

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AGROINDUSTRIA

**“DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE LA CORROSIÓN EN LÍNEAS
DE FLUJO DE POZOS PRODUCTORES QUE SE ENCUENTRAN A
NIVEL DE SUPERFICIE EN DOS ESTACIONES DEL ÁREA
LIBERTADOR”**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA
QUÍMICA**

ELSA SALOMÉ ANDRANGO CHACÓN
salito_andrango@yahoo.com

DIRECTOR: DR. FRANCISCO XAVIER CADENA VILLOTA
fxcv@yahoo.ar

QUITO, OCTUBRE 2010

©Escuela Politécnica Nacional 2010
Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo, Elsa Salomé Andrango Chacón, 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 todas las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional 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.

Elsa Salomé Andrango Chacón

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por la Srta. Elsa Salomé Andrango Chacón, bajo mi supervisión.

Dr. Francisco Cadena
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme el regalo más precioso la vida.

A mis padres por su apoyo incondicional.

A mi Washito por estar siempre presente para mi.

A mi hermana porque pese a las tormentas y obstáculos hemos permanecido fuertes.

A mis hermanos por su apoyo.

A mi director de tesis por brindarme su valioso tiempo en el desarrollo del presente proyecto.

A la empresa PETROECUADOR por su apoyo para realizar este proyecto.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres quienes han sido las personas que me han enseñado a luchar siempre pese a cualquier circunstancia que se presente en la vida.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	XIII
INTRODUCCIÓN	XIV
1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	1
1.1 CORROSIÓN EN TUBERÍAS	1
1.1.1 LA CORROSIÓN.....	1
1.1.2 IMPORTANCIA ECONÓMICA DE LA CORROSIÓN.....	2
1.1.2.1 Pérdidas directas	2
1.1.2.2 Pérdidas indirectas	2
1.1.3 FORMAS Y MECANISMOS DE LA CORROSIÓN	4
1.1.3.1 Ataque químico.....	4
1.1.3.2 Ataque por bacterias	6
1.1.3.3 Ataque electroquímico	8
1.1.3.4 Termodinámica de la corrosión	10
1.1.3.5 Serie electromotriz.....	13
1.1.3.6 Serie galvánica.....	15
1.1.3.7 Diagramas de potencial -pH	16
1.1.3.8 Consideraciones para el diagrama del sistema hierro - agua.....	18
1.1.4 CINÉTICA DE LA CORROSIÓN.....	20
1.1.4.1 Polarización	20
1.1.4.2 Ley de Tafel.....	21
1.1.4.3 Polarización y velocidad de corrosión	23
1.2 TIPOS DE CORROSIÓN	24
1.2.1 CLASIFICACIÓN DE ACUERDO AL TIPO	24
1.2.1.1 Corrosión generalizada.....	24
1.2.1.2 Corrosión Localizada	25
1.2.1.2.1 Corrosión localizada por picaduras	25
1.2.1.2.2 Corrosión por pilas de concentración	25
1.2.1.2.3 Corrosión galvánica	26
1.2.1.2.4 Corrosión preferencial	26
1.2.1.2.5 Fatiga por corrosión	27
1.2.1.2.6 Corrosión bajo tensión	27
1.2.1.2.7 Corrosión erosión	27
1.2.1.2.8 Corrosión por cavitación.....	27
1.2.1.2.9 Corrosión por actividad bacteriana.....	28
1.2.1.2.10 Corrosión por corrientes vagabundas	28
1.2.2 CLASIFICACIÓN DE ACUERDO AL MEDIO AMBIENTE	28
1.2.2.1 Ambiente Gaseoso	28

1.2.2.2	Ambiente Sólido	29
1.2.2.3	Ambiente Líquido	29
1.2.3	ESTUDIO DE TENDENCIA INCRUSTANTE O CORROSIVA QUE PRESENTAN LAS AGUAS DE FORMACIÓN	29
1.2.3.1	Análisis del fenómeno de escala	30
1.3	METODOLOGÍA PARA PREVENIR Y CONTROLAR LA CORROSIÓN	32
1.3.1	MECANISMO PREVENIR LA CORROSION	33
1.3.1.1	Pérdida de peso mediante cupones de corrosión	33
1.3.1.2	Probetas de corrosión	35
1.3.1.3	Métodos Físico Químicos.....	36
1.3.1.3.1	Análisis de hierro soluble en agua	36
1.3.1.3.2	Análisis de productos.....	36
1.3.1.3.3	Análisis del contenido gases	37
1.3.1.3.4	Inspección Visual	37
1.3.1.4	Metodología para predecir la tendencia del agua de formación.....	37
a)	Índice de saturación de Oddo y Thomson.....	37
1.3.2	MÉTODOS DE CONTROL DE LA CORROSIÓN.....	39
1.3.2.1	Composición del material.....	39
1.3.2.2	Composición del electrolito.....	40
1.3.2.3	Alteración física del electrolito.....	40
1.3.2.4	Inhibidores químicos.....	40
1.3.2.5	Métodos de protección eléctrica	40
1.3.2.5.1	Protección catódica	40
1.3.2.5.2	Protección Anódica.....	41
1.3.2.6	Recubrimientos protectores	42
1.3.2.7	Recubrimientos metálicos	43
1.3.2.8	Recubrimientos inorgánicos	44
1.3.2.9	Recubrimientos orgánicos	44
2	PARTE EXPERIMENTAL.....	46
2.1	IDENTIFICACIÓN DEL SISTEMA A EVALUAR	46
2.1.1	UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA LIBERTADOR.....	46
2.1.2	DETERMINACIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA.....	47
2.1.3	DETERMINACIÓN DE ESTACIONES A EVALUAR	48
2.1.4	DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE POZOS A EVALUAR	49
2.1.5	DESCRIPCIÓN DE POZO DE PRODUCCIÓN Y SISTEMA DE TUBERÍAS A SER EVALUADAS	49
2.1.6	CARACTERIZACIÓN DE LÍNEAS DE FLUJO	50
2.2	METODOLOGÍA PARA EVALUAR LA CORROSIÓN	50
2.2.1	NORMA ESTABLECIDA PARA RETIRO, INSTALACIÓN Y LIMPIEZA DE CUPONES CORROSIÓN	50
2.2.1.1	Materiales empleados para retiro e instalación de cupones	51
2.2.1.2	Procedimiento para retiro e instalación de cupones.....	51
2.2.1.3	Equipo empleado para limpieza de cupones	52
2.2.1.4	Reactivos utilizados para la limpieza de cupones retirados de la línea de flujo	53

2.2.1.5	Procedimiento para limpieza de cupones retirados.....	54
2.2.2	DETERMINACIÓN DE ALCALINIDAD TOTAL EN EL AGUA.....	55
2.2.2.1	Equipo para determinación de alcalinidad total	55
2.2.2.2	Reactivos para determinación de alcalinidad total	55
2.2.2.3	Procedimiento en la determinación de alcalinidad total	56
2.2.3	DETERMINACIÓN DE DUREZA CÁLCICA	56
2.2.3.1	Equipos de dureza cálcica	56
2.2.3.2	Reactivos para determinación de dureza cálcica	56
2.2.3.3	Procedimiento para determinar la dureza cálcica	57
2.2.4	DETERMINACIÓN DE DUREZA TOTAL.....	57
2.2.4.1	Equipos para determinación de dureza total.....	57
2.2.4.2	Reactivos para determinación de dureza total	57
2.2.4.3	Procedimiento determinación de dureza total	58
2.2.5	DETERMINACIÓN DE CLORUROS	58
2.2.5.1	Equipo empleado para determinación de cloruros.....	58
2.2.5.2	Reactivos en determinación de cloruros	58
2.2.5.3	Procedimiento para determinación de cloruros	59
2.2.6	DETERMINACIÓN DE HIERRO TOTAL.....	60
2.2.6.1	Equipo empleado en la determinación de hierro total	60
2.2.6.2	Reactivos para determinación de hierro total	60
2.2.6.3	Procedimiento para determinación de hierro total.....	61
2.2.7	DETERMINACIÓN DE SULFATOS	62
2.2.7.1	Equipo empleado en la determinación de sulfatos	62
2.2.7.2	Procedimiento para determinar sulfatos.....	63
2.2.8	DETERMINACIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO EN GAS.....	63
2.2.8.1	Equipo empleado en la determinación dióxido de carbono	63
2.2.8.2	Procedimiento para determinación de dióxido de carbono	64
2.3	EVALUACIÓN DE LA CORROSIÓN.....	64
2.4	DEFINICIÓN PARA CONTROL O CORRECCIÓN DE CORROSIÓN	66
2.4.1	CONTROL O CORRECCIÓN DE CORROSIÓN POR CUPONES DE CORROSIÓN.....	66
2.4.2	CONTROL O CORRECCIÓN DE CORROSIÓN POR TENDENCIA DE AGUA.....	67
2.4.3	CONTROL O CORRECCIÓN DE CORROSIÓN INSPECCIÓN VISUAL	68
3	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	69
3.1	SELECCIÓN DE ESTACIONES PARA EVALUACIÓN	69
3.2	SELECCIÓN DE POZOS A EVALUAR.....	71
3.2.1	POZOS SELECCIONADOS ESTACIÓN SHUARA	71
3.2.2	POZOS SELECCIONADOS ESTACIÓN ATACAPI	73
3.2.3	CARACTERIZACIÓN DE LÍNEAS DE FLUJO	75
3.3	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE CUPONES DE CORROSIÓN ESTACIÓN SHUARA	76
3.3.1	UBICACIÓN POZOS EVALUADOS ESTACIÓN SHUARA	76

3.3.2	UBICACIÓN DE PUNTOS DE MONITOREO PARA LA EVALUACIÓN CUPONES DE CORROSIÓN	76
3.3.3	RESULTADOS DE RETIRO E INSTALACIÓN DE CUPONES DE CORROSIÓN.....	78
3.4	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE CUPONES DE CORROSIÓN ESTACIÓN ATACAPI.....	82
3.4.1	UBICACIÓN DE POZOS EN ESTACIÓN	82
3.4.2	UBICACIÓN DE PUNTOS DE MONITOREO PARA LA EVALUACIÓN CUPONES DE CORROSIÓN	83
3.4.3	RESULTADOS DE RETIRO E INSTALACIÓN DE CUPONES DE CORROSIÓN.....	83
3.5	RESULTADOS DE ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICOS EN AGUAS DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN SHUARA	86
3.5.1	RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 04.....	86
3.5.2	RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 06.....	89
3.5.3	RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 09.....	90
3.5.4	RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 14.....	92
3.5.5	RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 20.....	95
3.5.6	RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 25.....	97
3.6	RESULTADOS DE ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICOS EN AGUAS DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN ATACAPI.....	102
3.6.1	RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 02.....	102
3.6.2	RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 07.....	105
3.6.3	RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 09.....	107
3.6.4	RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 15.....	109
3.6.5	RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 16.....	111
3.6.6	RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 17.....	113
3.7	ÍNDICES DE SATURACIÓN OBTENIDOS	116
3.7.1	RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL ESTACIÓN SHUARA	116
3.7.2	RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL ESTACIÓN ATACAPI	118
3.8	RESULTADO DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN.....	121
3.8.1	RESULTADOS Y DISCUSIÓN ESTACIÓN SHUARA	121
3.8.2	RESULTADOS Y DISCUSIÓN ESTACIÓN ATACAPI	123
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	126
4.1	CONCLUSIONES.....	126
4.2	RECOMENDACIONES	128
	BIBLIOGRAFÍA	129
	ANEXOS	134

