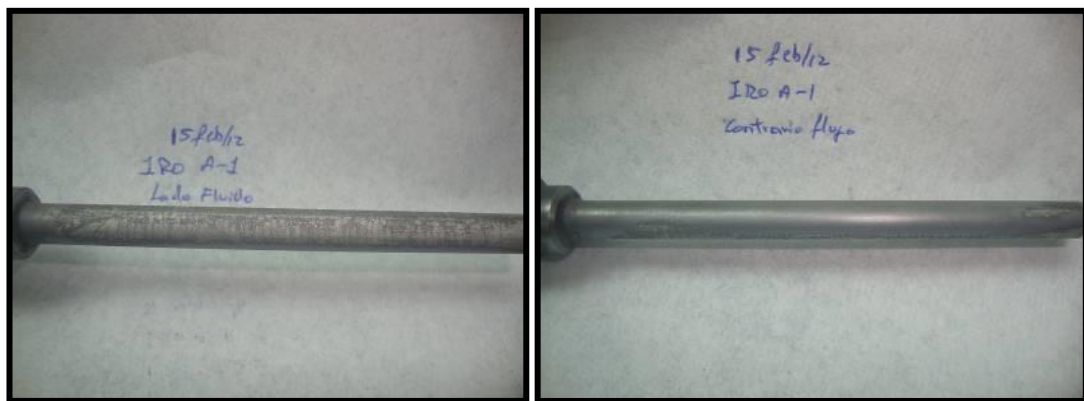


Figura 44. Evidencia del Electrodo T-20-24”(2)

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

En la evaluación se toma datos iniciales con diferencia de 30 minutos, evidenciando que el electrodo se ve afectado inmediatamente; se descarta que pueda ser por presencia de ruido o vibraciones, debido a que la pendiente de la curva continua como se observa en la siguiente figura:

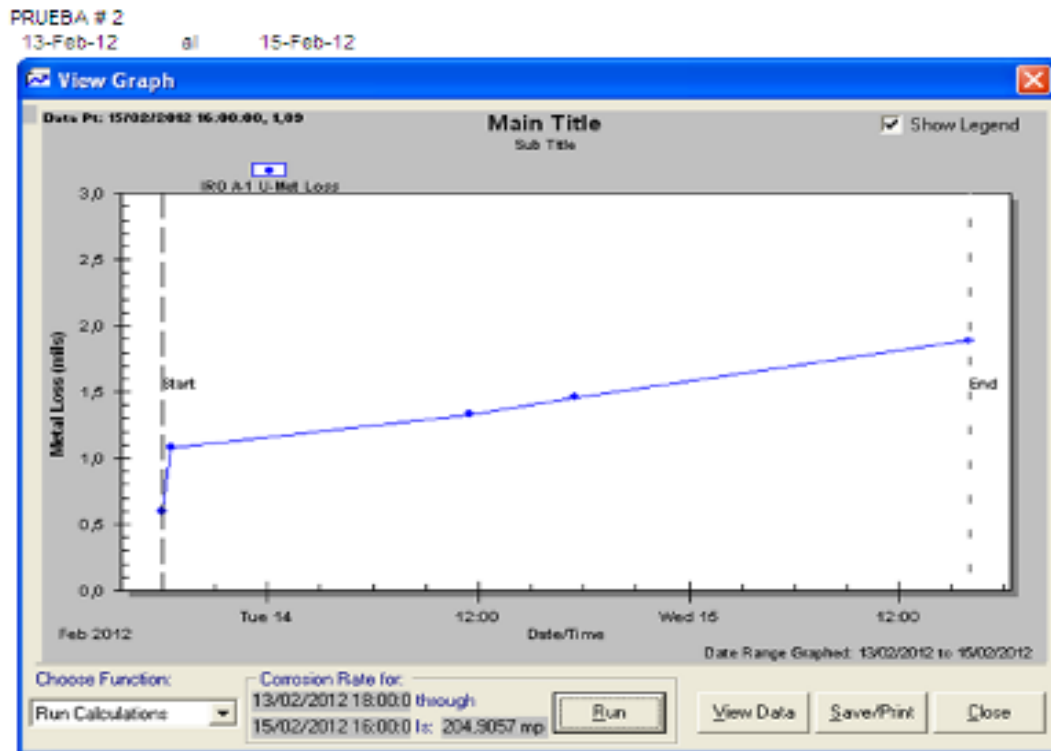


Figura 45. Evaluación de la velocidad de corrosión del 13 al 15 Febrero

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

De la prueba realizada con una PRE T-20-24", se obtuvo una velocidad de corrosión de 204 mpy; en un periodo de evaluación del 13 al 15 de febrero, con una dosis de 8 galones, es decir una concentración de 66.8 ppm. Debido a los resultados fuera de rango se opta por realizar una evaluación utilizando el método de la probeta Microcor

3.3.4.2.2. Método de probeta Microcor

En el método con la probeta PRE no se logró obtener la dosis óptima de trabajo, trabajando en las mismas condiciones con la misma concentración y realizando pruebas con dosificaciones altas durante un día con intervalos de cuatro horas, teniendo en cuenta un tiempo de una hora por tiempo de residencia.

En la evaluación se utiliza una probeta Microcor T-20-18"; el electrodo presentó desgaste en el lado del fluido, mientras que el lado no expuesto al fluido se encuentra en buenas condiciones como se evidencia a continuación:

Lado del Fluido

Contrario al Fluido



Figura 46. Evidencia del Electrodo T-20-18"

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

Como resultado de este método de evaluación de dosis óptima se obtuvo una curva base con una dosis de $13 \text{ g}^l/\text{día}$, correspondiente a 108 ppm de Anticorrosivo vía capilar hasta el INTAKE. Se decide evaluar durante ocho días esta concentración, obteniendo como resultado que la línea base se mantiene con una velocidad de corrosión de 1.9 mpy, como se observa en la siguiente figura:

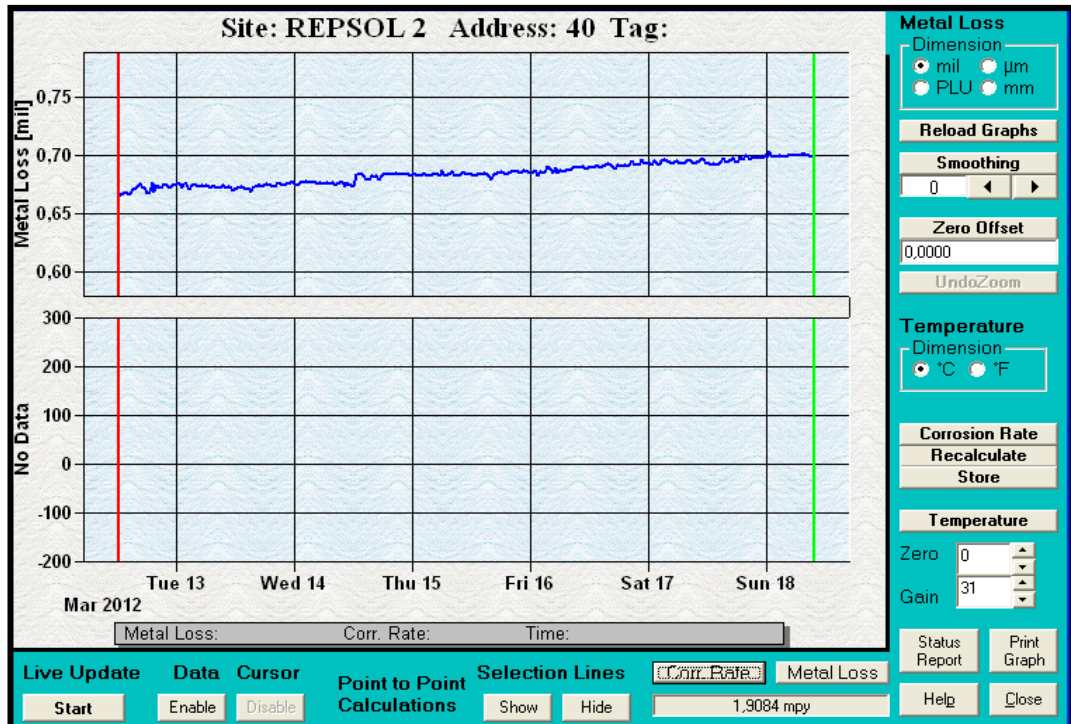


Figura 47. Velocidad de corrosión, método microcor

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

3.3.4.3. Trabajo #16 realizado en Agosto 2015 pozo IRO A-01

En el trabajo realizado en el pozo IRO A-01 en agosto del 2015 se presentarán las siguientes novedades:

El equipo fue instalado el 4 de julio del 2014, el pozo fue declarado a workover el 24 de julio del 2015; con una vida operativa de 385 días, siendo el trabajo numero 17 de este pozo. La tendencia actual (octubre 2015) indica que es corrosivo, el cupón evaluado en junio del 2015 presenta una velocidad de corrosión de 2.18 mpy; con un porcentaje de CO_2 del 11% y 12 ppm de H_2S . El tratamiento químico aplicado a este pozo es de Antiescala y Anticorrosivo, vía capilar como se mencionó anteriormente, este pozo fue a workover debido a un corto circuito en el fondo del pozo.

En el reporte final del pulling se tiene que la tubería se encuentra limpia, pero en los tubos # 170 y 171 se encontro presencia de corrosión en los hilos del pin; a esta misma profundidad se encuentra el cortocircuito del cable de potencia como se puede apreciar en la siguiente figura:






Figura 48. Corrosión en los pines de la tubería

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

No se evidencia corrosión interna, pero se evidencia que existe un espacio originado por la falta de torque al momento de la union de la tubería, por el cual ingreso fluido dando como resultado la corrosion externa que fue visible en el pulling.

Es importante mencionar que desde la intake hacia abajo todo el equipo es ferritico, por lo cual no se evidencio presencia de corrosión ni solidos.

Tabla 24. Análisis pulling IRO A-01

EQUIPO	FOTOGRAFIA	OBSERVACION
Tubería		Cajas y pines sin corrosión, no presenta adherencia de sólidos. Entre los tubos # 170 y 171, se encuentra corrosión en los hilos del pin.
Bomba		Sin corrosión ni escala, presencia de arrastre, giro sin novedad.
Intake		Eje ok, orificios y estructura externa e interna limpia sin presencia de corrosión ni escala.
Sello		Eje Ok, no se evidencia presencia de depósitos, ni corrosión.
Motor		Eje Ok, no se evidencia sólidos, ni corrosión.
Sensor-Centralizador		Sin depósitos, ni corrosión
Capilares		Capilares 3/8" hasta el centralizador, sin obstrucciones.

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

3.3.5. Tendencia del Pozo IRO-A1

El resultado de la simulación de los índices de saturación de carbonatos en el Software French Creeck se presenta en gráficos de barras 3D, con colores que varían de acuerdo a su tendencia y la interpretación es la siguiente:

El código de colores con el cual se representa la severidad de un posible problema de formación de incrustaciones es el siguiente:

ROJO

Problema de Incrustación muy severo

MAGENTA

Problema de Incrustación

AMARILLO

Chequear las condiciones. El problema está cerca

VERDE

Problema potencial si las condiciones cambian

AZUL

Rango seguro. No hay problemas

El análisis se lo realiza con lecturas en base a la diagonal central, de tal manera que a medida que se acerca a la intersección de la temperatura y el pH tenemos los valores de fondo del pozo, y conforme se va a alejando de la intersección $^{\circ}F - pH$, podemos apreciar los valores del equipo de fondo hasta la cabeza de pozo (REPSOL S.A., 2015).

De la misma manera se procede con el grafico de la velocidad de corrosión:

ROJO $mpy \geq 3$ mpy

VERDE entre 1.1 y 2.9 mpy

AZUL $mpy \leq 1$ mpy

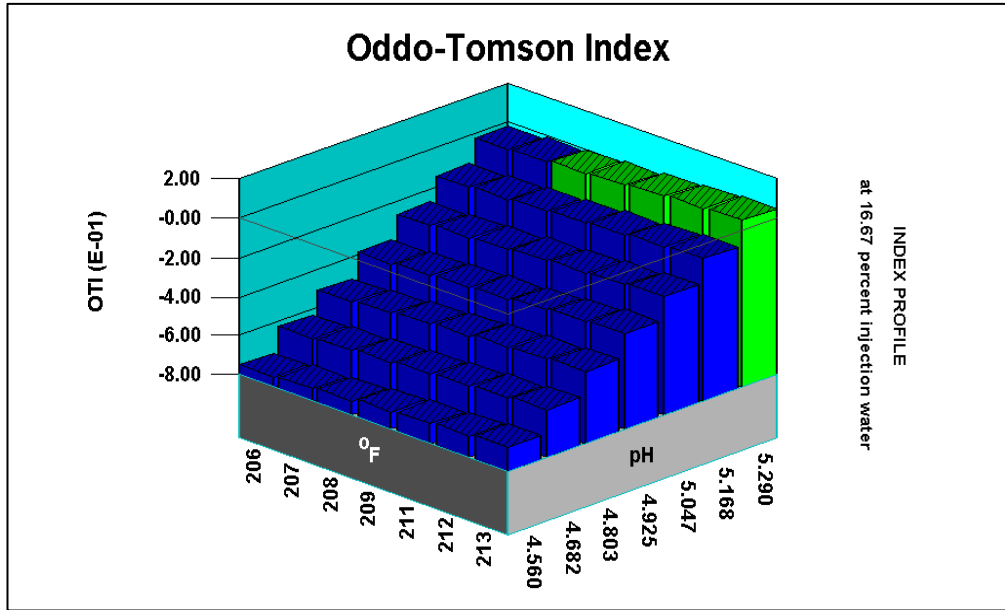


Figura 49. Índice de Oddo-Tomson 3D, pozo IRO A-01

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

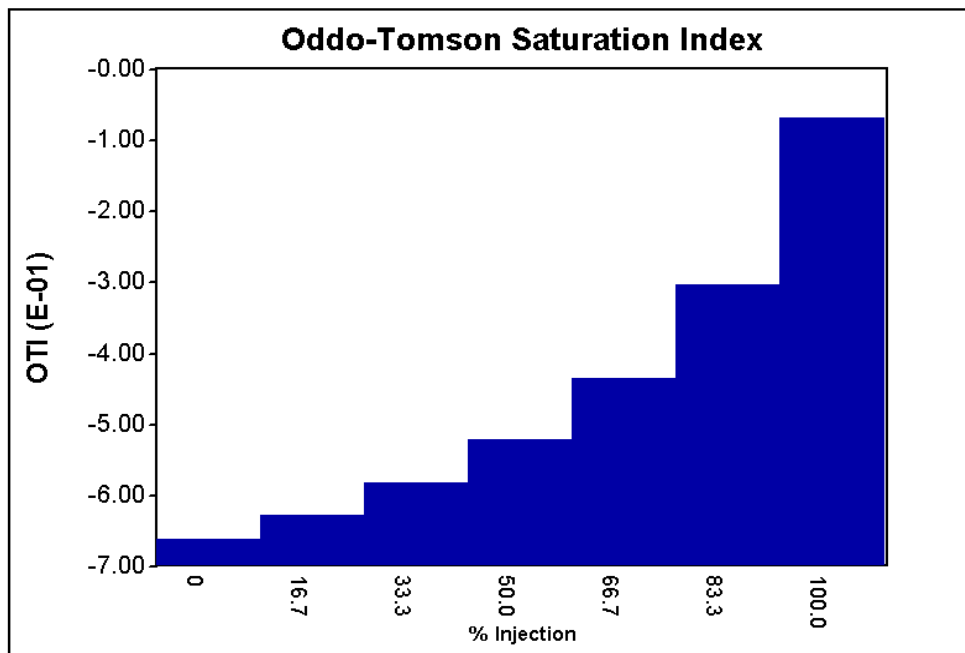


Figura 50. Índice de Oddo-Tomson 2D, pozo IRO A-01

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

El índice de Oddo-Tomson como se muestra en la gráfica esta de color azul; por lo cual se concluye que la tendencia es no Incrustante, es decir corrosivo desde fondo, tubería y cabeza del pozo. Con una dosis de 94.6 ppm de inhibidor de escala y 105.5 ppm de inhibidor de corrosión, los dos tratamientos son aplicados vía capilar