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1.1. Ilustración de la celda de corrosión en pieza metálica de Zn inmersa en electrolito de HCl (Ahmad, 2000)	9
Figura 1.2. Ilustración de diagrama de Pourbaix a 25°C (Shreir <i>et al.</i> , 2000).....	17
Figura 1.3. Diagrama de equilibrio sistema hierro-agua 25°C (Shreir <i>et al.</i> , 2000).....	19
Figura 1.4. Ilustración de diagrama de polarización (Schweizter, 2000)	20
Figura 1.5. Proporción de carbonato de calcio de acuerdo al pH	32
Figura 1.6. Esquema de cupón de corrosión (NACE, 2000).....	34
Figura 2.1. Localización del Campo Libertador	47
Figura 2.2. Ubicación de las Estaciones Campo Libertador	48
Figura 2.3. a) Retriever y b) válvula para retiro e instalación de cupones de corrosión	51
Figura 2.4. a) Titulador digital marca HACH b) plancha magnética	59
Figura 2.5. Erlenmeyer de 250ml.....	59
Figura 2.6. Equipo utilizado para la determinación de hierro.....	61
Figura 2.7. Bomba tipo SENSIDYNE 100ml de capacidad	64
Figura 3.1. Resultados de producción diaria de petróleo por estación	69
Figura 3.2. Resultados de porcentaje de agua presente en la producción diaria de petróleo por estación	70
Figura 3.3. Resultados del total de tipo de levantamiento artificial por estación	71
Figura3.4. Producción diaria de petróleo por cada pozo estación Shuara	72
Figura 3.5. Porcentaje de agua presente en la producción diaria de petróleo por cada pozo estación Shuara.....	72
Figura 3.6. Producción diaria de petróleo por cada pozo estación Atacapi	74
Figura 3.7. Porcentaje de agua presente en la producción diaria de petróleo por cada pozo estación Atacapi	74
Figura3.8 Distribución geográfica de pozos estación Shuara	76
Figura3.9 Ubicación del punto de monitoreo de cupones de corrosión en la tubería de transporte.....	77
Figura3.10 Cupones evaluados luego de ser pesados y lavados pozo 06	78
Figura3.11 Cupones evaluados luego de ser pesados y lavados pozo 14	79
Figura3.12 Cupón evaluado luego de ser retirado y lavados pozo 20	79

Figura3.13	Ubicación de los pozos estación Atacapi	83
Figura3.14	Cupones evaluados luego de ser pesados y lavados pozo 09	84
Figura3.15	Cupones evaluados luego de ser pesados y lavados pozo 15	84
Figura3.16	Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros, alcalinidad y dureza cálcica pozo 04.....	87
Figura3.17	Variación de producción en barriles por día durante cuatro meses de evaluación.....	88
Figura3.18	Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros, alcalinidad y dureza cálcica pozo 09 estación Shuara.....	91
Figura3.19	Variación de producción en pozo 09 en barriles por día durante cuatro meses de evaluación.....	92
Figura3.20	Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros, alcalinidad y dureza cálcica pozo 14 estación Shuara.....	94
Figura3.21	Variación de producción en pozo 14 en barriles por día durante cuatro meses de evaluación.....	94
Figura3.22	Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros, alcalinidad y dureza cálcica pozo 20 estación Shuara.....	96
Figura3.23	Variación de producción en pozo 20 en barriles por día durante cuatro meses de evaluación.....	97
Figura3.24	Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros, alcalinidad y dureza cálcica pozo 25 estación Shuara.....	99
Figura3.25	Variación de producción en pozo 25 en barriles por día durante cuatro meses de evaluación.....	99
Figura3.26	Curva de variación de concentración en ppm de dureza cálcica para pozos de estación Shuara	100
Figura3.27	Curva de variación de concentración en ppm de alcalinidad para pozos de estación Shuara	101
Figura3.28	Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros para pozos de estación Shuara	102
Figura3.29	Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros, alcalinidad y dureza cálcica pozo 02 estación Atacapi.....	104
Figura3.30	Variación de producción en pozo 02 en barriles por día durante cuatro meses de evaluación.....	104

Figura3.31	Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros, alcalinidad y dureza cálcica pozo 07 estación Atacapi.....	106
Figura3.32	Variación de producción en pozo 07 en barriles por día durante cuatro meses de evaluación estación Atacapi	106
Figura3.33	Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros, alcalinidad y dureza cálcica pozo 09 estación Atacapi.....	108
Figura3.34	Variación de producción en pozo 09 en barriles por día durante cuatro meses de evaluación estación Atacapi	108
Figura3.35	Cupones evaluados luego de ser pesados y lavados de la estación Atacapi	110
Figura3.36	Variación de producción en pozo 15 en barriles por día durante cuatro meses de evaluación.....	110
Figura3.37	Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros, alcalinidad y dureza cálcica pozo 09 estación Atacapi.....	112
Figura3.38	Variación de producción en pozo 16 en barriles por día durante cuatro meses de evaluación estación Atacapi	112
Figura3.39	Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros, alcalinidad y dureza cálcica pozo 17 estación Atacapi.....	114
Figura3.40	Variación de producción en pozo 16 en barriles por día durante cuatro meses de evaluación.....	114
Figura3.41	Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruro en pozos evaluados de estación Atacapi.....	115
Figura3.42	Curva de variación de concentración en ppm de alcalinidad para pozos evaluados de estación Atacapi.....	116

ÍNDICE DE TABLAS

		PÁGINA
Tabla 1.1.	Serie Electroquímica o electromotriz de potenciales.....	15
Tabla 1.2.	Serie galvánica para determinar el grado de nobleza de los metales.....	16
Tabla 1.3.	Tipos de incrustación presentes en la industria Petrolera	30
Tabla 2.1.	Equipos utilizados en el retiro, instalación y limpieza de cupones de co- rrosión.....	53
Tabla 2.2.	Reactivos empleados para la limpieza de cupones de corrosión.....	54
Tabla 2.3.	Equipo utilizado para la determinación de alcalinidad total	55
Tabla 2.4.	Reactivos utilizados en la determinación de alcalinidad total.....	56
Tabla 2.5.	Reactivos empleados para determinación de dureza cálcica.....	57
Tabla 2.6.	Reactivos empleados para determinación de dureza total	58
Tabla 2.7.	Reactivos empleados para determinación de cloruros	59
Tabla 2.8.	Equipos utilizados en la determinación de hierro total.....	60
Tabla 2.9.	Reactivos empleados para determinación de hierro total.....	61
Tabla 2.10.	Reactivos empleados para determinación de sulfatos	62
Tabla 2.11.	Rangos óptimos establecidos para evaluación de cupones de corrosión.....	65
Tabla 2.12.	Rangos óptimos establecidos para evaluación de cupones de corrosión.....	65
Tabla 2.13.	Rangos establecidos para evaluación de tendencia presente en aguas de formación.....	65
Tabla 3.1.	Características del sistema de tuberías de los pozos de las estaciones Shuara y Atacapi establecidos para evaluación	75
Tabla 3.2.	Resultados obtenidos de evaluación a cupones de corrosión pozo 06 estación Shuara.....	80
Tabla 3.3.	Resultados obtenidos de evaluación a cupones de corrosión pozo 14 estación Shuara.....	80
Tabla 3.4.	Resultados obtenidos de evaluación a cupones de corrosión pozo 20 estación Shuara.....	81
Tabla 3.5.	Resultados obtenidos de evaluación a cupones de corrosión pozo 09 estación Atacapi.....	85

Tabla 3.6.	Resultados obtenidos de evaluación a cupones de corrosión pozo 15 estación Atacapi.....	85
Tabla 3.7.	Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 04 de estación Shuara durante agosto, septiembre, octubre y noviembre	86
Tabla 3.8.	Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 06 de estación Shuara durante agosto, septiembre, octubre y noviembre	89
Tabla 3.9.	Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 09 de estación Shuara durante agosto, septiembre, octubre y noviembre	90
Tabla 3.10.	Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 14 de estación Shuara durante agosto, septiembre, octubre y noviembre	93
Tabla 3.11.	Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 20 de estación Shuara durante agosto, septiembre, octubre y noviembre	95
Tabla 3.12.	Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 25 de estación Shuara durante agosto, septiembre, octubre y noviembre	98
Tabla 3.13.	Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 14 de estación Atacapi durante agosto, septiembre, octubre y noviembre	103
Tabla 3.14.	Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 14 de estación Atacapi durante agosto, septiembre, octubre y noviembre	105
Tabla 3.15.	Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 09 de estación Atacapi durante agosto, septiembre, octubre y noviembre	107
Tabla 3.15.	Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 09 de estación Atacapi durante agosto, septiembre, octubre y noviembre (Continuación); Error! Marcador no def	
Tabla 3.16.	Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 14 de estación Atacapi durante agosto, septiembre, octubre y noviembre	109
Tabla 3.17.	Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 16 de estación Atacapi durante agosto, septiembre, octubre y noviembre	111
Tabla 3.18.	Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 17 de estación Atacapi durante agosto, septiembre, octubre y noviembre	113
Tabla 3.19.	Índice de saturación obtenido para cada pozo evaluado en la estación Shuara	116
Tabla 3.20.	Índice de saturación obtenido para cada pozo evaluado en la estación Atacapi	119

Tabla 3.21.	Velocidad de corrosión obtenida en la evaluación de las tuberías de los pozos evaluados en la estación Shuara	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 3.22.	Velocidad de corrosión obtenida en la evaluación de las tuberías de los pozos evaluados en la estación Atacapi	123
Tabla A1.1.	Historial de todos los pozos presentes de la estación Frontera.....	136
Tabla A1.2.	Historial de todos los pozos presentes en la estación Tapi.....	137
Tabla A1.3.	Historial de todos los pozos presentes en la estación Tetete	138
Tabla A1.4.	Historial de todos los pozos presentes en la estación Shushuqui.....	140
Tabla A1.5.	Historial de todos los pozos presentes en la estación Pacayacu	142
Tabla A1.6.	Historial de todos los pozos presentes en la estación Shuara	142
Tabla A1.7.	Historial de todos los pozos presentes en la estación Secoya.....	145
Tabla A1.8.	Historial de todos los pozos presentes en la estación Atacapi.....	150
Tabla A1.9.	Datos para cálculo de velocidad de corrosión	152

ÍNDICE DE ANEXOS

PAGINA	
ANEXO I	
Historial de Todos los Pozos Existentes en El Área Libertador con su Respectiva Estación.....	135
ANEXO II	
Ejemplo de Cálculo para obtener La Velocidad de Corrosión En Los Cupones De Corrosión Evaluados	152
ANEXO III	
Ejemplo De Cálculo Para Determinar El Índice De Saturación Según El Modelo De Oddo – Thomson.....	154
ANEXO IV	
Ejemplo De Cálculo Para Determinar La Velocidad De Corrosión Generalizada En Base Al Residual De Hierro Presente En Tuberías Cuya Longitud Consta Desde El Cabezal De Pozo Productor Hasta El Manifold De La Estación Respectiva.....	157

RESUMEN

En el presente proyecto se analiza el fenómeno de la corrosión mediante la evaluación a los sistemas de tuberías de pozos productores o líneas de flujo en dos estaciones productoras del Área Libertador de PETROECUADOR.

Para realizar la evaluación a los sistemas de tuberías en primer lugar se procedió a establecer cuales serían las dos estaciones a evaluar mediante recopilación e interpretación de historiales de todos los pozos existentes en el Área Libertador.

Luego de revisar la información recolectada las estaciones: Shuara y Atacapi fueron establecidas para realizar la evaluación del fenómeno de la corrosión a los sistemas de tuberías.

En el primer capítulo se revisó y recopiló la bibliografía referente a este tema: mecanismo, tipos de corrosión, evaluación y control de este fenómeno.

En el segundo capítulo se realizó la evaluación a los sistemas de tuberías mediante la aplicación de procedimientos experimentales aceptados internacionalmente.

En el tercer capítulo se analizaron los resultados obtenidos mediante la comparación de estos con datos establecidos en tablas de rangos.

El cuarto y último capítulo se concluyó que los sistemas de tuberías evaluados poseen problemas de corrosión generalizada y desgaste interno, además las aguas de formación presentaron tendencia incrustante muy baja y tendencia corrosiva, lo que se recomendó realizar evaluaciones del estado de la tubería con técnicas de medición de espesores, determinar las causas de la corrosión, diseñar métodos de protección e iniciar nuevamente el tratamiento químico de protección.

INTRODUCCIÓN

La irremediable destrucción que presentan los materiales en especial los metálicos se puede cuantificar en millones de dólares a nivel mundial, este tipo de destrucción se debe en gran parte al fenómeno de la corrosión el mismo que constituye un proceso electroquímico de deterioro del metal (Haynes y Baboian, 1985).

Los altos costos que representa este fenómeno han obligado al ingeniero de corrosión a tratar de mitigar el efecto de la corrosión presente en las estructuras metálicas que han sido utilizadas en los diferentes sectores industriales (Jones, 1999).

En el sector petrolero se estima que los daños causados por este fenómeno superan los 100 millones de dólares anuales, debido al desgaste interno que presentan los equipos y las instalaciones de producción (Uhlig, 1998). La corrosión se presenta interna y externamente en las instalaciones de producción provocando paradas en la producción o en el peor de los casos derrames de crudo produciendo impactos económicos y ambientales muy elevados (Bilurbina *et al.*, 2003).

En nuestro país PETROECUADOR es una de las empresas que extrae crudo mediante operaciones que son realizadas a través de equipo que constan de material metálico las mismas que también pueden ser afectadas por la corrosión, por este motivo es de vital importancia evaluar el estado de deterioro corrosivo interno presente en las tuberías de transporte de crudo para implementar sistemas de protección o cambios de materiales y prevenir: derrames, paradas de producción o en el peor de los casos pérdida de vidas humanas.

1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

1.1 CORROSIÓN EN TUBERÍAS

La mayoría de tuberías, equipos y maquinarias que se utilizan para la producción de petróleo son construidos en su mayoría de materiales metálicos, los mismos que sufren desgaste, deterioro o destrucción interna y externa, debido a que están expuestos a ambientes corrosivos como son: sólidos suspendidos, ataque por bacterias sulfatoreductoras, desgaste interno, ambientes húmedos, altas temperaturas y presiones etc. Estos ambientes corrosivos provocan colapsos, desgates o rotura de las tuberías que generan cuantiosas pérdidas económicas debido a la presencia de derrames; por este motivo es de gran interés el enfocar el estudio de este fenómeno al sistema de tuberías. (Ahmad, 2000).

1.1.1 LA CORROSIÓN

Los materiales utilizados por la industria para la construcción de tuberías son metales termodinámicamente inestables que se obtienen a partir de especies minerales estables en condiciones naturales, las mismas que al ser expuestas a ambientes naturales tienden a estabilizarse química y energéticamente, es decir tienden a volver a su estado natural, por lo tanto se define a la corrosión como el deterioro de las propiedades físicas y químicas de un metal por reacción química o electroquímica con el medio que lo rodea (Ortega, 1990)

Los términos herrumbrado u oxidación aplica directamente a la corrosión de hierro y las aleaciones del mismo, en este proceso se forman productos de corrosión compuestos en su mayor parte de óxidos de hierro hidratados. Por tanto, los metales no ferrosos se corroen pero no se herrumbran (Ahmad, 2000).

1.1.2 IMPORTANCIA ECONÓMICA DE LA CORROSIÓN

Las pérdidas económicas ocasionadas por el deterioro progresivo o ruptura repentina de las estructuras metálicas que son utilizadas en equipos y maquinarias para la extracción y producción de crudo, son altas alrededor del 4,5% del PIB (Uhlig, 1998), por este motivo es importante enfocarse en el estudio profundo de este fenómeno para prevenir o mitigar este fenómeno y disminuir este tipo de pérdidas para beneficiar al país, ahorrándole miles de dólares anuales a las instalaciones de PETROPRODUCCIÓN.

Las pérdidas debido al fenómeno de la corrosión se expresan de dos maneras:

1.1.2.1 Pérdidas directas

Las pérdidas directas se refieren a los gastos generados: al reemplazar instalaciones y materiales corroídos, mantener protección permanente para controlar la corrosión de estructuras metálicas, sustitución de materiales corroídos por otros de mejor calidad que implica un mayor costo, además se incluyen los gastos por mantenimiento de tuberías con protección catódica, debido a la sustitución de tubería, ánodos de sacrificio y equipo de alta tecnología utilizado (Davis, 2000).

1.1.2.2 Pérdidas indirectas

Las pérdidas indirectas son más complicadas de evaluar porque implican las pérdidas de tiempo por paradas en las instalaciones de producción, este tipo de pérdidas pueden superar enormemente a las pérdidas directas. Las pérdidas indirectas se presentan a continuación:

a. Interrupciones en la producción

Para reemplazar tuberías corroídas y deterioradas es necesario parar la producción en la planta con el fin de evitar derrames de crudo, esto implica una

pérdida de millones de dólares diarios debido a que no existe producción, para disminuir estas pérdidas es necesario optimizar el tiempo de trabajo (Ahmad, 2000).

b. Pérdidas de producto

Este tipo de pérdidas se presenta cuando las tuberías han colapsado o han sufrido deterioros dando lugar a derrames de producto el mismo que no se detecta a tiempo sino hasta que el mismo es evidente, cuando el derrame se da en tuberías enterradas toma más tiempo detectar el derrame por lo que se pierde miles de barriles y millones de dólares hasta controlar el derrame [Ahmad, 2000; Shweitzer ,2004].

c. Pérdidas de rendimiento

Estas pérdidas se presentan cuando existen productos de corrosión interna los mismos se acumulan formando capas internas en las tuberías y pueden producir taponamientos o disminuir el caudal de producción lo que obliga a incrementar el trabajo del sistema de bombeo, esto provoca una inestabilidad en el sistema de producción puesto que aumentará el costo de producción hasta corregir el problema (Shweitzer, 2004)

d. Contaminación del producto

El hierro disuelto, producto de la corrosión puede presentarse en el producto final contaminando el mismo, provocando que el producto final deprecie su valor comercial [Ahmad, 2000; Shweitzer ,2004].

e. Sobredimensionamiento

Un factor predominante en el sobredimensionamiento en los diseños de maquinaria o equipos de los diferentes procesos, es el desconocimiento de las velocidades de corrosión y los métodos de control; se suele diseñar equipos con

materiales más resistentes y por ende más costosos. Además se incurre en el diseño de equipos con mayor capacidad a la necesitada usando valores de presión y temperatura elevadas que implican un gasto elevado, todos estos contratiempos se pueden prevenir en el diseño teniendo un conocimiento más profundo de la corrosión [Ahmad, 2000; Shweitzer ,2004].

1.1.3 FORMAS Y MECANISMOS DE LA CORROSIÓN

La principal causa para que se lleve a cabo este fenómeno es la gran inestabilidad de los metales en su forma refinada debido a la gran cantidad de energía que se necesita para llevarlos desde que se encuentran en forma de óxidos, carbonatos y sales hasta que adquieren su forma final metálica (Fontana y Greene, 1998).

Existen tres tipos de mecanismos corrosivos que dependen del medio agresivo al que se expone el metal, hablaremos de un ataque químico cuando el medio agresivo sea una fase gaseosa, de ataque electroquímico cuando el medio agresivo sea una fase líquida y de ataque por bacterias cuando en el medio las bacterias sean las causantes de este fenómeno (Shreir *et al.*, 2000).

1.1.3.1 Ataque químico

Por ataque o corrosión química se entiende la destrucción del metal u otro material por la acción de gases o líquidos no electrolíticos (gasolina, aceites etc.), asociados a altas temperaturas. (Winston y Uhlig, 2008). Consiste en el ataque directo de un elemento no metálico contra uno metálico. A continuación se presentan ejemplos de elementos metálicos y no metálicos:

- Oxígeno (O₂).
- Azufre (S) y
- Cloro (Cl)

Ejemplos de materiales metálicos:

- Principalmente metales a base de hierro (Fe), que constituyen la mayoría de las instalaciones de producción y transporte en los campos petroleros
- El agua es uno de los enemigos de la mayoría de los metales, debido a que uno de sus componentes es el oxígeno.

Además del ataque directo de estos elementos no metálicos, la corrosión puede ser causada por la acción de productos químicos y sales oxidantes como: cloruro férrico (FeCl_3), sulfato de cobre (SO_4Cu), sulfuros metálicos y gases sulfohídricos como sulfuro de hidrógeno (SO_3H_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S), dióxido de carbono (CO_2), cloruro de amonio (NH_4Cl), los mismos que poseen una corrosividad específica (Corominas, 2000).