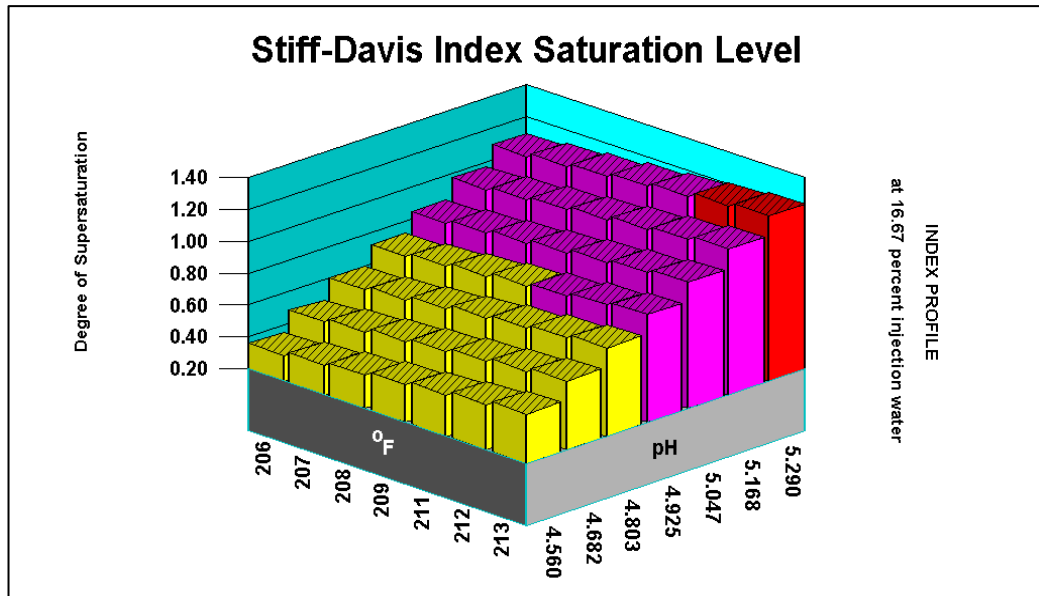


Figura 51. Índice de Stiff-Davis 3D, pozo IRO A-01

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

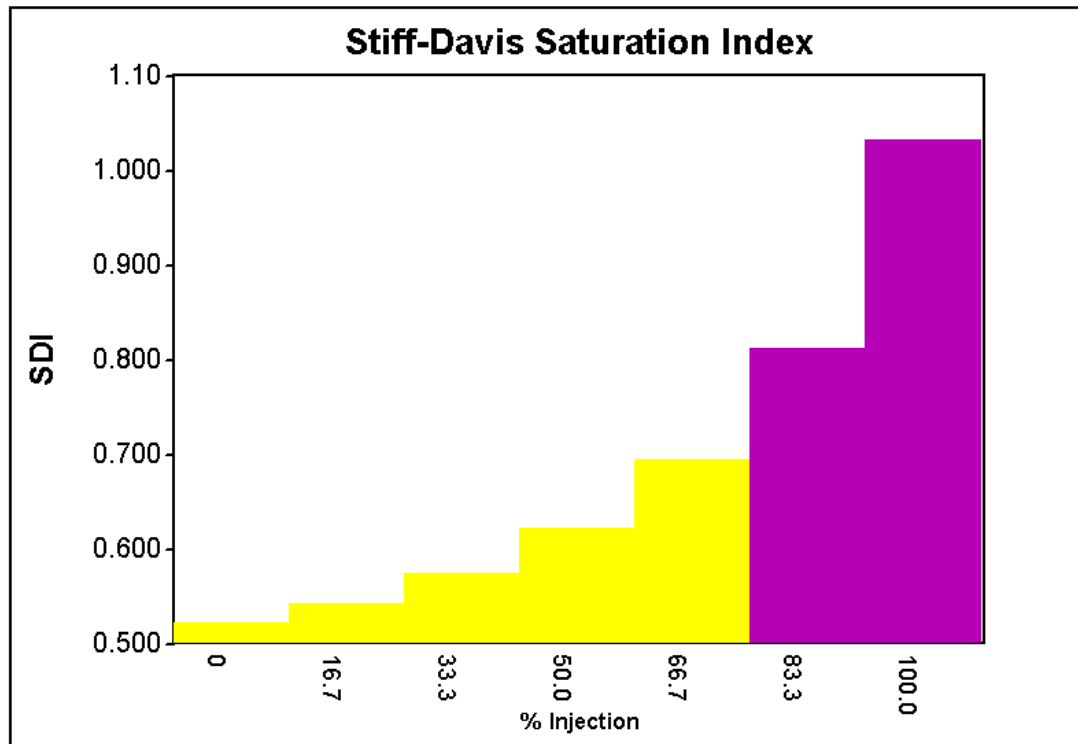


Figura 52. Índice de Stiff-Davis 2D, pozo IRO A-01

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

El índice de Stiff-Davis como se muestra en la gráfica esta de amarillo y magenta, por lo cual se concluye que en el fondo del pozo y parte de la tubería se tiene un problema potencial de formación de incrustaciones, mientras que en cabeza se presenta problemas de incrustación; con una dosis de 94.6 ppm de inhibidor de escala y 105.5 ppm de inhibidor de corrosión. Los dos tratamientos son aplicados vía capilar.

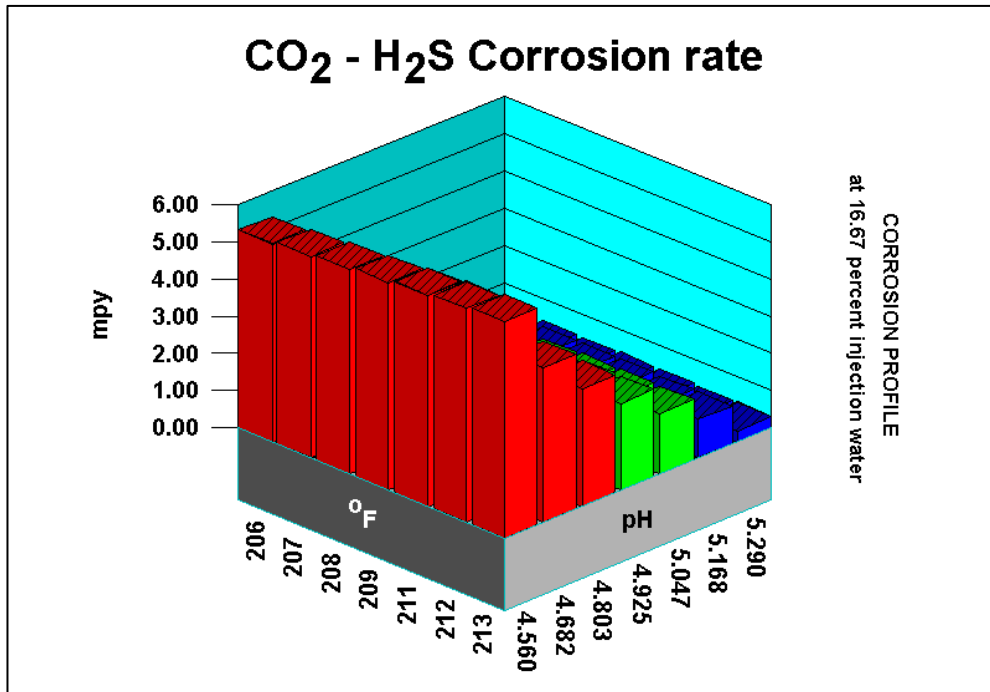


Figura 53. Velocidad de corrosión 3D, pozo IRO A-01

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

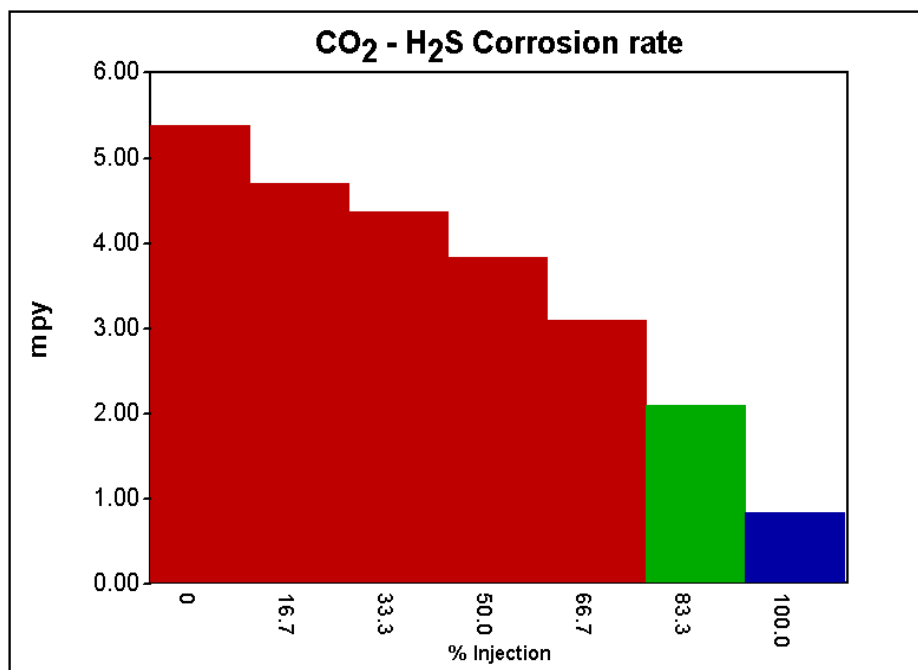


Figura 54. Velocidad de corrosión 2D, pozo IRO A-01

Fuente:(REPSOL S.A., 2015).

El gráfico de la velocidad de corrosión presenta una rata de aproximadamente 5.4mpy en fondo y parte de la tubería, en cabeza el rango es menor a 1mpy; en la evaluación del software el valor del fondo se encuentra en el rango máximo por lo que es representado con color rojo, mientras que en cabeza se tiene color azul. En la evaluación de cupón de periodo del 9 junio al 24 de julio se tiene como observación que el cupón presenta corrosión general y se evidencia la presencia de sólidos, con una velocidad de 1.44 mpy.

Para concluir se tiene problemas de corrosión en fondo, debido a la evaluación del cupón que indica que se tiene una rata de 1.44 mpy, teniendo una similitud con el gráfico del IOT que me indica tendencia corrosiva en fondo y el gráfico del índice de Stiff-Davis que se muestra en color magenta en cabeza, que indica que se tiene problema de incrustaciones por lo cual con los cuatro referentes analizados se comprueba que en este pozo se tiene tendencia corrosiva en fondo y parte de la tubería e incrustante en cabeza.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El pozo IRO A-01 es un pozo particular, debido al comportamiento de sus tendencias; en el historial de campo se comprueba que su tendencia es incrustante, mientras que en la tendencia resultante del software indica que es corrosivo.

En la siguiente tabla se muestra los resultados del cálculo del índice de Langelier para diferentes datos de presión y temperatura en función de la profundidad, de tal manera de poder realizar un análisis de las variaciones de la tendencia con la trayectoria del fluido.

Tabla 25. Cálculo Índice Langelier vs Profundidad, pozo IRO A-01

LANGELIER	P (psi)	T (°F)	pH	Is	PROFUNDIDAD (ft)	TENDENCIA
Centralizador	715.0	233.0	5.2	2.2	7888.0	INCRUSTANTE
	1376.0	229.4	4.9	1.9	7863.0	INCRUSTANTE
	2698.0	225.8	4.7	1.7	7838.0	INCRUSTANTE
	2698.0	222.2	4.5	1.5	7813.0	INCRUSTANTE
Descarga	3359.0	215.0	4.4	1.4	7788.0	INCRUSTANTE
	2929.1	213.7	4.9	1.9	6675.4	INCRUSTANTE
	2499.3	212.4	4.9	1.9	5562.9	INCRUSTANTE
	2069.4	211.1	5.0	1.9	4450.3	INCRUSTANTE
	1639.6	209.9	5.0	2.0	3337.7	INCRUSTANTE
	1209.7	208.6	5.0	2.0	2225.1	INCRUSTANTE
	779.8	207.3	5.1	2.1	1112.6	INCRUSTANTE
Cabeza	350.0	206.0	5.2	2.1	0.0	INCRUSTANTE

Obteniendo que la tendencia es incrustante tanto en fondo, parte de la tubería y cabeza; se realizó el análisis en dos secciones, la sección uno comprende el tramo desde el centralizador hasta la descarga, que es donde se tienen los datos de presión y temperatura mayores; volviendo esta zona susceptible a la formación de incrustaciones debido a la solubilidad de los carbonatos.

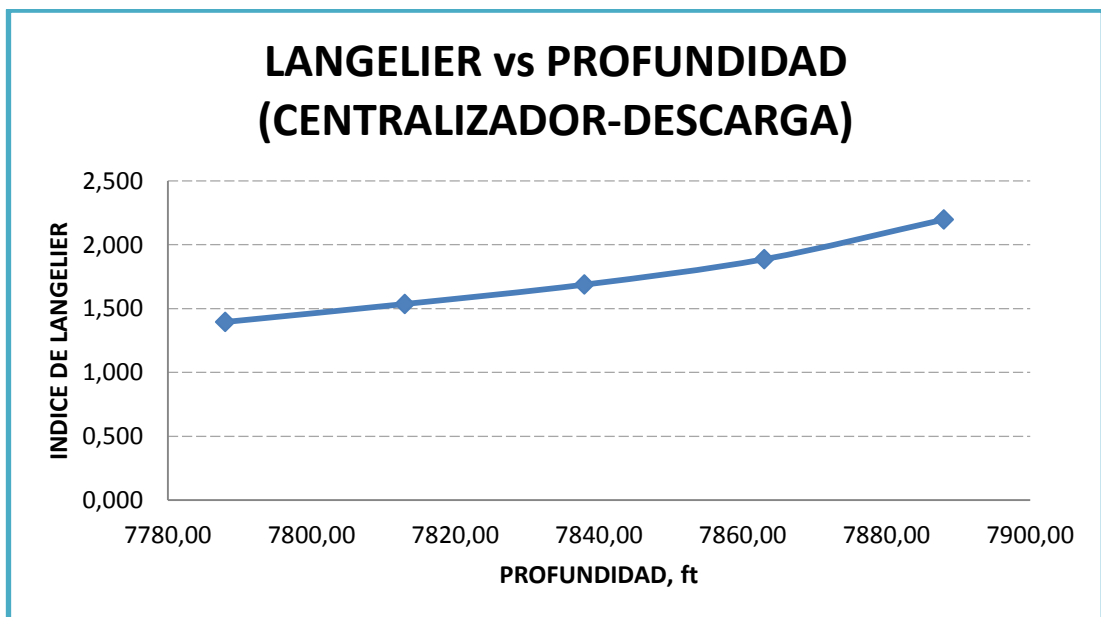


Gráfico 1. Langelier vs Profundidad centralizador

La sección dos está representada por el tramo entre la cabeza y la descarga, en esta zona se obtiene menor valor de presión y temperatura, pero no por esto se descarta que pueda llegar a ser incrustante.

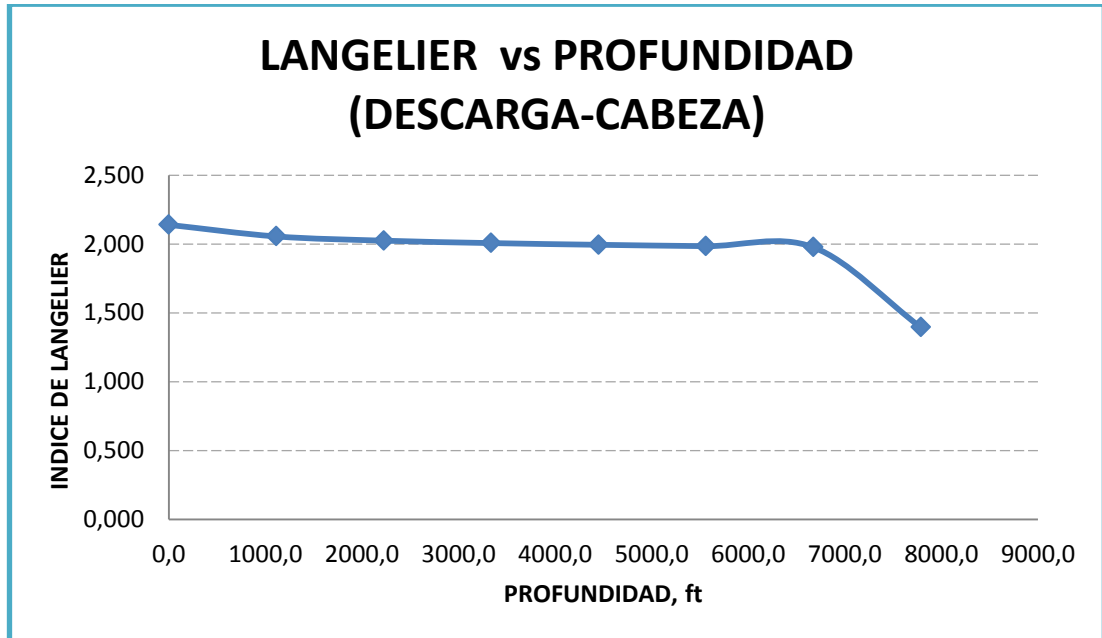


Gráfico 2. Langelier vs Profundidad descarga

A continuación se muestran tablas donde se representa los resultados del cálculo de los diferentes índices para datos variantes de presión y temperatura en función de la profundidad, con el fin de realizar un análisis de las variaciones de la tendencia con la trayectoria del fluido.

Tabla 26. Índice de Ryznar vs Profundidad, pozo IRO A-01

RYZNAR	P (psi)	T (°F)	pH	Is	PROFUNDIDAD (ft)	TENDENCIA
Centralizador	715.0	233.0	5.2	0.8	7888.0	INCRUSTANTE
	1376.0	229.4	4.9	1.5	7863.0	INCRUSTANTE
	2037.0	225.8	4.7	0.4	7838.0	INCRUSTANTE
	2698.0	222.2	4.5	3.4	7813.0	INCRUSTANTE
Descarga	3359.0	215.0	4.4	1.1	7788.0	INCRUSTANTE
	2929.1	213.7	4.9	1.0	6675.4	INCRUSTANTE
	2499.3	212.4	4.9	1.0	5562.9	INCRUSTANTE
	2069.4	211.1	5.0	1.0	4450.3	INCRUSTANTE
	1639.6	209.9	5.0	1.0	3337.7	INCRUSTANTE
	1209.7	208.6	5.0	0.9	2225.1	INCRUSTANTE
	779.9	207.3	5.1	0.9	1112.6	INCRUSTANTE
Cabeza	350.0	206.0	5.2	0.8	0.0	INCRUSTANTE

Se tiene que la tendencia es incrustante tanto en fondo, tubería y cabeza; esto se puede observar en la siguiente gráfica, a medida que la profundidad va disminuyendo la tendencia se mantiene en incrustante.