Por ejemplo la corrosión por oxígeno ocurre mediante las siguientes reacciones [1.1] y [1.2]:



Cuando el dióxido de carbono se disuelve en el agua se forma ácido carbónico [1.3] disminuyendo el pH del agua incrementando su corrosividad, la reacción que se lleva a cabo para forma de corrosión es [1.4], (Estrada y Valdivia, 2009).



El producto de la reacción es hierro carbonatado e hidrógeno que son productos de corrosión.

La corrosión primaria causada por la disolución del dióxido del carbono es comúnmente conocida como corrosión dulce.

El sulfuro de hierro es soluble en agua y una vez disuelto se comporta como un ácido débil, originando generalmente picadura, al ataque producido por este ácido se conoce como corrosión agria. La reacción producida [1.5] por este ácido se muestra a continuación:



Los daños producidos por la corrosión en el interior de las tuberías se deben a la presencia y acción de este fenómeno.

1.1.3.2 Ataque por bacterias

Los microorganismos tienen la capacidad de modificar por diferentes acciones bioquímicas la estructura fisicoquímica de la materia, las aleaciones fueron diseñadas para tolerar la acción microbiológica de transformación fisicoquímica, sin embargo los microorganismos estimulados por el ambiente pueden desestabilizar la aleación debido a los diversos mecanismos bioquímicos que poseen para ello (Hayness y Baboian, 1985)

Los procesos de corrosión microbiológica (MIC) son reconocidos en la actualidad como la mayor fuente de problemas ,fallas estructurales y pérdidas económicas se estima que el 20-30 % de los casos de corrosión son causados por microorganismos, la biocorrosión de las superficies metálicas (MIC) es causada por procesos biológicos y electroquímicos que ocurren en la superficie de los metales mediante la participación de microorganismos adheridos a las superficies de los metales a través de formaciones denominadas biofilms (Jones, 2000). Mediante este proceso de formación de biofilms las superficies metálicas son modificadas y condicionadas biológicamente.

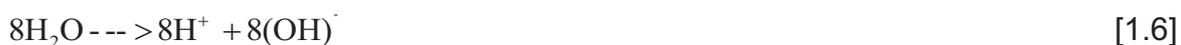
La precipitación de sales inorgánicas en las superficies de las tuberías produce incrustaciones, que en general son el primer paso hacia el proceso de corrosión, la velocidad de precipitación depende de variables como: temperatura, concentración de sales formadoras de depósitos, pH. A partir del efecto producido

por el crecimiento y el metabolismo microbiano comienzan dos procesos (Keitelman y Ortiz, 2003):

Un proceso de disolución metálica, desde la superficie metálica hacia el exterior y otro de deposición de productos de corrosión (scaling), que se depositan sobre el metal, con la formación de una interfase que condicionará el comportamiento del metal, llegando en ocasiones hasta su fisuración, con pérdida del contenido de las tuberías al exterior y generación de accidentes industriales y hacia el medio ambiente (Little y Lee, 2007).

El mecanismo que se establece para esta forma de corrosión se presenta a continuación:

El agua se encuentra disociada de la siguiente manera [1.6]:



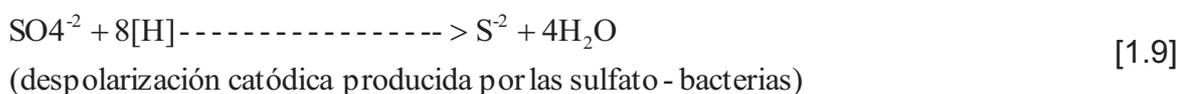
Cuando el hierro se introduce en un medio acuoso o ambiente húmedo se produce la reacción [1.7]:



Cuando el oxígeno está ausente, su papel como aceptor de electrones es realizado por los protones, y como resultado se genera hidrógeno [1.8].



Las bacterias consumen este hidrógeno y dejan un medio apto para que se sigan produciendo las reacciones de corrosión, reduciendo los sulfatos a sulfuros [1.9]:



Los sulfuros reaccionan con los iones hierros para formar sulfuro de hierro, esto se muestra en las reacciones [1.10] y [1.11]:



Las sulfato bacterias incrementarían la corrosión del metal a través de un efecto directo (retiran hidrógeno) y otro indirecto (la producción de sulfuro de hidrógeno y de sulfuro de hierro). La presencia de óxidos de hierro y de la actividad sulfato reductora constituyen los principales factores determinantes de la corrosión medida por sulfato bacterias (Little y Lee, 2007).

1.1.3.3 Ataque electroquímico

Si el medio agresivo es líquido o húmedo el ataque es una reacción que implica una transferencia de cargas como parte de una reacción considerada como electroquímica que resulta de dos reacciones simultáneas: oxidación y reducción las mismas que obedecen a las leyes electroquímicas (Bilurbina *et al.*, 2003).

Es usual llamar corrosión electroquímica aquella que implica un transporte simultáneo de electricidad a través de un electrolito, en este grupo encontramos la corrosión en soluciones salinas y aguas de mar, corrosión atmosférica y la corrosión en suelos [Fontana y Greene, 1998; Ahmad, 2000].

Para que exista el ataque o corrosión electroquímica es necesario la presencia de una celda de corrosión que consta de tres componentes básicos: ánodo, cátodo y electrolito (Bilurbina *et al.*, 2003).

Ánodo: es el electrodo en el cual o a través del cual la corriente positiva pasa hacia el electrolito. Es la parte del metal en la que se está llevando a cabo una reacción de oxidación, debido a que parte del metal se disuelve y pasa al electrolito, esto sucede debido a que los átomos metálicos pierden electrones y pasan a la solución como iones, los átomos contienen la misma cantidad de

protones y electrones pero al existir pérdida de electrones se genera un exceso de carga positiva dando lugar al ión positivo (Bilurbina *et al.*, 2003).

Cátodo: es el electrodo en el cual ingresa la corriente positiva proveniente del electrolito, es la superficie metálica que no se disuelve y el sitio de otra reacción química necesaria para completar el proceso de corrosión. Los electrones que se liberan al dividir el metal en el ánodo viajan hasta la zona catódica donde se consumen por la reacción de un agente oxidante presente en el electrolito, el consumo de electrones se conoce como reacción de reducción [Walsh, 1991; Ahmad, 2000].

Electrolito: para completar el circuito eléctrico: la superficie metálica, el ánodo y cátodo deben estar inmersos en una solución conductora de electricidad que se conoce como electrolito este conduce la corriente del ánodo al cátodo y completa el circuito retornando al ánodo a través de la superficie metálica (Davis, 2000).

Este mecanismo se puede ilustrar a través de un material metálico usando como ejemplo al cinc inmerso en una solución de ácido clorhídrico, los átomos metálicos Zn ceden electrones convirtiéndose en cationes Zn^{++} , mientras que los iones H^+ aceptan los electrones formando moléculas de H_2 como se muestra en la figura 1.1 (Ahmad, 2000).

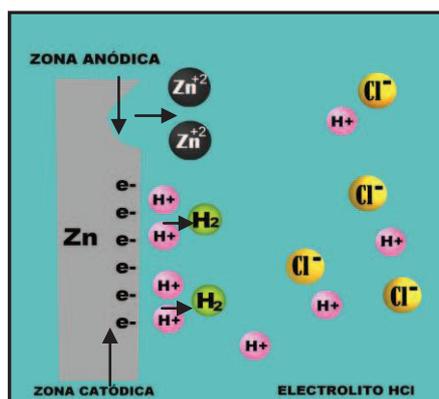


Figura 1.1. Ilustración de la celda de corrosión en pieza metálica de Zn inmersa en electrolito de HCl (Ahmad, 2000)

La reacción global de la corrosión es una reacción química, tomando el caso del ejemplo de la oxidación de Zn se tiene las reacciones [1.12], [1.13] y [1.14]

Reacción anódica oxidación del Zn:



Reacción catódica reducción de los protones:



Reacción global:



1.1.3.4 Termodinámica de la corrosión

Los metales en general, excepto los metales nobles, se encuentran en estado natural combinados con otros elementos químicos formando minerales como: óxidos, carbonatos, sulfuros, etc. Para obtener el metal se realizan procesos de refinación [Ahmad, 2000; Uhlig 1998].

En el proceso de refinación del hierro se imparte energía en forma de calor al mineral hasta lograr obtener su forma final como metal, esta energía queda disponible y se conoce como energía libre de Gibbs ($-\Delta G^{\circ}$), la misma que impulsa la reacción de corrosión cuando el metal se coloca en un medio electrolítico (Otero, 1997).

La posibilidad de que una reacción de corrosión ocurra espontáneamente bajo ciertas condiciones reales, implica conocer los cambios energéticos asociados con la reacción, es decir la variación de energía del metal antes y después de corroerse (Bilurbina *et al.*, 2003). Este cambio de energía libre esta dado por la ecuación [1.15].

$$\Delta G = \sum n_f u_f - \sum n_i u_i \quad [1.15]$$

Donde:

$\sum n.u$ = Sumatoria de potenciales químicos del i-ésimo compuesto en su estado final e inicial.

Cuanto mayor sea el cambio de energía, mayor será la tendencia a que la reacción de la corrosión ocurra.

Si el signo del balance es negativo implica que está pasando de un estado de mayor energía a un estado de menor energía a este tipo de proceso se le conoce como proceso espontáneo y ocurre en la naturaleza por sí solo liberando energía, si el cambio de energía libre en una reacción es igual al trabajo reversible total que se puede realizar esto se puede observar en la ecuación [1.16] (Nigel y Warren, 2006).

$$-\Delta G = \Delta W \quad [1.16]$$

Donde:

$-\Delta G$ = es la variación de energía libre de una reacción espontánea.

ΔW = trabajo (eléctrico, expansión, gravitacional, etc.)

En una reacción electroquímica ocurren simultáneamente reacción de oxidación y reducción, incluyendo especies eléctricas en un medio electrolito en equilibrio termodinámico (Standsbury, 2000). La corrosión es un proceso espontáneo irreversible de reacciones electroquímicas que se lleva a cabo en un electrolito con la existencia de: ánodos y cátodos (electrodos que pueden ser de dos tipos de metal diferentes o diferentes zonas de la superficie de un mismo metal), solución conductora de electricidad que se conoce como electrolito y de la ruta

metálica que es el puente de unión de los dos metales [Stern, 1987; Ahmad, 2000].

La diferencia de potencial creada entre electrodos provoca una migración de electrones desde el ánodo hacia el cátodo a través del conductor metálico constituyendo la pila galvánica, a esta diferencia de potencial se le da el nombre de diferencial de celda E^θ , como existe transporte de cargas debe existir un trabajo para transportarlas a este se le denomina trabajo eléctrico W_E que es la carga total transportada multiplicada por la diferencia de potencial existente entre electrodos y se expresa mediante la ecuación [1.17] (Nigel y Warren, 2006).

$$\Delta W_E = n * F * E^\theta \quad [1.17]$$

Donde:

n = número de electrones implicados en la reacción.

F = es la constante de Faraday (96500 c).

E^θ = potencial al que tiene lugar el proceso.

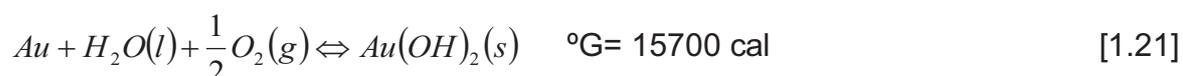
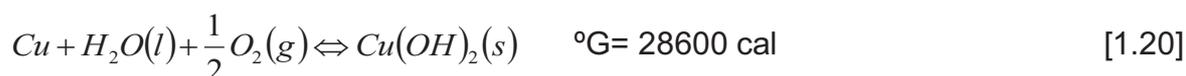
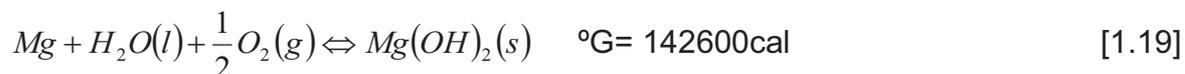
Debido a que solamente existe trabajo eléctrico que se obtiene de una reacción electroquímica la máxima cantidad de trabajo útil que se puede obtener de este tipo de reacción se ha transformado en energía eléctrica para transportar las cargas. Por lo tanto sustituyendo la relación entre la energía libre y el trabajo se tiene la ecuación [1.7] (Nigel y Warren, 2006).

$$-\Delta G = n * F * E^\theta \quad [1.18]$$

Por lo tanto se deduce que el cambio de energía libre de una reacción electroquímica es directamente proporcional al potencial electroquímico generado (Galvele, 1979).

La tendencia a realizarse una reacción química viene dada por la energía libre de Gibbs que puede considerarse como el motor de la reacción (Bilurbina *et al.*, 2003). La reacción tiene lugar a expensas de la energía libre, cuando mayor es el

valor de ΔG° mayor es la posibilidad de se lleve a cabo la reacción, como ejemplo podemos observar las reacciones [1.19], [1.20] y [1.21], a 25°C.

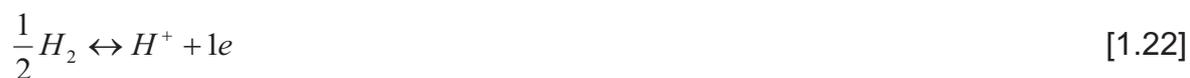


En estas reacciones se observa que el magnesio tiene una mayor tendencia a corroerse que el cobre y que el oro experimentará difícilmente la corrosión, pero esta tendencia no mide la velocidad de corrosión (Fontana y Greene, 1998).

1.1.3.5 Serie electromotriz

Para tener una base cuantitativa a lo mencionado anteriormente, se realiza el diseño de una escala en donde los diversos metales se colocan en soluciones que contienen sus mismas sales, para las mismas condiciones de presión, temperatura y concentración de electrolitos (Davis, 2000). Se observa cada metal en una reacción electroquímica en equilibrio, en una solución de sus mismos iones con una concentración de un mol del ión por litro de solución a condiciones estándar, no se puede medir el valor absoluto de cualquier interfase metal – solución, debido a que es necesario cerrar el circuito eléctrico de medición, por lo que se introduce una nueva interfase cuyo potencial absoluto también se desconoce; por tanto se selecciona una interfase como patrón de referencia frente a la cual se puedan medir todos los demás potenciales de electrodo [Davis 2000; Bilurbina 2003]. Para este fin se seleccionó la reacción de equilibrio del hidrógeno llevada a cabo sobre y electrodo de platino bajo las mismas condiciones

estándar, determinándole un valor de 0.0 voltios, como se muestra en la ecuación [1.22].



Para una mejor comprensión de lo expuesto anteriormente se considera una celda electroquímica que tiene como electrodos al zinc e hidrógeno que se muestra en la siguiente ecuación [1.23]:



Se construye una celda electroquímica conteniendo electrodos de zinc y platino, en equilibrio con sus iones separados por una membrana porosa en condiciones estándar, se conecta un voltímetro de alta impedancia entre los electrodos de Zn y Pt, se observa una diferencia de potencial con un valor de 0,76 voltios. Como el electrodo de Pt es negativo con respecto al electrodo de H₂ y por definición este tiene 0,0 voltios, entonces el potencial del Zn es -0,76 voltios. A partir de esta convención es posible medir potenciales estándar de electrodos de cualquier metal, relativos a la reacción de hidrógeno indicado así: E⁰H (potencial estándar), a esta escala se le denomina serie electroquímica o electromotriz de potenciales estándar (Mansfeld y Florian, 1987). En la tabla 1.1 se muestra que cuanto más negativo sea el valor del potencial, mayor será la tendencia a corroerse, por lo tanto todos los metales que se encuentren por debajo de la reacción del hidrógeno se disuelven siempre que se encuentren en contacto con un medio que contenga H⁺, como el agua o las soluciones, los metales que se encuentren por encima de esta reacción solo son susceptibles a disolverse en presencia de la reacción de reducción de oxígeno [Fontana y Greene, 1998; Bilurbina *et al.*, 2003].

Tabla 1.1. Serie Electroquímica o electromotriz de potenciales

Elemento	Electrodo	Reacción electródica	E ⁰ _h (volt)
Oro	Au ⁺³ /Au	Au ⁺³ + 3e ⁻ → Au	+1,50
Oxígeno	O ₂ /H ₂ O	O ₂ + 4H ⁺ + 4e ⁻ → H ₂ O	+1,23
Platino	Pt ⁺² /Pt	Pt ⁺² + 2e ⁻ → Pt	+1,20
Mercurio	Hg ⁺² ₂ /Hg	Hg ⁺² ₂ + 2e ⁻ → 2Hg	+0,80
Plata	Ag ⁺ /Ag	Ag ⁺ + 1e ⁻ → Ag	+0,80
Cobre	Cu ⁺¹ /Cu	Cu ⁺ + 1e ⁻ → Cu	+0,52
Oxígeno	O ₂ /OH ⁻	O ₂ + H ₂ O + 4e ⁻ → 4OH ⁻	+0,40
Cobre	Cu ⁺² /Cu	Cu ⁺² + 2e ⁻ → Cu	+0,34
HIDRÓGENO	H ⁺ /H ₂	H ⁺ + 1e ⁻ → 1/2H ₂	0,00
Hierro	Fe ⁺³ /Fe	Fe ⁺³ + 3e ⁻ → Fe	-0,05
Plomo	Pb ⁺² /Pb	Pb ⁺² + 2e ⁻ → Pb	-0,13
Estaño	Sn ⁺² /Sn	Sn ⁺² + 2e ⁻ → Sn	-0,14
Níquel	Ni ⁺² /Ni	Ni ⁺² + 2e ⁻ → Ni	-0,25
Cadmio	Cd ⁺² /Cd	Pt ⁺² + 2e ⁻ → Pt	-0,40
Hierro	Fe ⁺² /Fe	Fe ⁺² + 2e ⁻ → Fe	-0,44
Cromo	Cr ⁺³ /Cr	Cr ⁺³ + 3e ⁻ → Cr	-0,50
Zinc	Zn ⁺² /Zn	Zn ⁺² + 2e ⁻ → Zn	-0,76
Titanio	Ti ⁺² /Ti	Ti ⁺² + 2e ⁻ → Ti	-1,63
Aluminio	Al ⁺³ /Al	Al ⁺³ + 3e ⁻ → Al	-1,67
Berilio	Be ⁺² /Be	Be ⁺² + 2e ⁻ → Be	-1,85
Magnesio	Mg ⁺² /Mg	Mg ⁺² + 2e ⁻ → Mg	-2,34
Sodio	Na ⁺¹ /Na	Na ⁺¹ + 1e ⁻ → Na	-2,71
Calcio	Ca ⁺² /Ca	Ca ⁺² + 2e ⁻ → Ca	-2,76
Potasio	K ⁺¹ /K	K ⁺¹ + 1e ⁻ → K	-2,92
Rubidio	Rb ⁺¹ /Rb	Rb ⁺¹ + 1e ⁻ → Rb	-2,93
Cesio	Cs ⁺¹ /Cs	Cs ⁺¹ + 1e ⁻ → Cs	-2,94
Litio	Li ⁺¹ /Li	Li ⁺¹ + 1e ⁻ → Li	-3,02

Bilurbina *et al.*, 2003

1.1.3.6 Serie galvánica

Cuando en un electrolito se sumergen dos metales uno con mayor energía de reacción que el otro y se conectan mediante un conductor existirá flujo de electrones que constituye un flujo de corriente eléctrica que puede ser medido con un voltímetro el mismo que registra una diferencia de potencial eléctrico E entre

los dos metales, a través de estas mediciones de laboratorio que se basan en el principio de acción galvánica es posible construir una tabla de metales y aleaciones de acuerdo a su tendencia a corroerse, los metales que poseen mayor potencial no sufren por la corrosión se conocen como metales nobles y aquellos con potenciales menores que se corroen fácilmente se denominan metales base (Schweizter, 2000). Existen metales que aparecen dos veces en la serie galvánica tabla 1.2 dependiendo del estado activo o pasivo de su superficie, el estado pasivo se refiere a un metal que posee alguna película natural protectora sobre su superficie, mientras que el término activo se refiere a un metal sin película, es importante establecer el tipo de la concentración y temperatura del electrolito, ya que la tendencia relativa corrosiva de los metales varía si las condiciones ambientales también lo hacen [Ahmad, 2000; Davis 2000].

Tabla 1.2. Serie galvánica para determinar el grado de nobleza de los metales

EXTREMO NOBLE	Oro
	Acero inoxidable (pasivo)
	Níquel (pasivo)
	Cobre
	Bronce al aluminio
	Níquel (activo)
	Latón naval
EXTREMO BASE	Estaño
	Acero inoxidable (activo)
	Hierro forjado
	Aluminio
	Zinc
	Magnesio

Shreir *et al.*, 2000

1.1.3.7 Diagramas de potencial -pH

La serie electromotriz tiene las siguientes limitaciones:

- No considera el efecto que tiene una película de óxido presente en la superficie de un metal, en el potencial de equilibrio. La serie sólo considera sus estados activos (Fontana y Greene, 1998).
- No considera reacciones entre el metal y un medio acuoso.

Muchas de estas reacciones dependen no solamente del potencial sino también del pH, es decir, de la concentración de iones H^+ , estas reacciones son importantes para saber el estado del metal, si tiene tendencia a formar óxidos o hidróxidos, si tenderá a disolverse o permanecerá inmune (Uhlig, 1998).