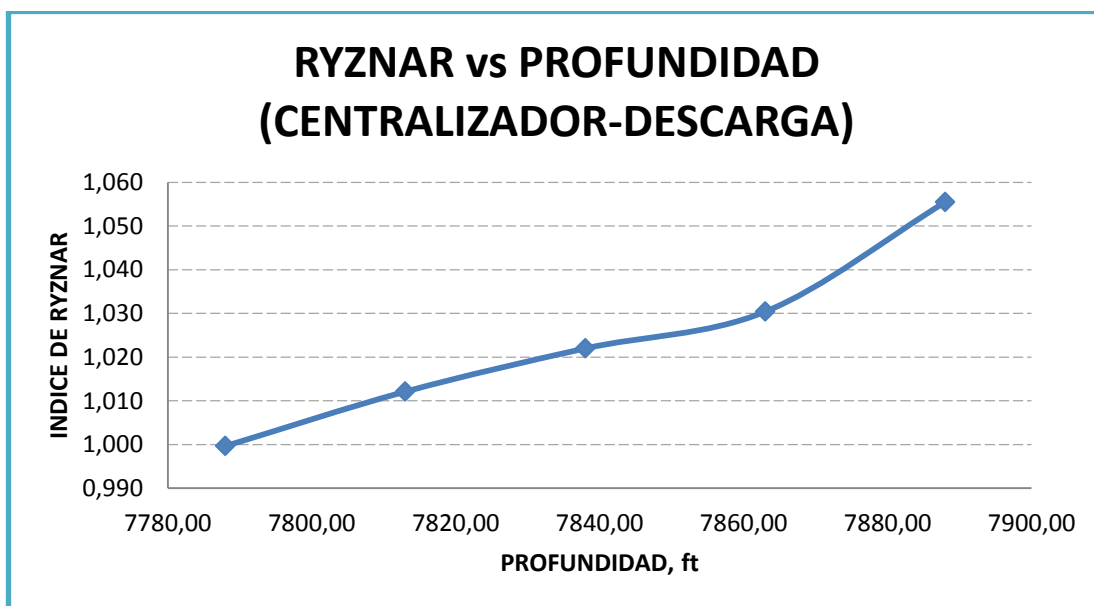


Gráfico 3. Ryznar vs Profundidad centralizador

En la sección dos se tiene la misma tendencia incrustante como se muestra en el siguiente gráfico la curva se encuentra en el primer cuadrante del plano

cartesiano y tiende a disminuir el valor del índice a medida que se acerca a cabeza, es decir que la profundidad se hace cero.

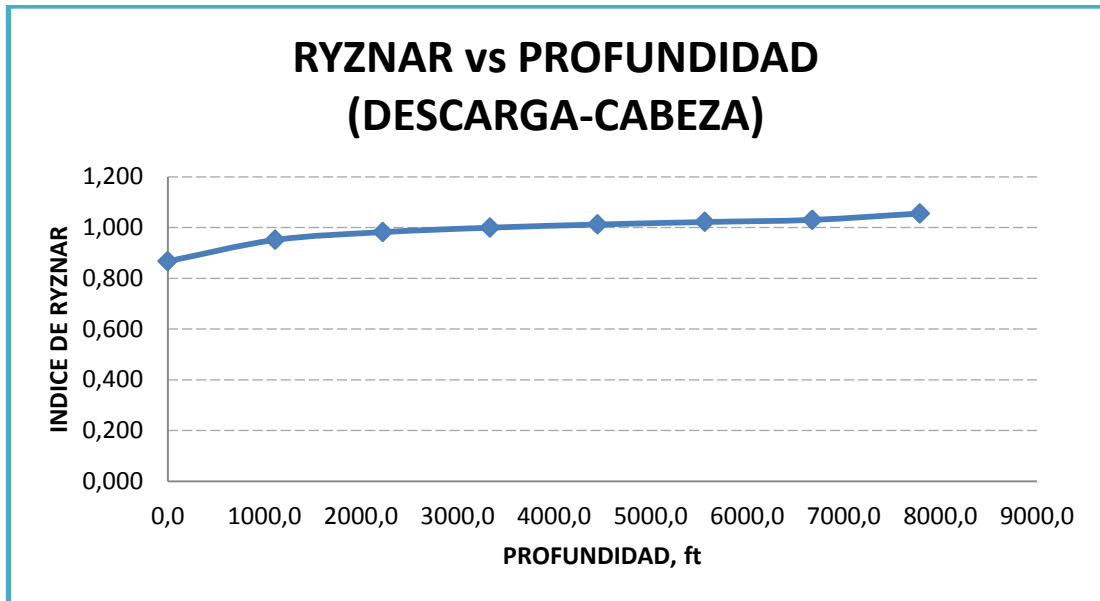


Gráfico 4. Ryznar vs Profundidad descarga

Se tiene que la tendencia es incrustante tanto en fondo, tubería y cabeza; esto se puede observar en la siguiente gráfica, a medida que la profundidad va disminuyendo la tendencia se mantiene en incrustante.

Tabla 27. Índice de Stiff-Davis vs Profundidad, pozo IRO A-01

Stiff-Davis	P (psi)	T (°F)	pH	Is	PROFUNDIDAD (ft)	TENDENCIA
Centralizador	715.0	233.0	5.2	1.2	7888.0	INCRUSTANTE
	1376.0	229.4	4.9	0.9	7863.0	INCRUSTANTE
	2037.0	225.8	4.7	0.7	7838.0	INCRUSTANTE
	2698.0	222.2	4.5	0.5	7813.0	INCRUSTANTE
Descarga	3359.0	215.0	4.4	0.4	7788.0	INCRUSTANTE
	2929.1	213.7	4.9	0.9	6675.4	INCRUSTANTE
	2499.3	212.4	4.9	0.9	5562.9	INCRUSTANTE
	2069.4	211.1	5.0	0.9	4450.3	INCRUSTANTE
	1639.6	209.9	5.0	1.0	3337.7	INCRUSTANTE
	1209.7	208.6	5.0	1.0	2225.1	INCRUSTANTE
	779.9	207.3	5.1	1.0	1112.6	INCRUSTANTE
Cabeza	350.0	206.0	5.2	1.1	0.0	INCRUSTANTE

En la sección uno se tiene tendencia incrustante como se muestra en el siguiente gráfico la curva se encuentra en el primer cuadrante con un valor del índice entre 3.0 y 1.5, por lo cual se concluye que es incrustante.

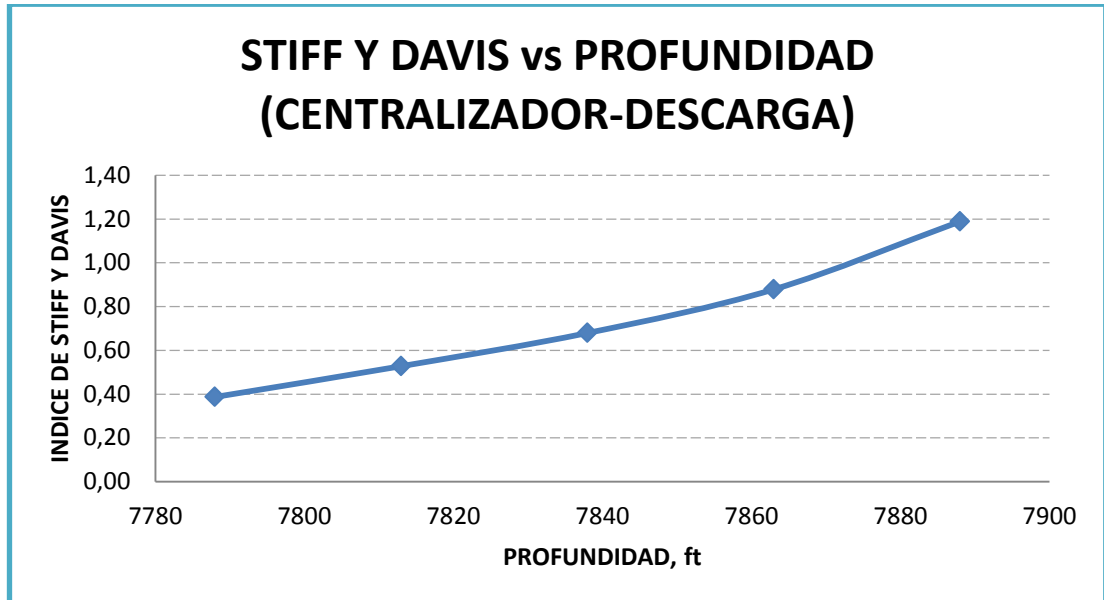


Gráfico 5. Stiff-Davis vs Profundidad centralizador

En la sección dos se tiene la misma tendencia incrustante como se muestra en el siguiente gráfico la curva se encuentra en el primer cuadrante con un valor del índice entre 2.5 y 2.0, por lo cual se concluye que es incrustante.

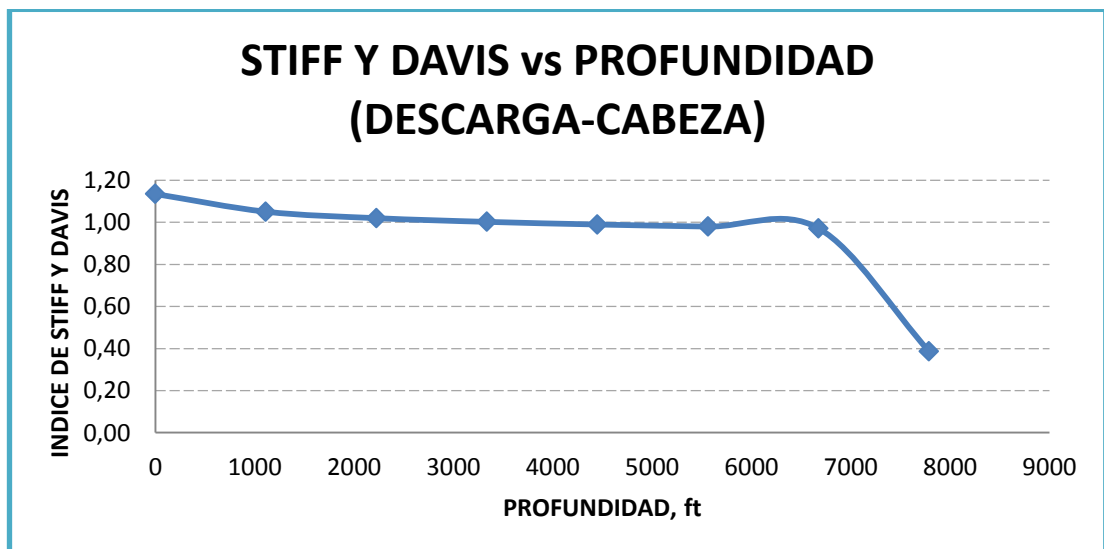


Gráfico 6. Stiff-Davis vs Profundidad descarga

Tabla 28. Índice de Oddo-Tomson vs Profundidad, pozo IRO A-01

IOT	P (psi)	T (°F)	pH	Is	PROFUNDIDAD (ft)	TENDENCIA
Centralizador	715.0	233.0	5.2	1.3	7888.0	INCRUSTANTE
	1376.0	229.4	4.9	0.4	7863.0	INCRUSTANTE
	2037.0	225.8	4.7	3.1	7838.0	INCRUSTANTE
	2698.0	222.2	4.5	-3.3	7813.0	CORROSIVO
Descarga	3359.0	215.0	4.4	1.6	7788.0	INCRUSTANTE
	2929.1	213.7	4.9	4.9	6675.4	INCRUSTANTE
	2499.3	212.4	4.9	5.0	5562.9	INCRUSTANTE
	2069.4	211.1	5.0	5.0	4450.3	INCRUSTANTE
	1639.6	209.9	5.0	5.0	3337.7	INCRUSTANTE
	1209.7	208.6	5.0	5.1	2225.1	INCRUSTANTE
	779.9	207.3	5.1	5.1	1112.6	INCRUSTANTE
Cabeza	350	218	5,193	5.2	0.0	INCRUSTANTE

En la sección uno se tiene la misma tendencia incrustante como se muestra en el siguiente gráfico la curva tiene una variación a la profundidad próxima a la descarga volviendo esa sección con tendencia corrosiva.

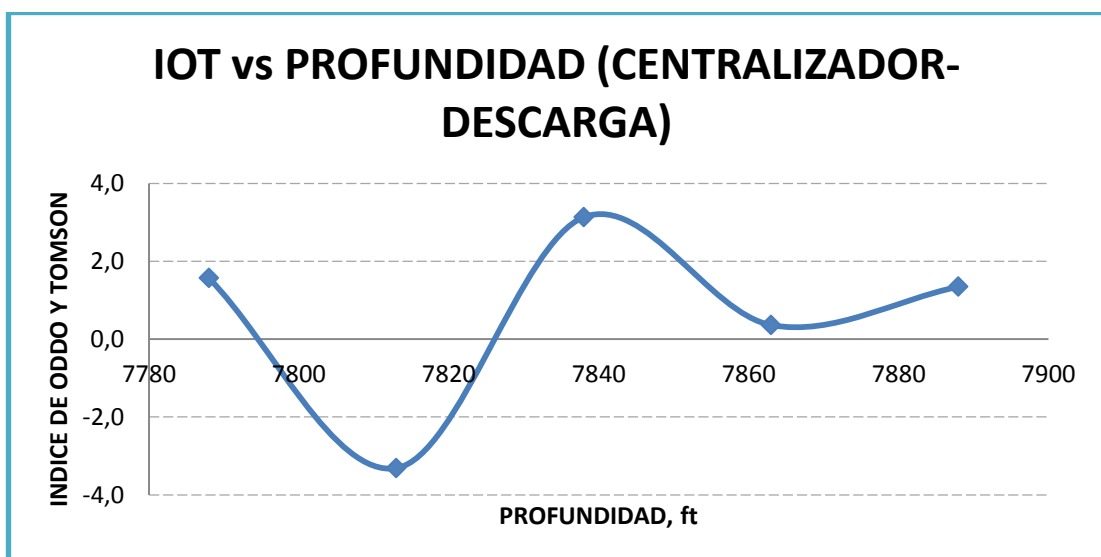


Gráfico 7. Oddo-Tomson vs Profundidad centralizador

En la sección dos se tiene la misma tendencia incrustante como se muestra en el siguiente gráfico la curva se encuentra en el primer cuadrante con un

valores del índice superiores a 3.0, por lo cual se concluye que es incrustante.

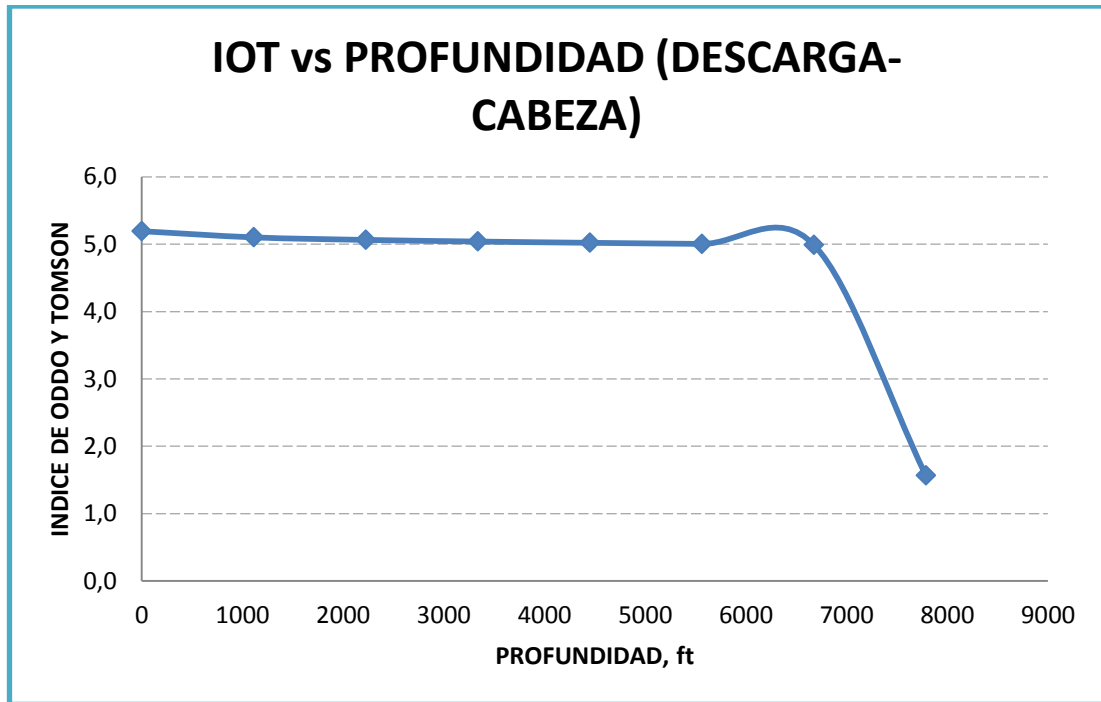


Gráfico 8. Oddo-Tomson vs Profundidad descarga

Se tiene que la tendencia es incrustante fondo, tubería y cabeza; esto se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 29. Índice de Puckorius vs Profundidad, pozo IRO A-01

Puckorius	P (psi)	T (°F)	pH	Is	PROFUNDIDAD (ft)	TENDENCIA
Centralizador	715.0	233.0	5.2	-5.2	7888.0	INCRUSTANTE
	1376.0	229.4	4.9	-4.9	7863.0	INCRUSTANTE
	2037.0	225.8	4.7	-4.7	7838.0	INCRUSTANTE
	2698.0	222.2	4.5	-4.5	7813.0	INCRUSTANTE
Descarga	3359.0	215.0	4.4	-4.4	7788.0	INCRUSTANTE
	2929.1	213.7	4.9	-4.9	6675.4	INCRUSTANTE
	2499.3	212.4	4.9	-4.9	5562.9	INCRUSTANTE
	2069.4	211.1	5.0	-5.0	4450.3	INCRUSTANTE
	1639.6	209.9	5.0	-5.0	3337.7	INCRUSTANTE
	1209.7	208.6	5.0	-5.0	2225.1	INCRUSTANTE
	779.9	207.3	5.1	-5.1	1112.6	INCRUSTANTE
Cabeza	350.0	206.0	5.2	-5.1	0.0	INCRUSTANTE

En la sección uno se tiene la misma tendencia incrustante como se muestra en el siguiente gráfico la curva tiene incrementar a medida que se acerca a la descarga.