Es importante conocer los equilibrios de todas las reacciones posibles entre el metal y el agua, Marcel Pourbaix, quien representó gráficamente los equilibrios posibles como función del potencial y del pH. El diagrama de Pourbaix contiene una división del gráfico en tres zonas: pasividad, corrosión e inmunidad, la ilustración de este diagrama se puede observar en la figura 1.2, [Wranglén, 1995; Winston y Uhlig, 2008].

- Zona de pasividad: cuando el metal posee películas de óxidos e hidróxidos sobre su superficie e inhiben la corrosión.
- Zona de corrosión: el metal se disuelve activamente, siendo los productos de corrosión solubles.
- Zona de inmunidad: el metal se encuentra estable y preservado bajo ciertas condiciones de potencial y pH.

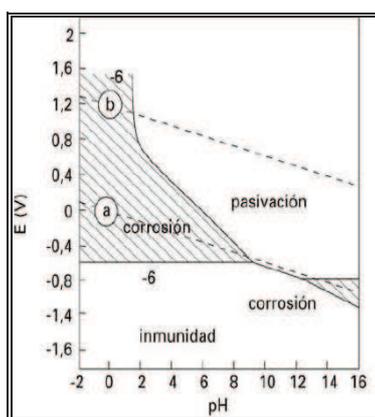


Figura 1.2. Ilustración de diagrama de Pourbaix a 25°C (Shreir *et al.*, 2000)

En el eje y el potencial el cual se puede calcular con la ecuación de Nernst [1.24], que expresa el potencial de un electrodo en función de las actividades de los iones y de la temperatura:

$$Eh = E^0 + \frac{0,0592}{n} \log \frac{[C]^c [D]^d}{[A]^a [B]^b} \quad [1.24]$$

Donde:

Eh = Potencial del hidrógeno

[C]^c= actividad de los iones

En el eje x se muestra el pH con la función de $-\log [H^+]$, este gráfico contiene: líneas horizontales que indican las reacciones que no dependen del pH, líneas verticales que indican reacciones que dependen del pH pero son independientes del potencial y líneas oblicuas cuando se presentan reacciones en las que existe un intercambio de electrones y variación de pH [Uhlig ,1998; Rodríguez, 1999].

Estos diagramas presentan algunas limitaciones:

- Son obtenidos con valores de temperaturas y presiones específicas.
- La mayoría de diagramas consideran las sustancias puras, pero se puede realizar cálculos si se involucran otras especies.
- La cinética de corrosión no se obtiene a partir de los diagramas.
- Las zonas donde se muestran óxidos termodinámicamente estables no son necesariamente de naturaleza protectora.
- Son obtenidos para concentraciones seleccionadas de especies iónicas.

1.1.3.8 Consideraciones para el diagrama del sistema hierro - agua

El hierro forma una serie de compuestos, producto de su reacción con el medio, estos pueden encontrarse en solución como sólido o gas:

Sustancias en solución:

- Agua
- Iones H^+ , OH^- , Ca^{++} .
- Acido carbónico no disociado.
- Iones bicarbonatos HCO_3^- y bicarbonatos CO_3^{--}

- Iones ferrosos Fe^{2+} y férricos Fe^{3+}
- Agua oxigenada H_2O_2 .

Sustancias sólidas:

- Hierro metálico.
- Hidróxido de hierro blanco.
- Magnetita negra, óxido verde de sulfato básico ferroso-férrico, carbonato de calcio.

Sustancias gaseosas:

- Oxígeno O_2 , proveniente del aire.
- Anhídrido carbónico CO_2 , proveniente del aire.
- Hidrógeno H_2 , formado por reducción del agua.

Estas sustancias reaccionan química y electroquímicamente, entre sí presentando un problema más complejo de análisis, para estudiar estas reacciones complejas es necesario utilizar métodos gráficos que faciliten el estudio simultáneo de los equilibrios de las reacciones involucradas [Uhlig, 1998; Ahmad, 2000].

En el gráfico del potencial para el sistema hierro – solución acuosa diluida figura 1.3, se aprecia en la parte izquierda los medios ácidos y a la derecha los medios alcalinos, en la parte superior los medios oxidantes y en la parte inferior los medios reductores (Speller, 1998).

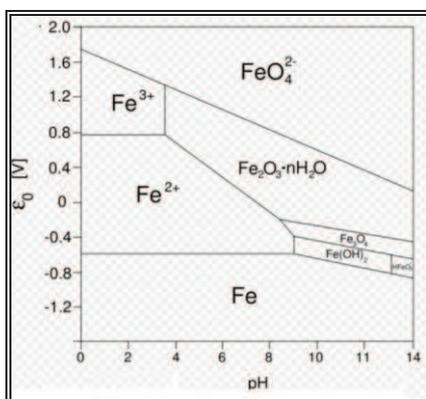


Figura 1.3. Diagrama de equilibrio sistema hierro-agua 25°C (Shreir *et al.*, 2000)

También se observa que dependiendo de las condiciones de pH la oxidación de hierro conduce a productos solubles (iones Fe^{++} , Fe^{+++} y FeO_2H) o productos insolubles ($\text{Fe}(\text{OH})_2$ inestable con magnetita negra Fe_3O_4), por este motivo el hierro puede corroerse en presencia de una solución (Speller, 1998; Uhlig, 1998).

1.1.4 CINÉTICA DE LA CORROSIÓN

La cinética predice la velocidad a la cual se va a corroer el metal para predecir lo expuesto se requiere conocer la cantidad de metal por unidad de tiempo que se está disolviendo por unidad de tiempo en un medio dado cuando el sistema este desplazado de una situación de equilibrio (Bilurbina *et al.*, 2003).

1.1.4.1 Polarización

Un electrodo abandona el equilibrio cuando existe flujo de corriente, el potencial del electrodo se altera en un valor dependiente de la magnitud de la corriente externa aplicada y de su dirección, cuando esto sucede en una pila galvánica, se obtiene un potencial del ánodo más catódico y el del cátodo más anódico [Uhlig, 1998; Ahmad, 2000]. La variación de potencial causado por la corriente aplicada o extraída de un electrodo se denomina polarización (Ahmad, 2000). La diferencia de potencial entre dos electrodos disminuye en forma constante al igual que la corriente en un circuito cerrado como se representa en la figura 1.4, los potenciales de electrodo $E_{0(c)}$ y $E_{0(a)}$, son los potenciales de las áreas locales catódica y anódica en la superficie del metal (Solá, 1989).

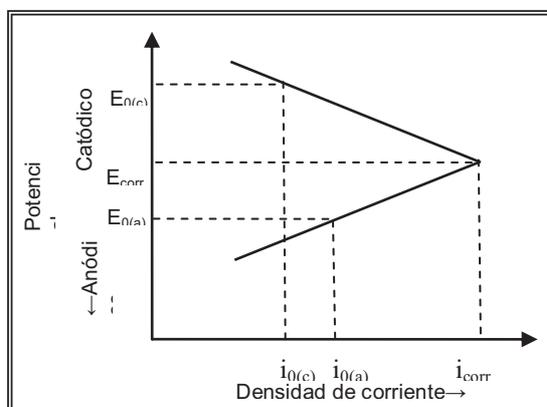


Figura 1.4. Ilustración de diagrama de polarización (Schweitzer, 2000)

La desviación de los valores de equilibrio de los potenciales de electrodo se conoce como polarización, la diferencia entre potencial observado E y potencial a circuito abierto E_0 , tiene el nombre de sobrepotencial o sobrevoltaje (η), y se define por la relación [1.25] (Ahmad, 2000).

$$\eta = E - E_0 \quad [1.25]$$

Durante el flujo de la corriente, los ánodos y cátodos del metal se polarizan en forma continua hasta lograr que el potencial mixto de la muestra de metal alcance un valor constante llamado potencial de corrosión E_{corr} , entonces la suma de las velocidades de las reacciones oxidación y reducción son iguales y la corriente máxima producida por la celda será la corriente de corrosión i_{corr} , mientras mayor sea la polarización menor será la corriente de corrosión, aunque el valor de polarización sea grande (Winston y Uhlig, 2008). Al alcanzar el valor del potencial de corrosión se tiene la ecuación [1.26].

$$i_{\text{corr}} = i_a = i_c \quad [1.26]$$

Donde i_a e i_c son las densidades de corriente local anódica y catódica. De acuerdo al grado que se ha polarizado el ánodo o cátodo, regirá la velocidad de corrosión, es decir se solamente se ha polarizado el ánodo el control será anódico y la curva de polarización será más inclinada con una pendiente negativa disminuyendo el valor de la corriente de corrosión (Wranglén, 1995).

1.1.4.2 Ley de Tafel

La polarización por activación es la más frecuente, en la cual se presenta factores que identifican los procesos del electrodo, la polarización del electrodo puede ser relacionada con la corriente (i) mediante la ecuación [1.27] de la ley de Tafel (Villamizar, 2006)

$$\eta = \pm \beta * \log \frac{i}{i_0} \quad [1.27]$$

Donde:

β = pendiente de la curva de polarización

i_0 =densidad de corriente propia de un electrodo particular.

Si el metal se corroe la corriente de polarización es la corriente de corrosión, y se utiliza la ley de Tafel para determinar la magnitud de la corriente de corrosión, cuando se logra el equilibrio el potencial de corrosión puede ser igual al los potenciales locales anódicos y catódicos obteniendo la relación [1.28] (Genescá, 1994)

$$E_{corr} = E_c = E_a \quad [1.28]$$

Entonces el potencial de corrosión en función de la polarización para el cátodo será representado por la relación [1.29].

$$E_{corr} = E_{0c} + \eta_c \quad [1.29]$$

Reemplazando la relación en la ecuación de Tafel obtenemos la relación para el ánodo y cátodo:

$$E_{corr} = E_{0c} + \beta * \log \frac{i_{corr}}{i_{0c}} = E_{0a} - \beta * \log \frac{i_{corr}}{i_{0a}} \quad [1.30]$$

Donde:

E_{corr} y E_{0c} = potenciales a circuito abierto de los cátodos y ánodos locales.

i_{corr} e i_{0a} = corrientes de intercambio.

Esta relación permite calcular el valor del potencial de corrosión y así su velocidad por métodos potencioestáticos (consiste en medir potencial de la pieza en función de la densidad de corriente de corriente aplicada) y galvanostáticos (medir la

densidad de corriente para cada valor de potencial aplicado a la pieza), estos métodos permiten estudiar por separado los procesos anódicos y catódicos en la superficie de un metal que se corroe [Pourbaix, 1983; Kermany y Harrop, 1995].