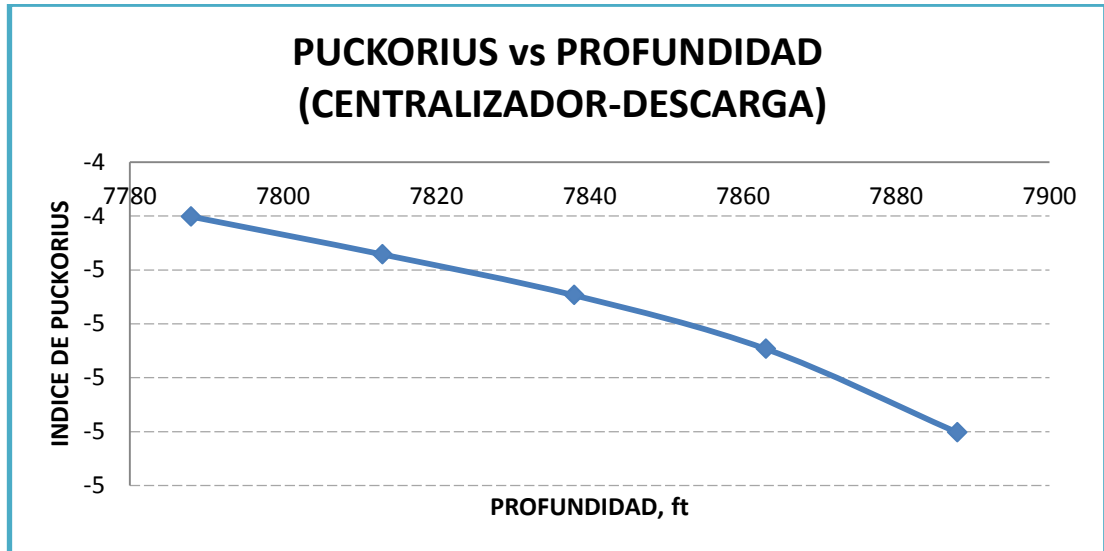


Gráfico 9. Puckorius vs Profundidad centralizador

En la sección dos se tiene la misma tendencia incrustante como se muestra en el siguiente gráfico la curva se encuentra en el cuarto cuadrante con un valores del índice superiores a -4.5, por lo cual se concluye que es incrustante.

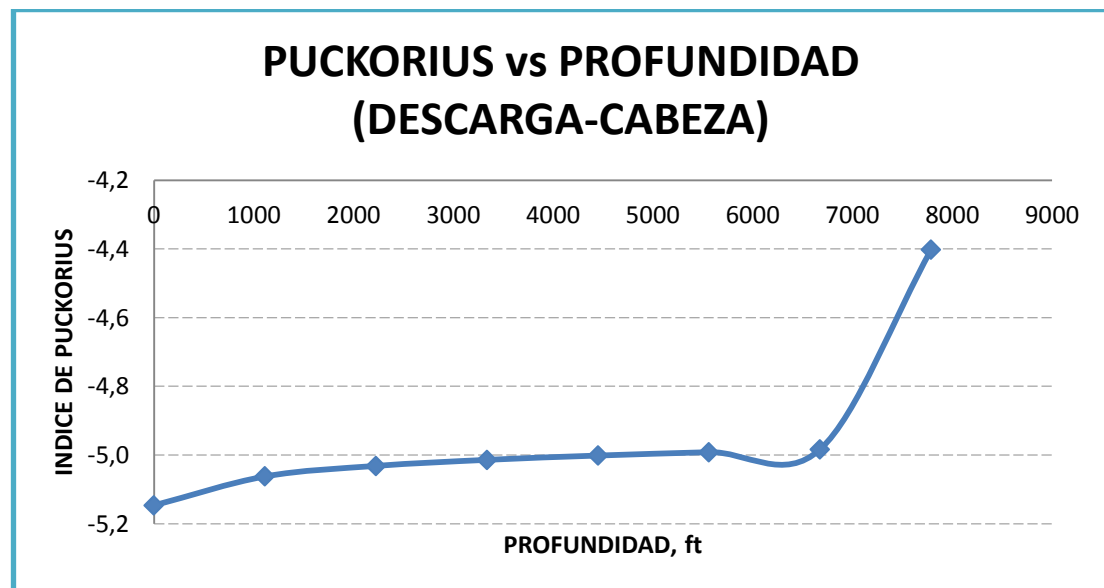


Gráfico 10. Puckorius vs Profundidad descarga

El índice de LarsonSkold no se aplicó para la realización del cálculo para diferentes datos de presión y temperatura en función de la profundidad, debido a que en su fórmula este calcula el pH de saturación (pH_{sat}) y el pH equivalente (pH_{eq}) en función de los ppm de cloro, sulfato, carbonatos y bicarbonatos; sin hacer referencia a los datos operacionales, por lo cual no se realizó el análisis índice vs profundidad.

Las tendencias resultantes de los índices coinciden entre sí, debido a las características de este pozo que tiene las dos tendencias, pero los valores de los índices difieren entre sí por lo que se puede concluir que entre los resultados obtenidos los más representativos son los entregados por el índice de OddoTomson y Stiff-Davis.

Por tal motivo queda comprobado que las tendencias corridas en los pozos son solo un indicativo referencial del comportamiento de dicho pozo, mas no son un factor decisivo para tomar decisiones sobre el cambio de tratamiento químico; para el estudio de cambio de tratamiento se debe analizar las evidencias de los pullings, evaluación de cupones, análisis con método de probetas, con el fin de corroborar lo que dice dicha tendencia y poder optar por el tratamiento adecuado.

A continuación se muestra los resultados de las tendencias de los índices de saturación de carbonatos de los pozos del Bloque 16.

La tendencia para los 134 pozos productores del Bloque 16 en su mayoría es corrosiva, sin embargo se tiene un 22% de pozos con tendencia incrustante-corrosiva; es decir incrustante en fondo y corrosivo en cabeza. Además se tiene un 5% de tendencia corrosiva-incrustante y un 3% de tendencia incrustante.

El tratamiento químico aplicado es de 949 galones por día de inhibidor de corrosión y 296 galones por día de inhibidor de escala; adicionalmente en el pad de Ginta se suministra 22 galones de sand-treet con el fin de tratar la presencia de sólidos provenientes de la formación.

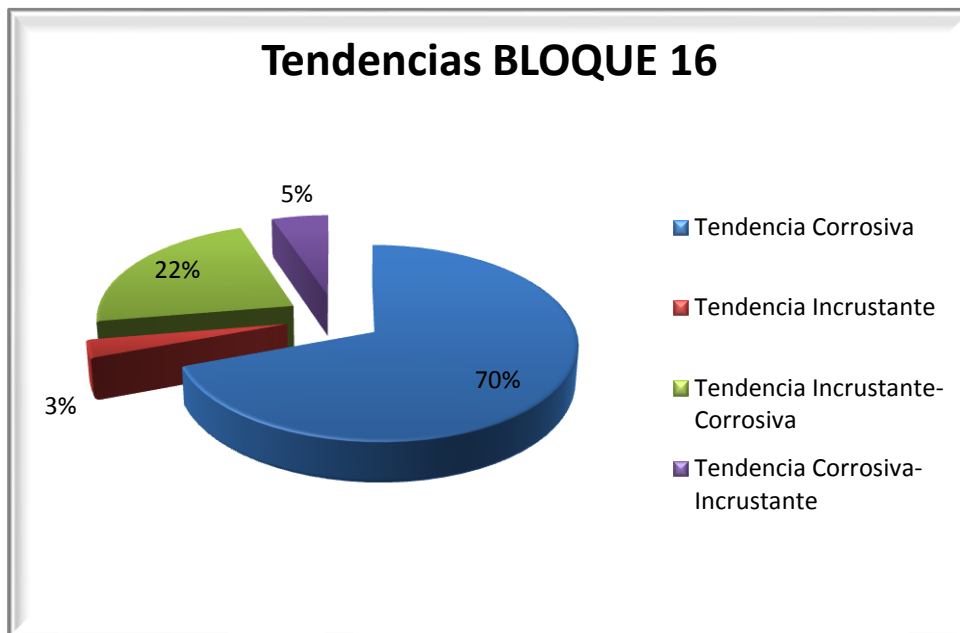


Gráfico 11. Análisis índice de saturación de carbonatos, Bloque 16

En el área sur (SPF) se tiene 72% de tendencia corrosiva y 24% de tendencia incrustante; tiene 108 pozos productores a los cuales se suministra un volumen de 889 galones por día de inhibidor de corrosión con una concentración de 24.6 ppm y 233 galones por día de inhibidor de escala.

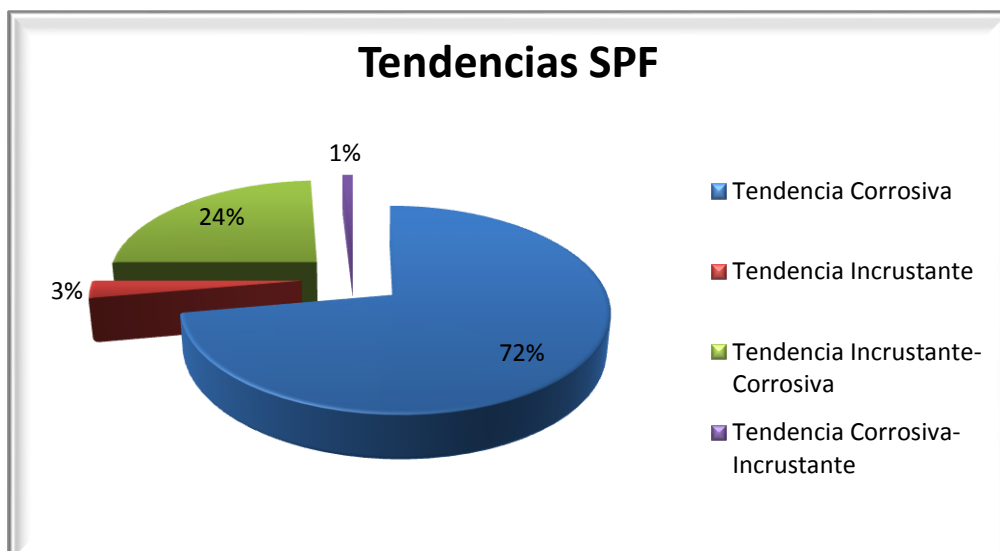


Gráfico 12. Análisis índice de saturación de carbonatos, SPF

En el área norte (NPF) se tiene 58% de tendencia corrosiva y 23% de tendencia corrosiva-incrustante; tiene 27 pozos productores a los cuales se suministra un volumen de 227 galones por día de inhibidor de corrosión, 62 galones por día de inhibidor de escala y 14 galones de demulsificante.

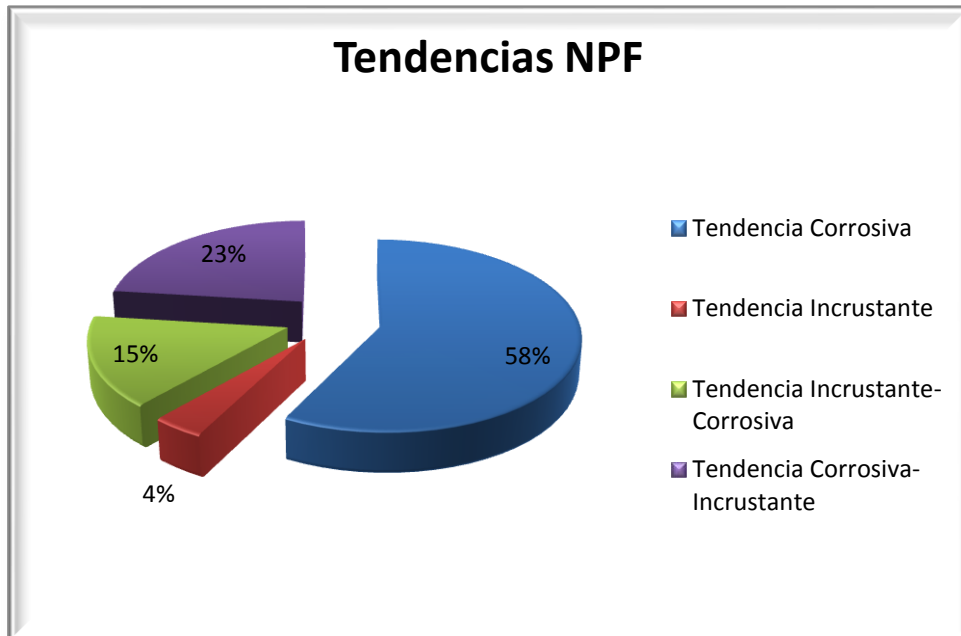


Gráfico 13. Análisis índice de saturación de carbonatos, NPF

La tendencia del pad de Capirón tiene 70% de tendencia corrosiva y 30% de tendencia Incrustante en fondo y corrosiva en cabeza; en este pad se suministra un volumen de 83 galones por día de inhibidor de corrosión para sus 10 pozos productores, 10 galones de inhibidor de escala que representa 2.8 ppm y un galón de demulsificante que va a la línea de fluido.

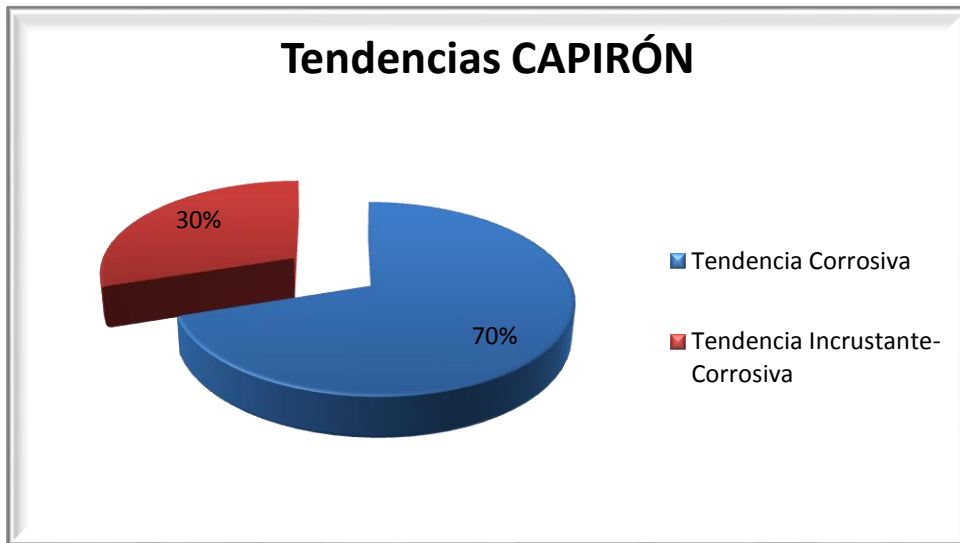


Gráfico 14. Análisis índice de saturación de carbonatos, Capirón

La tendencia del pad de Bogi es en su totalidad Corrosiva, en este pad para sus tres pozos se suministra un volumen de 22 galones por día de inhibidor de corrosión correspondiente a 31.3 ppm.



Gráfico 15. Análisis índice de saturación de carbonatos, Bogi

La tendencia del pad de Tivacuno tiene 38% de tendencia corrosiva y 46% de tendencia Incrustante; en este pad se suministra un volumen de 95 galones por día de inhibidor de corrosión para sus 13 pozos productores y 27 galones de inhibidor de escala por día.

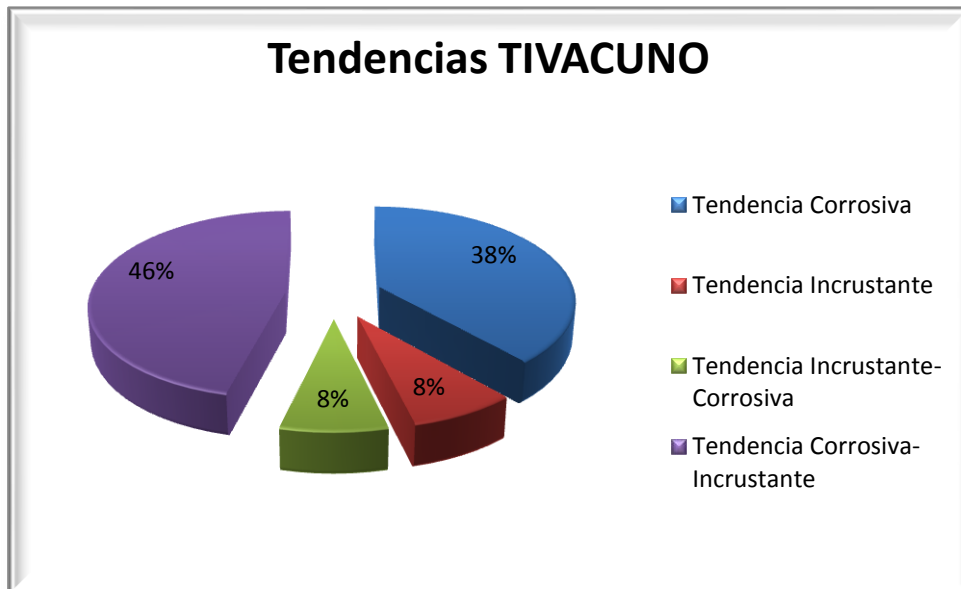


Gráfico 16. Análisis índice de saturación de carbonatos, Tivacuno

La tendencia del pad de Amo tiene 84% de tendencia corrosiva, 5% de tendencia incrustante y 11% de tendencia corrosiva en fondo e incrustante en cabeza; en este pad se suministra un volumen de 152 galones por día de inhibidor de corrosión para sus 19 pozos productores y 19 galones de inhibidor de escala por día.

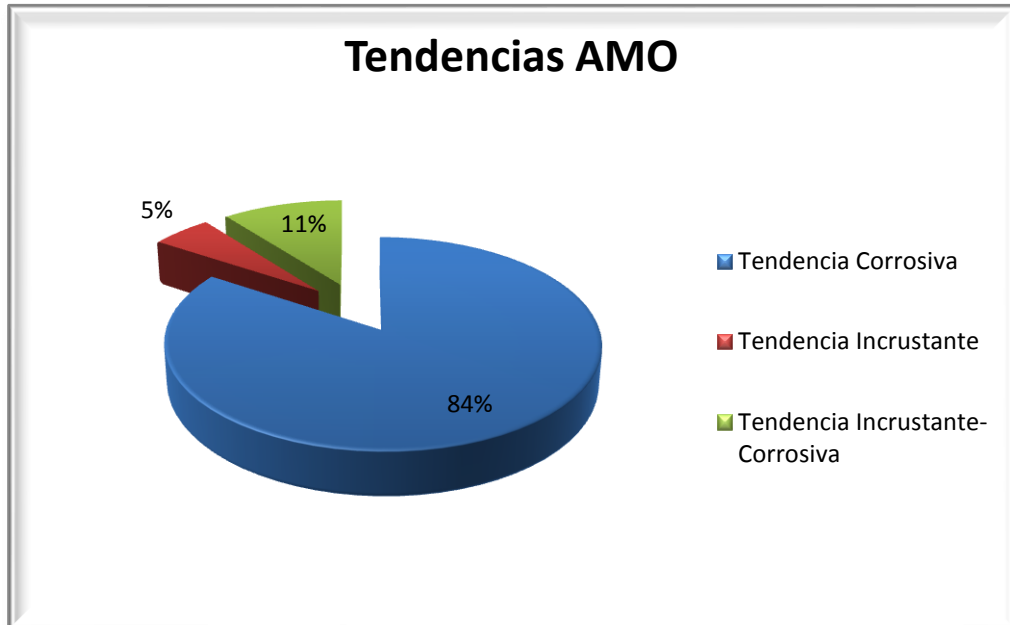


Gráfico 17. Análisis índice de saturación de carbonatos,Amo

La tendencia del pad de Amo A tiene 86% de tendencia corrosiva, 14% de tendencia incrustante en fondo y corrosiva en cabeza; en este pad se suministra un volumen de 39 galones por día de inhibidor de corrosión para sus 7 pozos productores y 4 galones de inhibidor de escala por día.

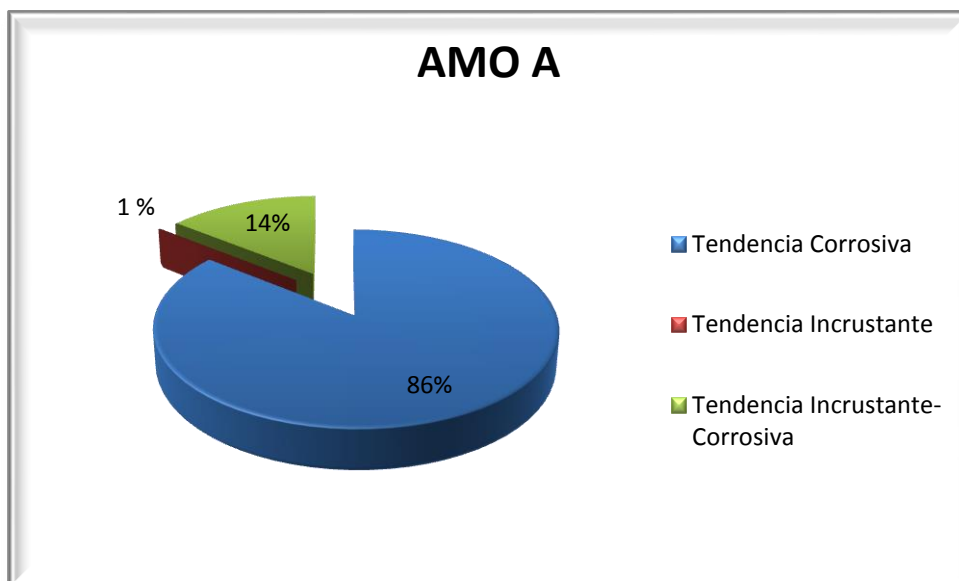


Gráfico 18. Análisis índice de saturación de carbonatos,Amo

La tendencia del pad de Amo B tiene 75% de tendencia corrosiva, 12% de tendencia Incrustante y 13% de tendencia incrustante en fondo y corrosiva en cabeza; en este pad se suministra un volumen de 71 galones por día de inhibidor de corrosión para sus 19 pozos productores y 8 galones de inhibidor de escala por día.

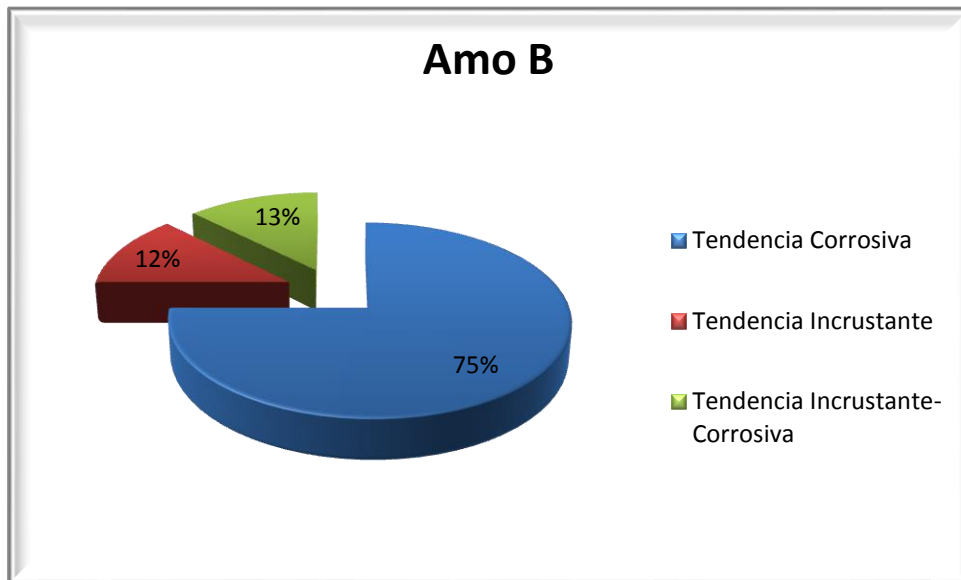


Gráfico 19. Análisis índice de saturación de carbonatos,AmoB

La tendencia del pad de Amo C es en su totalidad corrosiva, en este pad se suministra para sus cuatro pozos operativos un volumen de 42 galones por día de inhibidor de corrosión correspondiente a 62.2 ppm.

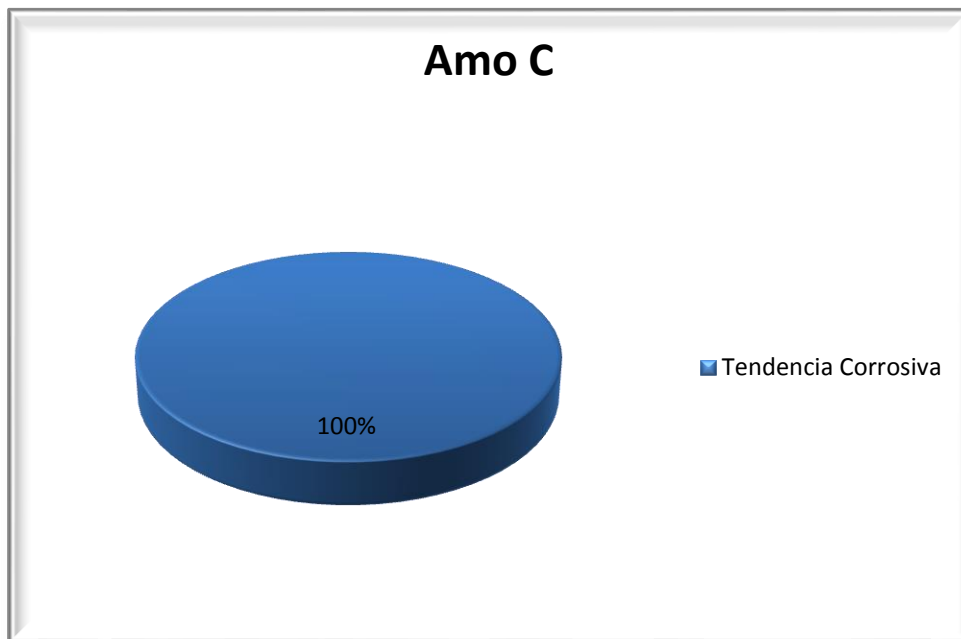


Gráfico 20. Análisis índice de saturación de carbonatos,AmoC

La tendencia del pad de Daimi A tiene 70% de tendencia corrosiva, 10% de tendenciacorrosiva en cabeza e Incrustante en cabeza y finalmente 20% de tendencia incrustante en fondo y corrosiva en cabeza; en este pad se suministra un volumen de 37 galones por día de inhibidor de corrosión para sus 12 pozos productores y 4 galones de inhibidor de escala por día.

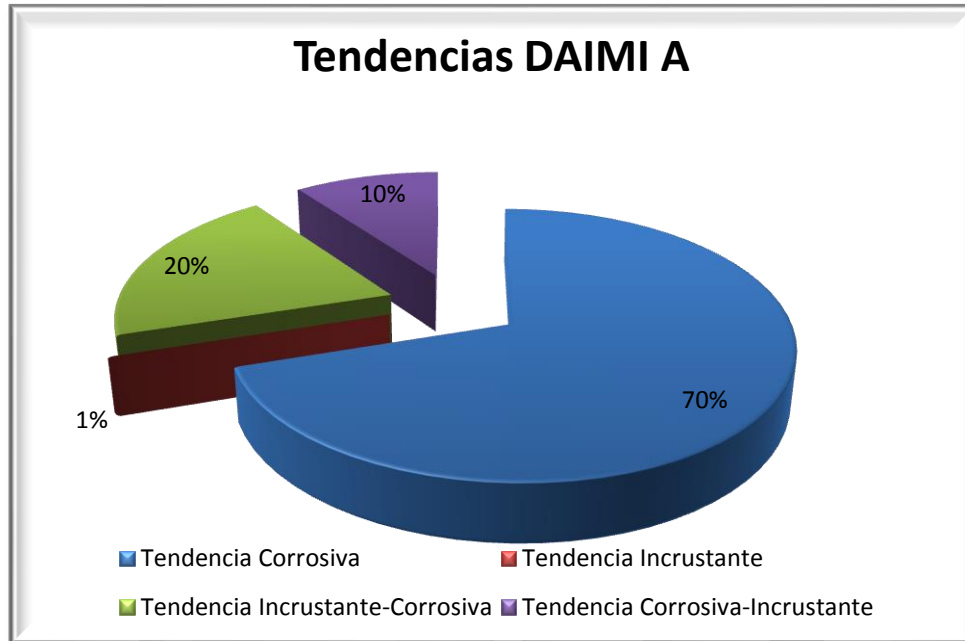


Gráfico 21. Análisis índice de saturación de carbonatos, Daimi A

La tendencia del pad de Daimi B tiene 75% de tendencia corrosiva, 25% de tendencia incrustante en fondo y corrosiva en cabeza; en este pad se suministra un volumen de 112 galones por día de inhibidor de corrosión para sus 14 pozos productores y 10 galones de inhibidor de escala por día.

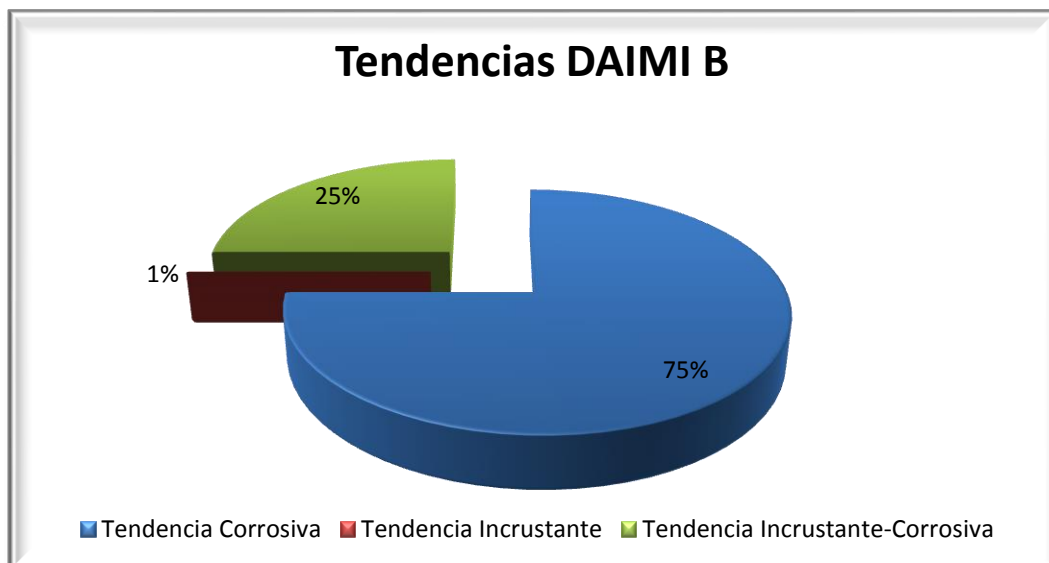


Gráfico 22. Análisis índice de saturación de carbonatos, Daimi B

La tendencia del pad de Ginta A tiene 70% de tendencia corrosiva, 30% de tendencia incrustante en fondo y corrosiva en cabeza; en este pad se suministra un volumen de 20 galones por día de inhibidor de corrosión para sus ocho pozos productores, 4 galones de inhibidor de escala por día y 17 galones de sandtreet por día

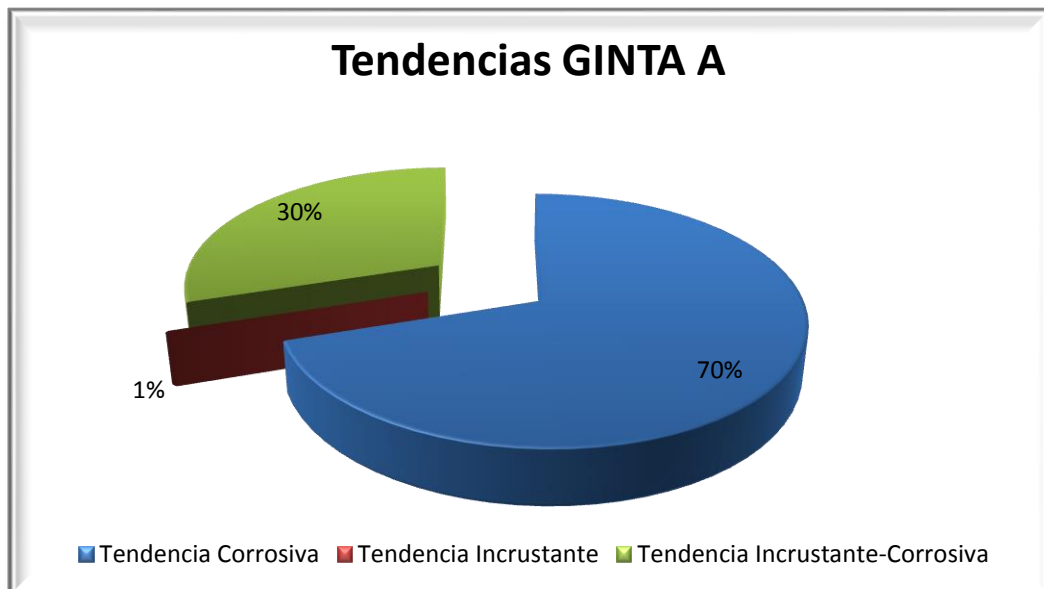


Gráfico 23. Análisis índice de saturación de carbonatos, Ginta A

La tendencia del pad de Ginta B es en su totalidad Corrosiva, en este pad se suministra para sus quince pozos operativos un volumen de 87 galones por día de inhibidor de corrosión, 11 galones de inhibidor de escala por día y 5 galones de sandtreet por día.