Si se aplica una corriente externa i_x (catódica o anódica), a la muestra que se corroe se perturba el equilibrio obteniendo la relación [1.31].

$$i_c = i_a + i_x \quad [1.31]$$

Al incrementar la densidad de corriente catódica externa, aumenta la inclinación de la curva de polarización acercándose a la inclinación de Tafel e i_x se acerca a la corriente catódica total debido a que i_a disminuye dando lugar a la aplicación de la relación [1.32] (Ahmad, 2000).

$$\eta = \beta * \log \frac{i_x}{i_{corr}} \quad [1.32]$$

Si se grafica E en función de $\log i_x$ se puede encontrar la corriente de corrosión al prolongar la recta hasta su intersección con la línea horizontal del valor del potencial de corrosión [Uhlig, 1998; Ahmad, 2000].

1.1.4.3 Polarización y velocidad de corrosión

Determinando el valor de la i_{corr} se puede calcular la intensidad de corrosión, tanto en velocidad como en penetración aplicando las leyes de Faraday se obtiene la relación [1.33] (Winston y Uhlig, 2008).

$$V = \frac{i_{corr} \left(\frac{M}{Z} \right)}{F} \quad [1.33]$$

Donde:

V = velocidad de corrosión

i_{corr} = densidad de corriente de corrosión

F = constante de Faraday

M = peso molecular

z = número de equivalentes por mol

1.2 TIPOS DE CORROSIÓN

La corrosión se presenta en dos categorías:

- De acuerdo al tipo de corrosión
- De acuerdo al medio ambiente

1.2.1 CLASIFICACIÓN DE ACUERDO AL TIPO

En esta clasificación se presentan las siguientes clases:

1.2.1.1 Corrosión generalizada

Es la corrosión uniforme, es decir que la superficie del metal se corroe uniformemente en toda su extensión, su característica es una reacción generalmente química que se lleva a cabo sobre una gran área del material este tipo incluye formas de corrosión tan conocidas como la formación de herrumbe en el hierro, oxidación de los metales, el empañado de la plata entre otro (Galvele, 1979).

La corrosión también es generalizada cuando el ataque es por acción de gases a alta temperatura, en este caso la superficie se cubre de una capa espaciada de productos de corrosión. La adherencia del metal y la estructura de esta capa de óxido condicionan la resistencia a la oxidación del metal (Ahmad, 2000).

Una capa de óxido porosa no constituye una protección suficiente y el ataque del metal durante el tiempo de exposición será más severo.

1.2.1.2 Corrosión Localizada

Cuando en ciertos lugares de la superficie se observa que la velocidad de corrosión es mayor que otros, se conocen algunos formas de este tipo de corrosión entre ellos tenemos:

1.2.1.2.1 Corrosión localizada por picaduras

En este caso las superficies corroídas son muy débiles respecto a las zonas que están exentas de corrosión, las picaduras se presentan en forma de pequeños hoyos con contornos bien definidos y las paredes prácticamente ortogonales respecto a la superficie del metal, estas picaduras pueden provocar perforaciones en la pared metálica (Fontana y Greene, 1998). En este caso las pérdidas mecánicas no son proporcionales a la pérdida de peso del metal, este tipo de corrosión se presenta luego de un ataque con soluciones conteniendo halogenuros (Kermany y Harrop, 1995). La ruptura del film de óxido pasivante se produce localmente formándose la picadura por la que se produce una celda galvánica entre la zona anódica (la picadura) y el resto de la superficie, la picadura puede aparecer en una inclusión, juntura de grano, cualquier imperfección de la superficie, etc. (Mansfeld, 1987).

Las condiciones necesarias para que exista este tipo de corrosión son: temperatura y concentración del halogenuro, presencia de un oxidante (Ahmad, 2000).

1.2.1.2.2 Corrosión por pilas de concentración

Un metal sumergido en una solución puede estar sometido a una tensión de electrodo debido a la concentración de las sustancias en esa solución. Si la concentración de la solución en contacto con la superficie metálica no es igual en todos sus puntos de contacto se forman las llamadas pilas de concentración, en este caso la corrosión será local (Ortega, 1990). La corrosión por aireación diferencial donde el contenido de oxígeno disuelto no es el mismo en todos los puntos del medio (Uhlig, 1998). En los lugares donde el metal esta en contacto

con la solución con bajo contenido de oxígeno disuelto se produce una reacción de oxidación del material, mientras que en lugares donde el contenido de oxígeno disuelto no es elevado existe una reducción de oxígeno disuelto y el metal está pasivado (Genescá, 1994).

1.2.1.2.3 Corrosión galvánica

Es considerada como otra forma de corrosión o también un caso particular de corrosión localizada, si dos metales se encuentran en contacto en un mismo electrolito se origina una corriente eléctrica y de acuerdo a la nobleza del metal puede actuar como ánodo si es menos noble produciéndose la corrosión, y como cátodo si es más noble (Rodríguez, 1999). La densidad de corriente de corrosión dependerá de la diferencia que reporte entre las zonas anódicas y catódicas, la corrosión dependerá de la conductividad del electrolito así como de la diferencia de potencial entre los dos metales (Solá, 1989).

1.2.1.2.4 Corrosión preferencial

Se presenta en aleaciones con estructuras heterogéneas donde se puede dar una corrosión selectiva, se tiene tres formas típicas de este tipo de corrosión: grafitización de aceros de fundición, la descincificación de los latones y corrosión intergranular (Davis, 2000).

- Grafitización en aceros fundidos: cuando la fundición se encuentra sirviendo en medios ácidos por ejemplo agua de mar, el hierro se disuelve mientras que el grafito queda intacto, las dimensiones de las piezas atacadas no se ven afectadas pero su resistencia metálica si se ve afectada drásticamente (Mansfeld, 1987).
- Descincificación de latones: en medios corrosivos estancados todo el zinc pasa sola a la solución, mientras que el cobre permanece en su lugar, esta corrosión puede ser localizada o general (Otero, 1997).
- Corrosión intercrystalina: es una ataque preferencial, que se localiza en las uniones de los granos de la microestructura de los metales y se propaga hacia la profundidad del material abriéndose paso a lo largo de las juntas, de esta manera el material se ve afectado en todas sus propiedades mecánicas sin

pérdida apreciable de peso y lo que es peor, sin que se modifique su aspecto superficial (Pourbaix, 1983).

1.2.1.2.5 Fatiga por corrosión

Se presenta generalmente en aquellos materiales sometidos a movimientos cíclicos, además cuando este tipo de materiales se encuentran inmersos en medio agresivos presentan rupturas debajo del límite de fatiga no soportan el número de ciclos que normalmente soportarían al estar fuera de este medio (Shreir *et al.* 2000).

1.2.1.2.6 Corrosión bajo tensión

Se presenta en materiales sometidos a una carga estática permanente dentro de soluciones específicas, en estos casos se producen fisuras que caminan a lo largo de los intersticios intergranulares y atraviesan los granos del metal, se conoce también como corrosión transgranular. Este tipo de fisuras provocan fisuras sin alargamiento (Stansburry y Buchanan, 2000).

1.2.1.2.7 Corrosión erosión

Este tipo de corrosión se presenta en materiales en contacto con fluidos que circulan a altas velocidades que llevan consigo materiales abrasivos, los mismos que destruyen las capas protectoras o evitan la formación de capas pasivantes (Winston y Uhlig, 2008). Este tipo de corrosión se acentúa en las tuberías en las secciones donde existen codos o reducciones de diámetro, la temperatura también acelera la velocidad de ataque.

1.2.1.2.8 Corrosión por cavitación

Este tipo de corrosión produce una formación de picaduras profundas, dando al metal un aspecto esponjoso, la agresividad acelera el fenómeno pero no es indispensable para su formación (Wranglén, 1995). Existen factores críticos que influyen para que exista este tipo de corrosión:

- Naturaleza y estructura del material y del fluido.
- Temperatura porque influye directamente en la tensión de vapor del líquido.
- Dureza y homogeneidad del material.
- Estado de la superficie del material, si la rugosidad es elevada favorece la corrosión.

1.2.1.2.9 Corrosión por actividad bacteriana

La destrucción de un material puede ser notablemente influenciada por diferentes colonias de microorganismos que pueden iniciar o estimular la corrosión de un metal, se puede considerar que las bacterias sulfatoredutoras son los microorganismos que más contribuyen a la corrosión por su habilidad de utilizar los compuestos de azufre para su proceso metabólico, produciendo sulfuros, a pesar de que estas bacterias se consideran anaerobias es común su presencia en sistemas altamente aireados, la acción de las bacterias sulfatoredutoras es semejante a la de un despolarizador en el proceso de corrosión, estas reducen el sulfato a sulfuros, tanto los ácidos orgánicos como los hidrocarburos e hidrógeno presentes en el sistema actuarán como materiales oxidables de acuerdo a la reacción (Little y Lee, 2007).

1.2.1.2.10 Corrosión por corrientes vagabundas

Este tipo de corrosión es producida por corrientes eléctricas errantes o vagabundas procedentes de fugas de otros sistemas como por ejemplo de los ferrocarriles eléctricos, sistemas de protección catódica cercanos etc.

1.2.2 CLASIFICACIÓN DE ACUERDO AL MEDIO AMBIENTE

En este tipo de clasificación se presentan las siguientes ambientes:

1.2.2.1 Ambiente Gaseoso

Cuando el medio está constituido por gases o el aire atmosférico, que es el ejemplo típico. El aire atmosférico se puede clasificar en:

- Poluido: compuesto por el oxígeno, nitrógeno, vapor de agua, y gas carbónico (componentes naturales) y que contiene otros gases y sustancias.
- Industrial: que contiene SO_2 , NO_2 , H_2S , y productos químicos.
- Marino: que contiene la presencia de cloruros.
- Urbanos: en donde se encuentran SO_2 , CO_2 , CO , NO_2 en concentraciones bajas.
- Tropical: que posee una alta humedad relativa de aire a temperatura elevada.
- No poluido o rural: aquel que contiene los componentes normales del aire y eventualmente polvo (sólidos (SiO_2) en suspensión) (Mansfeld, 1987).

1.2.2.2 Ambiente Sólido

Representado particularmente por los suelos y los más conocidos son:

- Arenoso
- Arcilloso

1.2.2.3 Ambiente Líquido

En este tipo de ambiente natural se encuentra representado por el agua que se divide en:

- Dulce: representada por los ríos y lagos.
- Salada: representada por los mares y océanos.
- Otras: que son los productos químicos como el alcohol, ácidos, éteres, ésteres, etc.(Mansfeld, 1987)

1.2.3 ESTUDIO DE TENDENCIA INCRUSTANTE O CORROSIVA QUE PRESENTAN LAS AGUAS DE FORMACIÓN

La mayor parte de incrustaciones que se dan en el campo petrolero se forman por la precipitación de minerales presentes en el agua de formación (Kermany y Harrop, 1995).