Gráfico 24. Análisis índice de saturación de carbonatos, GintaB

La tendencia del pad de Iro A tiene 57% de tendencia corrosiva, 36% de tendencia incrustante en fondo y corrosiva en cabeza; en este pad se suministra un volumen de 260 galones por día de inhibidor de corrosión para sus 28 pozos productores, 40 galones de inhibidor de escala por día.

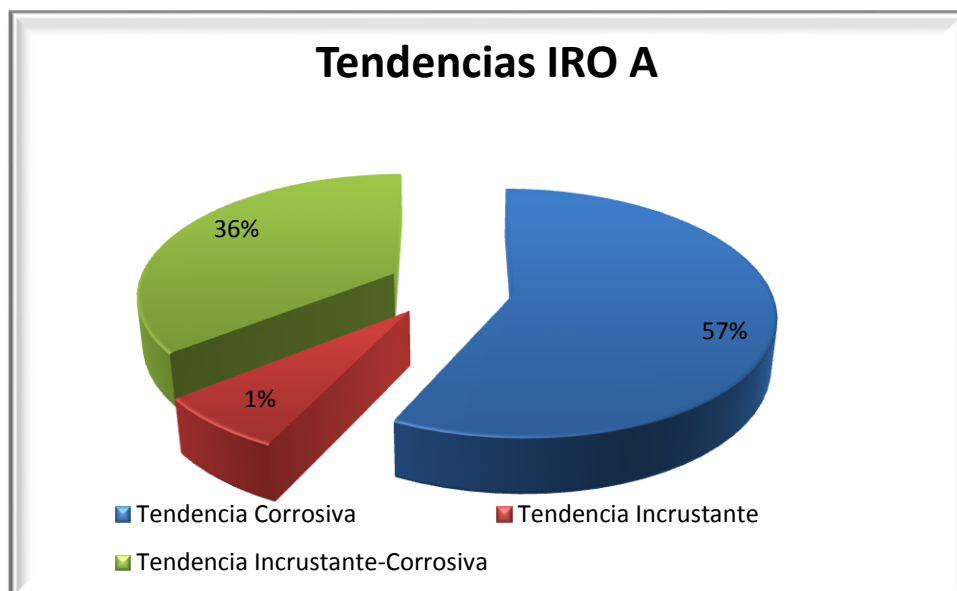


Gráfico 25. Análisis índice de saturación de carbonatos, Iro A

La tendencia del pad de Iro B tiene 40% de tendencia corrosiva, 60% de tendencia incrustante en fondo y corrosiva en cabeza; en este pad se suministra un volumen de 26 galones por día de inhibidor de corrosión para sus 6 pozos productores y 1 galones de inhibidor de escala por día.

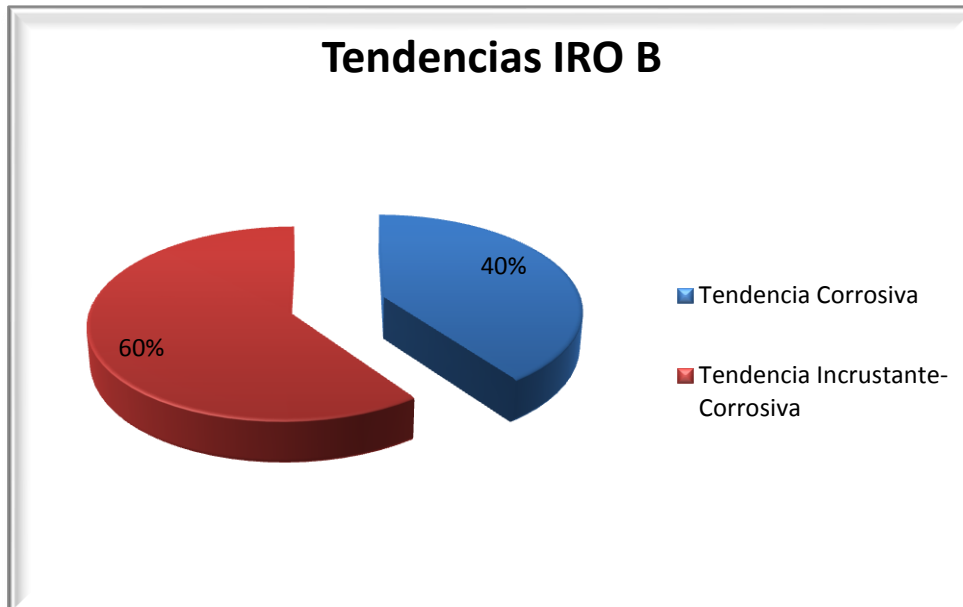


Gráfico 26. Análisis índice de saturación de carbonatos,Iro B

La tendencia del pad delro 01 tiene 67% de tendencia corrosiva, 33% de tendencia incrustante en fondo y corrosiva en cabeza; en este pad se suministra un volumen de 51 galones por día de inhibidor de corrosión para sus 6 pozos productores y 4 galones de inhibidor de escala por día.

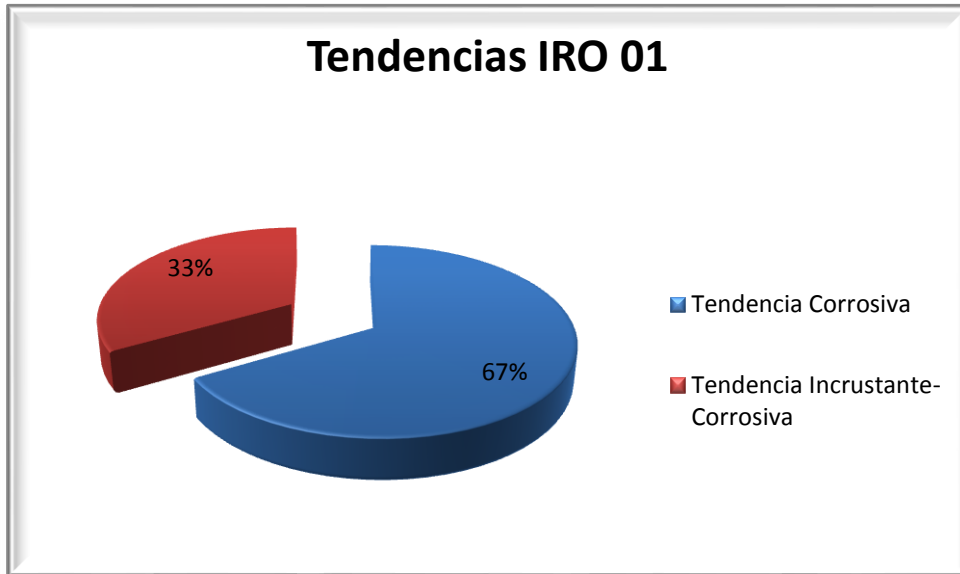


Gráfico 27. Análisis índice de saturación de carbonatos,Iro 01

La tendencia del pad de Wati es en su totalidad corrosiva; en este pad se suministra para su pozo Wati 2-Ui, un volumen de 13 galones por día de inhibidor de corrosión correspondiente a 31.3 ppm.

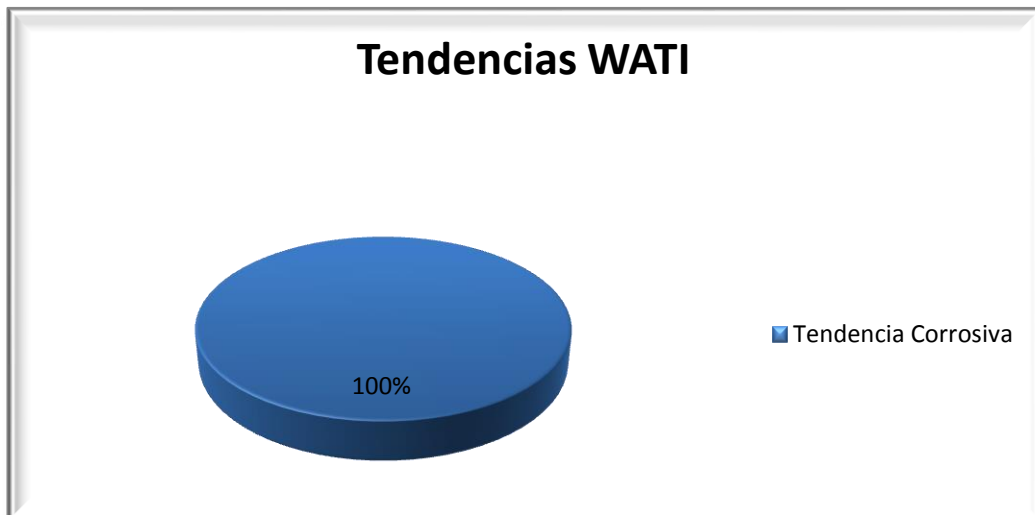


Gráfico 28. Análisis índice de saturación de carbonatos,Wati

En el Bloque 16 se tiene un total de 134 pozos productores a los cuales se suministra un volumen de 949 de inhibidor de corrosión correspondiente al 84% de la totalidad del tratamiento; el mismo que debe estar dentro de un valor máximo de 26 ppm; adicionalmente en el pad de Ginta se suministra 22 galones de sand-treet con el fin de tratar la presencia de sólidos provenientes de la formación.

Es importante mencionar que la concentración en ppm del tratamiento químico aplicado no va a ser un valor fijo, este tiende a variar por algunas causas; entre ellas el volumen de fluido es un factor primordial, debido a que para el cálculo de la dosis se utiliza la siguiente ecuación donde influye de manera directa el volumen de agua con la que se trabaja.

Se considera el volumen de agua debido a que el inhibidor de corrosión con el que se trabaja es soluble en agua, la ecuación para el cálculo de la concentración en ppm es el siguiente:

$$ppm = \frac{gpd}{bapd} * \frac{1 \text{ barril}}{42 \text{ galones}} * 1\,000\,000$$

$$ppm = \frac{gpd * 23\,810}{bapd}$$

Dónde:

gpd = volumen de químico en galones por día

bapd = volumen de agua en barriles por día

Respecto al inhibidor de escala se inyecta un volumen de 296 galones por día correspondiente al 16% del total del tratamiento químico.

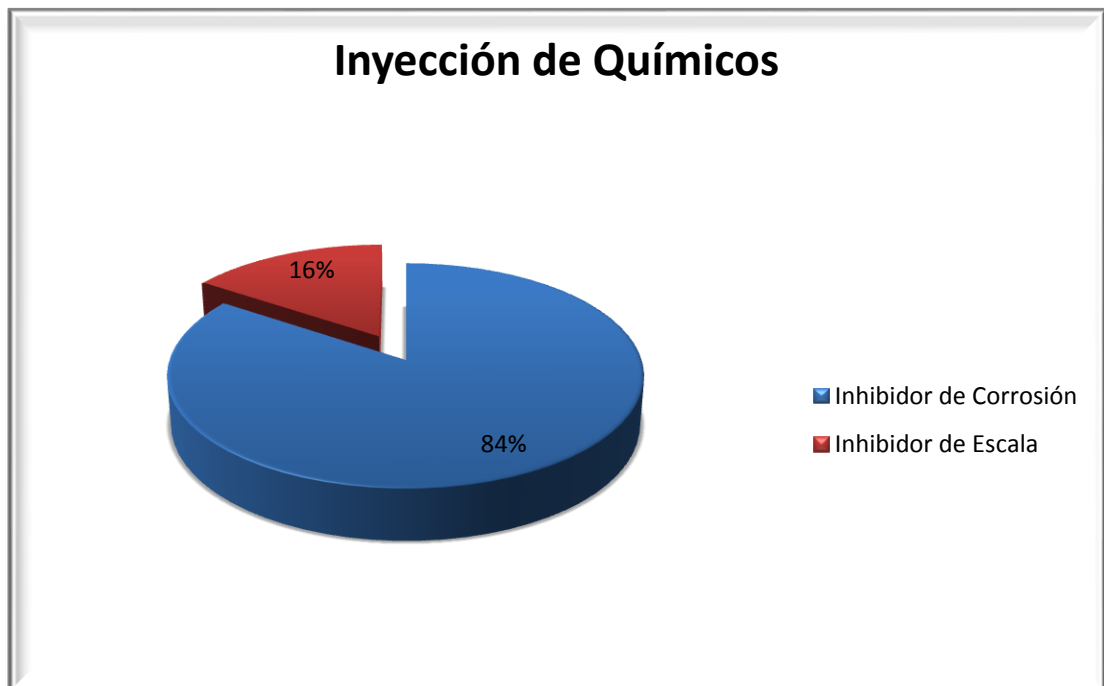


Gráfico 29. Inyección de Químicos

Tabla 30. Resultado de análisis de índices de saturación de carbonatos realizados en agua de formación del, Bloque 16/Tivacuno, operado por Repsol S.A.

I.D. POZO	CRUDO (bppd)	AGUA (bapd)	BSW (%)	GAS (Mpcd)	API	pH Fondo	pH Cabeza	IOT Fondo	IOT Cabeza	Stiff-Davis Fondo	Stiff-Davis Cabeza	Tendencia
BOGI-A-5-H:M1C	422.15	10 786.97	96.02	28.28	17.6	4.38	5.40	-0.69	-0.48	1.01	0.547	Corrosiva
BOGI-A-6-H:M1	58.78	9 794.90	99.37	3.94	17.6	4.64	5.47	-0.60	-0.43	0.93	0.53	Corrosiva
BOGI-A-7-H:M1	197.36	17 936.33	98.85	13.22	18.0	5.17	5.33	-1.99	-0.57	-1.80	0.47	Corrosiva
BOGI Total	678.30	38 518.20	98.27	45.45								
CAPIRON A1M1	489.29	11 828.49	95.83	46.48	16.7	4.93	5.00	-0.62	-1.03	0.85	0.01	Corrosiva
CAPIRON A3M1	152.12	12 429.21	98.73	14.45	16.6	5.21	5.31	-0.37	-0.55	1.03	0.53	Corrosiva
CAPIRON A4M1	129.19	11 380.68	98.82	8.53	16.6	4.97	5.01	-0.58	-1.12	0.92	-0.08	Incrustante-corrosiva
CAPIRON A5M1	154.34	12 850.67	98.75	10.19	16.5	5.56	5.60	0.15	-0.37	1.64	0.67	Incrustante
CAPIRON A6M1	117.62	6 182040	98.04	11.17	18.1	4.47	5.18	0.69	-0.72	3.92	0.36	Incrustante-corrosiva
CAPIRON A7M1	72.22	12 599.94	99.40	4.77	16.5	4.48	5.29	-1.07	-0.70	0.25	0.29	Corrosiva
CAPIRON A9M1	139.41	10 718.13	98.65	9.20	16.9	5.04	5.13	-0.17	-0.65	1.57	0.45	Incrustante-corrosiva
CAPIRON A10M1-A	384.67	14 284.08	97.25	25.39	17.0	4.87	5.02	-0.67	-0.91	0.72	0.11	Corrosiva
CAPIRON A15M1-C	104.85	6 050.86	98.21	9.96	16.5	5.41	5.59	-0.15	-0.56	1.25	0.23	Incrustante-corrosiva
CAPIRON-A-14:M1A	363.00	192.87	34.00	23.96	17.2	4.94	5.38	-0.48	-0.66	972.00	0.26	Corrosiva
CAPIRON Total	2.106.74	98 517.32	97.91	164.10								

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

Continuación Tabla 30. Resultado de análisis de índices de saturación de carbonatos realizados en agua de formación del, Bloque 16/Tivacuno, operado por Repsol S.A.

I.D. POZO	CRUDO (bppd)	AGUA (bapd)	BSW (%)	GAS (Mpcd)	API	pH Fondo	pH Cabeza	IOT Fondo	IOT Cabeza	Stiff-Davis Fondo	Stiff-Davis Cabeza	Tendencia
AMO A4BT	303.82	243.00	43.75	16.41	16.6	5.1	5.25	-0.94	-1.68	0.24	-1.24	Corrosiva
AMO-A-9-HM1C	144.86	9 876.14	98.48	8.40	16.0	4.8	5.45	-0.93	-0.49	-0.06	0.29	Corrosiva
AMO-A-12:BT	477.97	524.80	51.25	51.62	16.8	5.2	5.45	-0.47	-1.50	0.87	-0.70	Incrustante-corrosiva
AMO-A-104-H:M1	257.38	13 297.35	98.00	15.19	17.1	4.4	5.48	-1.46	-0.59	-0.59	0.18	Corrosiva
AMO-A-107-H:M1	371.72	14 728.39	97.41	21.56	15.4	4.4	5.36	-1.18	-0.62	-0.22	0.15	Corrosiva
AMO-A-110-H:M1	39.70	9 686.17	99.57	2.30	16.1	4.6	5.59	-1.06	-0.36	-0.22	0.35	Corrosiva
AMO A Total	1 595.46	48 355.85	96.81	115.48								
AMO 2Us	389.27	4 592.74	91.75	19.46	14.7	5.3	5.54	0.40	0.09	2.51	1.51	Incrustante
AMO B2M1	229.31	10 592.68	97.77	13.30	16.1	5.2	5.69	-0.11	-0.50	1.01	0.24	Incrustante-corrosiva
AMO B4U	247.68	6 695.51	96.23	13.62	15.5	4.5	4.91	-0.53	-0.55	1.22	0.83	Corrosiva
AMO-B-12-RE1:Us	311.82	1 087.20	76.78	17.15	14.5	4.5	5.27	-0.07	0.29	0.88	1.06	Corrosiva-incrustante
AMO B19Ui	117.14	3 400.86	96.49	6.79	14.0	4.6	5.38	-0.21	-0.07	1.07	0.85	Corrosiva-incrustante
AMO-B-20 Us	95.44	2 563.30	96.22	5.25	15.3	5.0	5.53	-0.06	-0.05	1.75	1.20	Corrosiva
AMO B22HM1	192.05	3 257.24	94.14	11.14	16.1	4.1	5.21	-1.46	-0.79	-0.39	0.06	Corrosiva
AMO-B-26:Ui	72.42	2 952.99	97.48	4.20	14.1	4.7	4.94	0.01	-0.72	1.31	0.08	Incrustante-corrosiva
AMO B Total	1 920.66	38 237.27	95.22	105.40								

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

Continuación Tabla 30. Resultado de análisis de índices de saturación de carbonatos realizados en agua de formación del, Bloque 16/Tivacuno, operado por Repsol S.A.

I.D. POZO	CRUDO (bppd)	AGUA (bapd)	BSW (%)	GAS (Mpcd)	API	pH Fondo	pH Cabeza	IOT Fondo	IOT Cabeza	Stiff-Davis Fondo	Stiff-Davis Cabeza	Tendencia
AMO C-13M1-C	428.48	15 382.20	97.15	24.85	15.5	5.0	5.67	-0.67	-0.39	0.32	0.38	Corrosiva
AMO C-14HM1-C	445.87	23 246.22	98.02	25.86	15.5	4.7	5.46	-0.77	-0.49	0.28	0.32	Corrosiva
AMO-C-21-HM1	265.93	12 991.96	97.89	15.42	16.5	5.0	5.39	-0.38	-0.60	0.69	0.17	Corrosiva
AMO-C-23-H:M1C	234.39	8 337.08	97.13	13.59	14.9	4.3	5.53	-1.66	-0.63	-0.84	0.13	Corrosiva
AMO C Total	1 374.67	59 957.46	97.76	79.73								
DAIMI A3Ui	215.11	13 820.42	98.38	15.49	15.2	4.8	5.73	0.26	0.76	0.66	1.06	Incrustante
DAIMI A4HM1	332.37	11 547.45	97.07	14.96	16.3	6.1	6.16	0.43	-0.09	1.40	0.60	Incrustante
DAIMI A8Us	111.72	1 640.39	93.31	4.92	13.9	5.2	5.85	-0.20	0.11	1.22	1.18	Incrustante
DAIMI A10Ui	113.45	9 789.91	98.79	8.17	15.0	5.1	6.03	-0.50	-0.04	0.44	0.70	Corrosiva
DAIMI A12Ui	115.53	2 896.52	95.96	8.32	16.9	4.6	5.51	-0.72	-0.36	0.37	0.44	Corrosiva
DAIMI-A-14:BT	166.64	145.50	45.82	11.83	15.8	5.6	5.76	-0.04	-0.77	1.23	-0.26	Incrustante-corrosiva
DAIMI-A-20:Us	60.88	2 050.33	96.97	2.68	16.6	4.5	5.85	-0.87	0.33	0.22	1.28	Corrosiva-incrustante
DAIMI A22Us	232.26	1 502.50	85.98	16.72	16.6	5.0	6.03	0.01	0.35	1.78	1.44	Incrustante
DAIMI A Total	1 590.30	48 465.22	96.82	95.72								
DAIMI B-2Us	149.19	336.83	68.59	6.56	13.9	5.4	5.59	0.30	-0.61	2.05	-0.02	Incrustante-corrosiva
DAIMI B3Us	88.35	2 542.97	96.50	3.89	14.1	4.6	5.16	-0.66	-0.76	0.91	0.10	Corrosiva
DAIMI B4Ui RE-1	239.28	7 744.90	96.85	17.23	15.0	4.8	5.48	-0.60	-0.37	0.38	0.39	Corrosiva
DAIMI B7M1	125.68	2 164.56	94.25	7.29	15.6	5.4	5.63	-0.12	-0.35	0.85	0.38	Incrustante-corrosiva

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

Continuación Tabla 310. Resultado de análisis de índices de saturación de carbonatos realizados en agua de formación del, Bloque 16/Tivacuno, operado por Repsol S.A.

I.D. POZO	CRUDO (bppd)	AGUA (bapd)	BSW (%)	GAS (Mpcd)	API	pH Fondo	pH Cabeza	IOT Fondo	IOT Cabeza	Stiff-Davis Fondo	Stiff-Davis Cabeza	Tendencia
DAIMI-B-8:Us	151.21	954.84	85.79	6.65	14.1	4.9	5.35	-0.14	-0.50	1.62	0.42	Incrustante-corrosiva
DAIMI B12HM1	685.09	21 107.68	96.70	39.74	16.0	4.7	5.43	-0.97	-0.82	0.06	-0.08	Corrosiva
DAIMI B17T	239.11	6 401.97	96.20	11.00	14.3	4.2	5.28	-1.19	-0.44	-0.46	0.21	Corrosiva
DAIMI B20HM1	170.19	2 646.83	93.66	9.87	15.0	5.5	5.59	-0.13	-0.56	0.93	0.20	Incrustante-corrosiva
DAIMI-B-31-H-ST1:T	365.40	12 976.49	97.11	26.31	14.4	4.4	5.82	-1.32	-0.26	-0.97	0.09	Corrosiva
DAIMI-B-33-H:M1	197.80	2 678.58	92.80	9.10	14.4	6.0	6.12	-0.20	-0.17	0.57	0.58	Corrosiva
DAIMI-B-30-H:T	284.99	11 231.01	97.39	13.11	14.0	4.4	5.95	-1.18	-0.31	-0.77	0.04	Corrosiva
DAIMI B Total	3 434.80	88 126.45	96.25	201.60								
DABOSUR 1US	263.05	949.21	77.55	9.21	15.8	4.8	4.99	-0.69	-0.98	0.53	-0.18	Corrosiva
DABO Total	263.05	949.21	77.55	9.21								
GINTA 1M1	36.23	183.75	83.22	1.56	15.1	6.0	6.01	0.01	-0.87	0.83	-0.63	Corrosiva
GINTA A1U	189.02	3 114.67	93.98	6.62	15.3	4.6	4.92	-0.47	-0.73	1.26	0.41	Corrosiva
GINTA-A-8:M1A	196.98	4 895.37	95.95	8.47	16.1	4.9	5.20	-0.84	-1.12	0.09	-0.45	Corrosiva
GINTA A9BT	59.88	2 279.98	97.32	4.25	15.5	4.8	5.16	-0.92	-1.10	0.10	-0.38	Corrosiva
GINTA A11HM1-A	318.62	3 048.03	90.13	13.70	15.3	4.2	5.42	-1.68	-0.85	-0.84	-0.16	Corrosiva
GINTA A14U	64.10	2 107.13	96.89	2.24	15.4	4.7	4.97	-0.65	-0.84	0.34	-0.07	Corrosiva
GINTA A16Us	77.20	1 127.88	93.29	2.70	15.7	4.8	5.27	-0.39	-0.53	1.26	0.50	Incrustante-corrosiva
GINTA A17Us	39.58	833.14	95.27	1.39	15.2	5.4	5.37	0.38	-0.52	2.20	0.33	Incrustante-corrosiva
GINTA-A-50:Us	68.18	1 226.23	94.50	2.39	15.2	5.2	5.18	0.44	-0.67	2.48	0.23	Incrustante-corrosiva
GINTA A Total	1 234.18	23 939.93	95.10	51.24								

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

Continuación Tabla 30. Resultado de análisis de índices de saturación de carbonatos realizados en agua de formación del, Bloque 16/Tivacuno, operado por Repsol S.A.

I.D. POZO	CRUDO (bppd)	AGUA (bapd)	BSW (%)	GAS (Mpcd)	API	pH Fondo	pH Cabeza	IOT Fondo	IOT Cabeza	Stiff-Davis Fondo	Stiff-Davis Cabeza	Tendencia
GINTA B-2-H-RE1M1A	120.42	1 081.79	89.66	5.18	14.2	5.0	5.51	-0.76	-0.92	0.15	-0.42	Corrosiva
GINTA B5HM1A-RE1	377.99	3 267.56	89.18	16.25	15.3	4.7	5.48	-0.99	-0.97	-0.02	-0.32	Corrosiva
OGINTA-B-6-RE1:Us	359.59	5 998.51	94.05	12.59	15.6	4.7	5.08	-0.61	-0.69	0.71	0.28	Corrosiva
GINTA B7M1	119.40	5 292.31	97.69	3.58	16.1	4.7	5.63	-0.82	-0.64	0.17	0.015	Corrosiva
GINTA-B-9:BT	240.58	238.33	48.90	17.08	16.6	5.0	5.20	-1.02	-1.82	0.03	-1.28	Corrosiva
GINTA-B-11:BT	99.02	767.61	88.19	7.03	16.6	5.4	5.49	-0.38	-0.99	0.78	-0.43	Corrosiva
GINTA B-12M1C	268.92	6 676.73	95.93	8.07	14.2	5.1	5.51	-0.43	-0.50	0.56	0.25	Corrosiva
GINTA B16HM1A-RE1	647.70	9 165.95	93.08	27.85	15.2	4.9	5.09	-0.80	-0.99	0.19	-0.23	Corrosiva
GINTA B18U	154.37	7 196.37	97.79	8.64	16.0	4.7	5.43	-1.35	-0.47	-0.88	0.07	Corrosiva
GINTA B19HM1-A	438.59	12 028.16	96.31	18.86	15.1	4.9	5.18	-0.62	-0.76	0.35	0.00	Corrosiva
GINTA B23U	152.58	3 571.15	95.69	5.34	14.7	4.6	5.15	-0.53	-0.41	0.84	0.60	Corrosiva
GINTA B24U	224.79	4 437.19	94.92	7.87	14.9	4.9	4.88	-0.40	-0.84	0.90	0.13	Corrosiva
GINTA B25U	133.84	1 411.08	90.92	4.68	14.6	5.0	5.19	-0.35	-0.77	0.77	-0.13	Corrosiva
GINTA-B-32-H:Us	298.88	5 816.20	94.85	10.46	14.6	4.7	5.19	-0.91	-0.38	0.17	0.77	Corrosiva
GINTA-B-33-H-ST1:Us	141.85	6 998.12	97.91	4.96	14.9	4.7	5.20	-0.75	-0.80	0.35	0.01	Corrosiva
GINTA-B-34:Us	119.11	2 001.93	94.12	4.17	14.6	5.1	5.27	-0.21	-0.61	0.84	0.10	Corrosiva
GINTA B Total	3 897.63	75 948.97	95.12	162.62								
IRO 2U	251.81	7 379.90	96.51	14.10	15.9	4.6	5.05	-0.47	-0.61	0.58	0.17	Corrosiva
IRO 4HU	202.69	215.18	50.59	11.35	15.0	5.2	5.30	-0.05	-0.80	1.30	-0.25	Incrustante-corrosiva
IRO 7U	124.59	3 933.19	96.77	6.98	15.2	4.6	5.05	-0.64	-0.76	0.44	0.03	Corrosiva
IRO-8-H-RE1-ST1:M1	215.87	6 222.13	96.48	9.71	13.5	5.0	5.56	-0.51	-0.69	0.59	0.06	Corrosiva
IRO-15-H:M1	142.75	6 002.45	97.56	6.42	13.5	4.4	5.57	-1.59	-0.72	-0.66	0.05	Corrosiva
IRO-16-H:Us	280.78	6 961.42	95.91	19.94	15.4	4.7	4.88	-0.75	-1.14	1.01	0.12	Incrustante-corrosiva
IRO 1 Total	1 218.49	30 714.26	96.18	68.50								

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

Continuación Tabla 30. Resultado de análisis de índices de saturación de carbonatos realizados en agua de formación del, Bloque 16/Tivacuno, operado por Repsol S.A.

I.D. POZO	CRUDO (bppd)	AGUA (bapd)	BSW (%)	GAS (Mpcd)	API	pH Fondo	pH Cabeza	IOT Fondo	IOT Cabeza	Stiff-Davis Fondo	Stiff-Davis Cabeza	Tendencia
IRO A1U	193,08	2.155,39	91,33	10,81	15,8	4,6	5,29	-0,66	-0,07	0,52	1,03	Corrosiva-incrustante
IRO A2Ui	323,11	9.602,92	96,57	18,09	15,4	5,2	5,21	-0,60	-0,03	0,23	0,14	Corrosiva
IRO A5U	605,59	14.560,09	95,78	33,91	15,3	4,9	5,00	-0,83	-0,76	0,01	0,07	Corrosiva
IRO-A-6:Us	349,81	111,99	23,67	24,84	15,0	5,2	5,39	-0,13	-0,45	0,99	0,25	Corrosiva
IRO A18U	558,41	2.145,49	78,47	31,27	16,3	5,1	5,22	0,00	-0,03	1,31	0,23	Incrustante-corrosiva
IRO A19Ui	395,19	874,75	67,81	22,13	15,1	5,3	5,39	-0,06	-0,59	1,30	0,27	Incrustante-corrosiva
IRO-A-21Us	339,34	4.120,70	91,98	24,09	16,2	4,9	4,97	0,26	-0,53	2,38	0,69	Incrustante-corrosiva
IRO-A-28Ui	138,77	7.419,75	98,06	7,77	15,0	4,7	4,80	-1,07	-0,99	-0,24	-0,17	Corrosiva
IRO-A-32-HM1	215,85	10.627,80	97,91	9,71	12,7	4,9	5,09	-0,68	-1,11	0,37	-0,37	Corrosiva
IRO A33HM1	658,38	20.140,38	96,68	29,63	12,0	4,7	5,39	-1,05	-0,82	-0,09	-0,06	Corrosiva
IRO-A-34-H:M1A	504,15	2.285,81	81,23	22,69	12,5	5,6	5,76	0,24	-0,41	1,44	0,33	Incrustante-corrosiva
IRO-A-35:BT	193,50	75,96	27,52	13,74	13,8	5,4	5,41	0,22	-1,11	1,95	-0,59	Incrustante-corrosiva
IRO-A-37-HM1	395,84	11.607,97	96,54	17,81	12,7	4,6	5,58	-1,24	-0,56	-0,35	0,22	Corrosiva
IRO-A-38-H:M1	325,11	8.911,33	96,30	14,63	13,9	4,3	4,96	-0,15	-0,55	0,94	0,29	Corrosiva
IRO-A-41-HUs	289,15	6.223,69	95,32	20,53	14,8	5,2	5,40	-0,15	-0,55	0,94	0,30	Corrosiva
IRO-A-42-H-ST1:Us	158,48	3.434,78	95,34	11,25	16,8	4,6	5,02	-0,15	-0,55	0,94	0,29	Corrosiva
IRO-A-44-H:Us	0,00	6.856,00	100,00	0,00	15,9	5,3	5,66	-0,83	0,76	0,01	0,07	Incrustante
IRO-A-45-H:Us	528,90	895,23	61,74	37,55	16,0	5,0	5,19	-0,83	-0,76	0,01	0,07	Corrosiva
IRO-A-56:Ui	275,56	6.276,49	95,55	15,43	17,0	5,0	5,41	-0,83	-0,76	0,01	0,07	Corrosiva
IRO-A-60-H:M1	530,69	11.269,72	95,28	23,88	14,0	4,99	5,46	-0,83	-0,76	0,01	0,07	Corrosiva
IRO A Total	9.582,43	207.367,36	95,58	522,91								

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

Continuación Tabla 32. Resultado de análisis de índices de saturación de carbonatos realizados en agua de formación del, Bloque 16/Tivacuno, operado por Repsol S.A.

I.D. POZO	CRUDO (bppd)	AGUA (bapd)	BSW (%)	GAS (Mpcd)	API	pH Fondo	pH Cabeza	IOT Fondo	IOT Cabeza	Stiff-Davis Fondo	Stiff-Davis Cabeza	Tendencia
IRO B5Ui	280.61	8 614.13	96.67	15.71	15.6	5.3	5.37	-0.19	-0.41	0.69	0.34	Corrosiva
IRO B14Us	73.54	2 270.52	96.70	5.22	15.0	5.0	5.38	-0.17	-0.31	1.58	0.90	Incrustante-corrosiva
IRO B16Ui	292.61	8 494.98	96.49	16.39	15.5	5.3	5.74	0.02	-0.28	0.76	0.33	Corrosiva
IRO-B-21Ui	321.96	139.44	29.62	18.03	14.6	5.7	5.74	0.37	-0.45	1.32	-0.08	Incrustante-corrosiva
IRO-B-25Ui	197.30	776.00	79.01	11.05	15.6	5.4	5.45	0.08	-0.68	1.22	0.02	Incrustante-corrosiva
IRO B Total	1 224.52	26 377.62	95.56	69.03								
TIVACUNO 1M1	431.75	4 666.15	91.15	43.18	16.0	5.0	5.92	-0.46	-0.05	0.66	0.76	Corrosiva
TIVACUNO 4T	227.38	4 909.13	95.36	23.42	17.7	4.7	5.77	-0.53	-0.29	0.52	0.39	Corrosiva
TIVACUNO A1M1C	223.65	4 611.90	95.13	22.37	18.7	5.0	6.08	-0.04	0.25	1.15	1.07	Incrustante
TIVACUNO A4TM	78.02	837.67	91.13	8.04	20.5	4.7	5.72	-0.12	0.11	0.68	0.64	Corrosiva-incrustante
TIVACUNO A7HT	273.89	7 188.99	96.13	28.21	18.9	3.9	5.63	-0.78	0.32	0.00	1.13	Corrosiva-incrustante
TIVACUNO-B-3-HM1	580.51	16 421.32	96.41	58.05	18.0	4.4	6.19	-1.45	0.25	-0.48	1.23	Corrosiva-incrustante
TIVACUNO B4HM1	601.90	8 795.93	93.28	60.19	18.4	5.2	6.29	-0.41	0.33	0.62	1.16	Corrosiva-incrustante
TIVACUNO-B-8-H:T	151.38	4 300.45	96.44	15.59	18.7	4.0	5.44	-1.21	-0.07	-0.11	0.88	Corrosiva
TIVACUNO-B-9-H:M1	604.25	7 938.92	92.58	60.43	18.7	4.7	5.91	-0.16	0.01	1.29	0.86	Incrustante-corrosiva
TIVACUNO-B-5-H-ST1:M1	400.46	4 770.53	91.90	40.05	18.7	5.0	5.79	-0.59	-0.11	0.43	0.76	Corrosiva
TIVACUNO AB Total	3 573.19	64 440.99	94.75	359.51								

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

Continuación Tabla 33. Resultado de análisis de índices de saturación de carbonatos realizados en agua de formación del, Bloque 16/Tivacuno, operado por Repsol S.A.

I.D. POZO	CRUDO (bppd)	AGUA (bapd)	BSW (%)	GAS (Mpcd)	API	pH Fondo	pH Cabeza	IOT Fondo	IOT Cabeza	Stiff-Davis Fondo	Stiff-Davis Cabeza	Tendencia
TIVACUNO SWC3HOLLIN	126.75	2 338.47	94.56	1.27	19.7	3.9	5.56	-1.52	-0.34	-0.93	0.19	Corrosiva
TIVACUNO SWC6HM1	216.44	7 543.57	97.05	21.64	19.0	4.5	6.18	-1.16	0.03	0.05	0.93	Corrosiva-incrustante
TIVACUNO SW-C-7-HM1	286.60	4 880.74	94.15	28.66	18.0	5.8	5.85	0.50	-0.29	1.91	0.59	Incrustante-corrosiva
TIVACUNO C Total	629.79	14 762.77	95.91	51.57								
TIVACUNO Total	4 202.98	79 203.77	94.96	411.09								
WATI-2:Ui	88.13	7 306.15	98.74	4.94	16.2	4.3	5.42	-1.84	-1.05	-1.25	-0.50	Corrosiva
WATI-5:Ui	396.42	5 696.31	93.15	22.20	15.7	4.3	5.26	-1.33	-0.94	-0.58	-0.30	Corrosiva
WATI Total	484.55	13 002.46	96.41	27.13								
Grand Total	34 978.16	878 389.85	96.17	2 136.49								

Fuente:(REPSOL S.A., 2015)

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- En el análisis de los índices de saturación de carbonatos se comprobó que de los índices presentados en la tabla 21, solo dos de estos se debe aplicar para aguas de formación; debido a que Oddo-Tomson y Stiff-Davis, integran más variables físico-químicas que vienen a representar las condiciones reales de operación del agua de formación de los pozos productores.
- El análisis de la tendencia del agua de formación de los pozos productores no depende únicamente de las propiedades físico-químicas del agua, sino que esta se ve afectada por las condiciones operacionales, petrofísicas y condiciones propias del yacimiento; por lo que es necesario realizar la determinación de los índices de saturación de carbonatos para determinar dicha tendencia.
- En el análisis de los resultados de los índices de saturación de carbonatos del agua de formación de pozos productores del Bloque 16 que se encuentra en tabla 30, se tiene que en ligeras variaciones mayores que cero la tendencia se mantiene corrosiva, dando lugar a un nuevo rango de aplicación; es decir si el índice es mayor a 0,5 se considera incrustante y si este es menor a -0.5 la tendencia es corrosiva.
- Luego de la evaluación de la dosis óptima se obtuvo que la cantidad de inhibidor de corrosión en el pozo ejemplo IRO A-01 con la que se asegura que este actúe y no se tenga problemas de corrosión es superior a 90ppm.

- En el análisis realizado en el historico de tratamiento químico se puede describir que la mayoría de pulling se dieron debido a causas diferentes a precipitaciones de escala.

5.2. RECOMENDACIONES

- Es recomendable utilizar el índice de Stiff-Davis y Oddo-Tomson, debido a que están diseñados para el cálculo de tendencias de aguas salmueras a condiciones de altas temperaturas y presiones como es el caso de la industria petrolera.
- La tendencia de un pozo viene a representar el estado de dicho pozo en ese momento, es decir es una fotografía del pozo a esas condiciones operacionales y fisicoquímicas; mas no se puede asegurar que estas no cambiaran con el pasar del tiempo. Por lo que se debe hacer referencia a las últimas tendencias, para cualquier análisis y toma de decisiones sobre el tratamiento químico.
- Es importante cuando se tenga variaciones de la tendencia realizar una revisión del historial de las tendencias anteriores del pozo, para confirmar si este pozo tiene inestabilidad en su tendencia.
- Se recomienda hacer una revisión previa de los valores de presión y temperatura entregados por el departamento de Ingeniería antes de utilizarlos para la simulación, con el fin de detectar si existe un cambio considerable en un determinado pozo y si ese es el caso se debería confirmar ese valor con el scada que se tiene en el departamento de Producción.

6. BIBLIOGRAFÍA

Daniel Aramburo, H. A. . (2011). *Investigación orientada hacia el análisis y tratamiento de aguas de formación en los pozos petroleros*. Bogotá: Fundación Universidad de América.

REPSOL S.A. (Noviembre de 2015). Cultivo de bacterias en viales. Coca, Francisco de Orellana, Ecuador.

Andrango Chacón, E. S. (2010). *Diagnóstico y Evaluación De La Corrosión En Líneas de Flujo de Pozos Productores*. Quito.

Castellan W. (1987). *Fisicoquímica*. Quito: Pearson educación.

Evaluación de la corrosión inducida por bacteria sulfato reductora en un acero inoxidable . (2010). *Revista Latinoamericana de Metalurgia y Materiales* , 60-72.

LIPESA . (1998). *TRATAMIENTO QUIMICO DEL AGUA*. Caracas, Venezuela: Impregraf.

Mayorga Zambrano, C. J., Farez, G., & Efrain, R. (2015). *Comunicación Tubing Casing Originada por Presencia de Incrustaciones y Corrosion*. Quito.

Mogollon, E. (2007). Curso de corrosión básica, manual del estudiante. *Curso de corrosión básica*, (pág. 260). Quito.

Mukulm M, S. (2011). *Curso de manejo de agua en el campo petrolero*.

Patton, C. (1995). Applied Water Technology. En C. Patton, *Applied Water Technology* (pág. 135). USA: Campbell Petroleum Series.

REPSOL S.A. (2015). Departamento de Produccion. *Diagrama de Pozos* . Quito, Pichincha, Ecuador.

REPSOL S.A. (2015). Departamento de Relaciones Comunitarias. Quito, Pichincha.

REPSOL S.A. (2006). Introducción al bombeo electrosumergible. Quito, Ecuador.

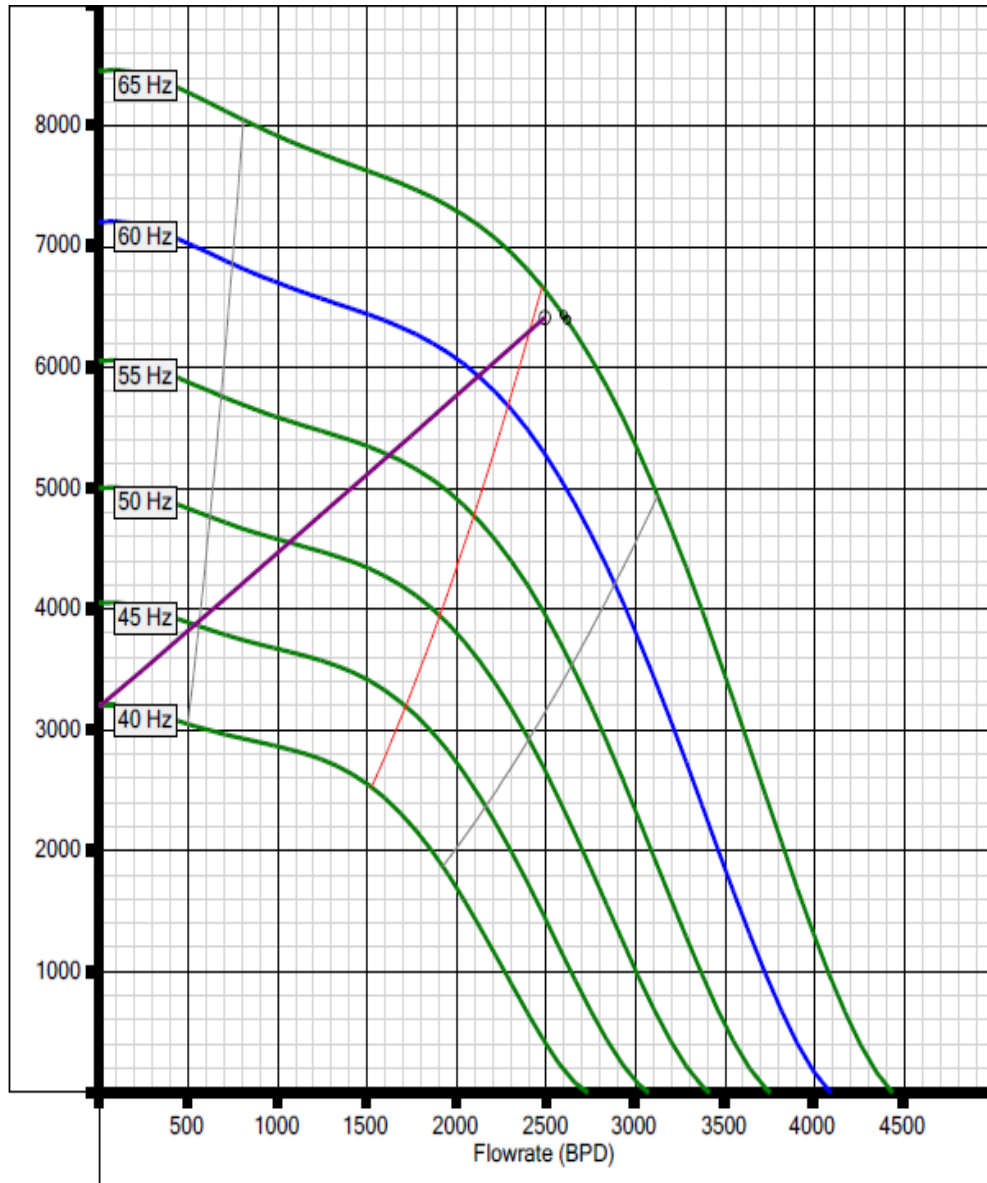
REPSOL S.A. (2015). Manual de operaciones SPF.

REPSOL S.A. (2015). *Reporte diario de Produccion*.

Repsol-YPF. (2009). Exploración y Producción Ecuador . *Departamento de Ingeniería* . Quito, Ecuador.

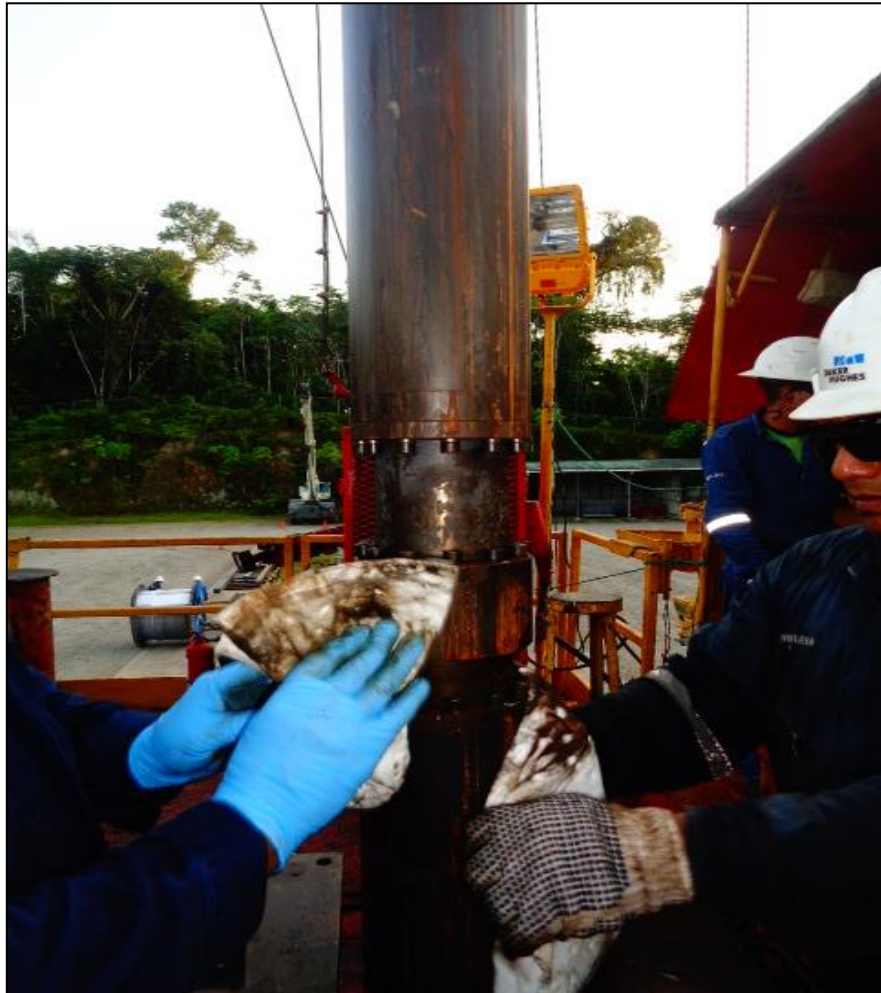
7. ANEXOS

Anexo 1. Curva de Eficiencia del Equipo BES

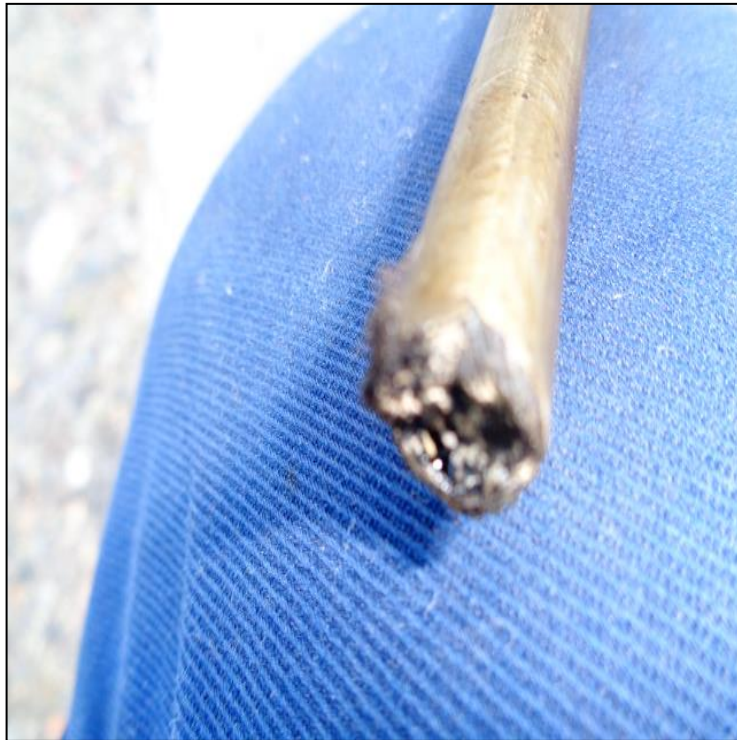


Fuente: (REPSOL S.A., 2006)

Anexo 2.Motor de Fondo



Anexo 3. Capilar con presencia de Hidrocarburo



Anexo 4. INTAKE



Anexo 5. Tendencia Incrustante-Corrosiva de agua de formación del Bloque 16

TENDENCIA POZOS BLOQUE 16																
	TIVACUNO		CAPIRON	BOGI	AMO			DAIMI		DABO	GINTA		IRO			WATI
TOD	TIVACUNO A/B	TIVACUNO C	CAPIRON	BOGI	AMO A	AMO B	AMO C	DAIMI A	DAIMI B	DABO	GINTA A	GINTA B	IRO 1	IRO A	IRO B	WATI
BT					CORROSIVA			INCR/CORR	CORROSIVA		CORROSIVA	CORROSIVA		INCR/CORR		
MIA			CORROSIVA								CORROSIVA	CORROSIVA		CORROSIVA		
MIC	CORROSIVA		CORROSIVA	CORROSIVA	CORROSIVA		CORROSIVA					CORROSIVA				
LOWER M1	CORROSIVA	INCR/CORR	CORROSIVA	CORROSIVA	CORROSIVA	CORROSIVA	CORROSIVA	CORROSIVA	CORROSIVA	CORROSIVA	INCR/CORR	CORROSIVA	CORROSIVA	INCR/CORR		
UPPER U						CORROSIVA		CORR/INCR	CORROSIVA	INCR/CORR	INCR/CORR	CORROSIVA	INCR/CORR	INCR/CORR		
MIDDLE U						CORROSIVA			CORROSIVA		CORROSIVA	CORROSIVA	CORROSIVA	INCR/CORR		
LOWER U						CORROSIVA		CORROSIVA	CORROSIVA					INCR/CORR	INCR/CORR	CORROSIVA
UPPER T	CORR/INCR															
MIDDLE T	CORR/INCR								CORROSIVA							
LOWER T																
HOLLIN		CORROSIVA														

Fuente: (REPSOL S.A., 2015)