La solubilidad es definida como la cantidad máxima de un soluto disuelto en un solvente bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, el agua tiene un límite de capacidad para mantener estos compuestos en solución, y una vez que esta capacidad o solubilidad es excedida los compuestos precipitan o se separan de la solución como sólidos (Nalco, 2000). El agua proveniente de la formación contiene iones capaces de formar compuestos de limitada solubilidad, existe un cambio en las condiciones de físicas de presión y temperatura o en la composición del agua disminuyendo la solubilidad bajo la concentración actual, el tipo de incrustaciones más comunes que se presentan en la industria petrolera se presentan en la tabla 1.3 (Nace, 2004):

Tabla 1.3. Tipos de incrustaciones presentes en la industria Petrolera

Nombre	Fórmula Química	Variabes Primarias
Carbonato de calcio	CaCO_3	Presión parcial del CO_2 , pH, temperatura, presión total, sólidos disueltos totales
Sulfato de Calcio Gypsum (más común)	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ $\text{CaSO}_4 \cdot 1/2\text{H}_2\text{O}$ CaSO_4	Temperatura, sólidos disueltos totales, presión
Sulfato de estroncio	SrSO_4	Temperatura, sólidos totales disueltos, presión
Compuestos de hierro	FeCO_3 , FeS , Fe(OH)_2 , Fe(OH)_3 Fe_2O_3	Gases disueltos, corrosión, temperatura, presión, Ph

Reizer, 2004

1.2.3.1 Análisis del fenómeno de escala

Análisis de la formación de incrustaciones de carbonato de calcio, estas incrustaciones de carbonato de calcio son las incrustaciones formadas de las aguas de los campos petroleros (Reizer, 1991).

Se presenta por la combinación del ión calcio y los iones carbonato o bicarbonato como se muestra en las reacciones [1.33] y [1.34].



Las condiciones físicas y químicas necesarias para la formación de incrustaciones de carbonato de calcio son:

- Efecto de la presión parcial de CO₂: la presencia de este gas incrementa la solubilidad del carbonato de calcio, cuando el dióxido de carbono se disuelve en el agua, se forma ácido carbónico, el mismo que ioniza de acuerdo a la siguientes reacciones [1.35], [1.36] y [1.37] (Reizer, 1991):



La cantidad del CO₂ que se disolverá en el agua es proporcional a la presión parcial del CO₂, de este modo si la cantidad del dióxido de carbono en el gas o la presión aumentan, la cantidad de CO₂ disuelto en el sistema también se incrementa.

- Efecto del pH: la cantidad de CO₂ presente en el agua afecta el pH del agua y la solubilidad del carbonato de calcio, sin embargo esta no es la principal

razón para determinar la acidez o la alcalinidad del agua, si existe un pH alto existe una mayor probabilidad de precipitación, en la figura 1.5 se puede apreciar la proporción de carbonatos de acuerdo al pH la proporción de bicarbonatos es mayor en un pH básico, mientras que un pH ácido predomina la proporción de carbonatos (Reizer, 1991).

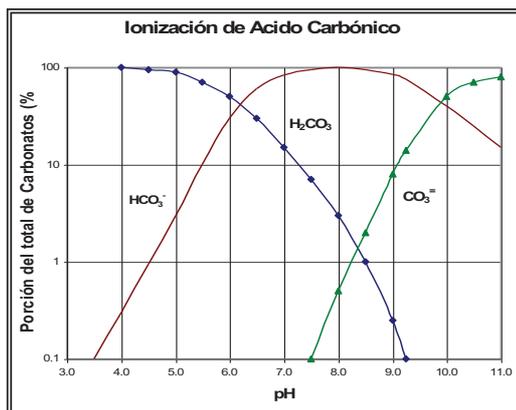


Figura 1.5. Proporción de carbonato de calcio de acuerdo al pH (Reizer, 1991)

- Efecto de la presión total: la solubilidad de carbonato de calcio es un sistema bifásico aumenta con el incremento de la presión por dos razones, aumenta la presión parcial del dióxido de carbono y aumenta la solubilidad de los iones por causa termodinámicas (Speller, 1998).
- Efecto de la temperatura: contrariamente a la mayoría de materiales, el carbonato de calcio es menos soluble con el incremento de la temperatura (Reizer, 1991).
- Efecto de las sales disueltas: la solubilidad del carbonato de calcio se incrementa con el contenido de sales disueltas en el agua (Reizer, 1991).

1.3 METODOLOGÍA PARA PREVENIR Y CONTROLAR LA CORROSIÓN

Una vez que se conoce el mecanismo de la corrosión y los tipos de corrosión que se pueden presentar en el sistema de tuberías en el que se transporta el crudo que se extrae de la formación, es necesario establecer la metodología que se

debe aplicar para prevenir el fenómeno de la corrosión en los sistemas de tuberías (Denny, 1998).

Se debe establecer la forma adecuada de atacar la corrosión haciendo que el proceso se desarrolle a una velocidad conocida con soluciones previsibles, esto se logra con el análisis de datos provenientes de campo o de laboratorio debido a el monitoreo programado (Winston y Uhlig, 2008).

1.3.1 MECANISMO PREVENIR LA CORROSION

El método para evaluar el fenómeno de corrosión dado es mediante la velocidad de alteración y la técnica mas sencilla y económica para obtenerla es en atención a la pérdida de peso sufrida por un testigo expuesto al medio corrosivo, antes de iniciar un programa de control es indispensable conocer si existe deterioro, la causa por la cual se origina y la rata o velocidad de desgaste. Para determinar la eficacia de un método de prevención se debe medir la velocidad de corrosión antes y después de la aplicación de las medidas de inspección. (Ahmad, 2000).

1.3.1.1 Pérdida de peso mediante cupones de corrosión

El método para evaluar un sistema de corrosión generalizada dado, es mediante la velocidad o alteración y la técnica más sencilla y económica para obtenerla es en atención a la pérdida de peso sufrida por un testigo expuesto al medio corrosivo que se conoce como cupón de corrosión (NACE, 2005).

El cupón es una pieza metálica simple de acero al carbono de las mismas características que posee la tubería en la que será expuesta para evaluar el grado de corrosión del sistema y desgaste interior en las líneas de recolección, el cupón se limpia y se pesa antes de ingresar al sistema y luego de un tiempo de exposición recomendado, se retira y se determina la velocidad o tasa de corrosión mediante la pérdida de peso, estos cupones son instalados en puntos estratégicos y orientados de tal manera que no produzca turbulencia en la corriente de flujo además son aislados eléctricamente de la estructura, para evitar

que el cupón se destruya, no detecta pittings solamente determina la corrosión localizada o uniforme (NACE, 2005).

En la figura 1.6 se puede observar la forma del cupón de corrosión que se coloca en las instalaciones para evaluar el fenómeno de la corrosión.



Figura 1.6. Esquema de cupón de corrosión (NACE, 2005).

Los cupones deben estar exentos de filos y picos para evitar una fuerte zona anódica, además debe ser marcado para su identificación, la apariencia del cupón es primordial para detectar la causa de corrosión, por ejemplo un depósito negro muestra la presencia de H_2S , la corrosión por CO_2 se puede localizar por sedimentos de carbonato de hierro, así como precipitados de óxido férrico que indica la existencia de oxígeno (NACE, 2005).

La velocidad o rata de corrosión es calculada por la pérdida de peso del cupón y el tiempo de exposición, para la respectiva evaluación se deja en el medio por un período de exhibición mínimo de 30 días para luego ser recuperado y establecer el nivel de corrosión, el cupón retirado es limpiado según el procedimiento que se describe en el capítulo dos, la cantidad de pérdida de peso o índice de corrosión general es tratada como si fuera removida uniformemente del área total de la superficie del cupón y se mide en milésimas de pulgadas por año, la relación [1.38] es la que se utiliza para calcular la velocidad de corrosión (NACE, 2005).

$$mpy = \frac{365000 \times (W_f - W_i)}{A \times \delta \times t} \quad [1.38]$$

Donde:

mpy = milésimas de pulgada por año.

W_f = peso inicial en gramos.

W_i = peso final en gramos.

A = área de la superficie de cupón.

t = tiempo de exposición en días.

δ = densidad del material del cupón.

En la evaluación de cupones marca Cosasco disponibles en el Distrito Amazónico, Área Libertador se tienen las siguientes especificaciones:

- Área expuesta del cupón de diámetro 1' = 2,919 (in²).
- Área expuesta del cupón de diámetro 2' = 5,18 (in²).
- Densidad del material del cupón = 7,86 (g/cm³).

1.3.1.2 Probetas de corrosión

En este tipo de monitoreo la manipulación de la probetas está basada en la medida del cambio de valor de la resistencia eléctrica al paso de la corriente en un metal cuando se presenta progresivamente el fenómeno de la corrosión, la resistencia del elemento de prueba que está expuesto al medio destructivo se compara con la resistencia conocida de una pieza de referencia que se mantiene protegida y ayuda también con los cambios de temperatura, el valor medido será función única del espesor del metal expuesto (Hayness y Baboian, 1985). Entre las probetas que más se usan se tienen la de elemento cilíndrico para presiones altas y la de forma de clip o alambre doblado (tube loop) de área conocida que mide la velocidad de corrosión y se instala dentro del sistema en donde se va a medir el grado de desgaste conforme el alambre sufra pérdida en su sección transversal su área se reduce y la resistencia aumenta (Jones, 1999).

Este tipo de probeta se utiliza en operaciones con gas y no requiere de un medio electrolítico así como no señala corrosión localizada, sino una medida de la generalizada, la ventaja que posee es medir en forma continua sin tener que revisar los cupones a bajas velocidades el nivel de deterioro y fijar ratas máximas sin parar el sistema para obtener datos, el instrumento para medir en la probeta los valores de resistencia es el conocido corrosímetro, siendo el más usado el modelo CK-3 de Cosasco y el CK-2 de Magna Corporación, el índice de corrosión está en función del tiempo de exposición (Sánchez, 1995).

1.3.1.3 Métodos Físico Químicos

Los análisis físico químicos dan una idea de la tendencia: corrosiva o incrustante que presentan las aguas de formación que son parte de la producción del crudo (Reizer, 1985). A continuación se cita los métodos químicos para conocer la tendencia de las aguas:

1.3.1.3.1 Análisis de hierro soluble en agua

Un método para evaluar la efectividad de un sistema de control de corrosión es medir el contenido de hierro disuelto que contienen los fluidos producidos, por lo que es importante mantener un registro de los análisis de agua de formación y establecer en base a la cantidad de hierro si existe un proceso corrosivo en marcha, el problema en el análisis de hierro es la oxidación cuando llevamos desde el punto de monitoreo hasta el laboratorio por lo que este proceso se realiza en el lugar de muestreo [Reizer, 1985; Sánchez 1995].

1.3.1.3.2 Análisis de productos

Otro método para evaluar la corrosión interior es mediante análisis químico de sedimentos producto del depósito de hierro obtenido del desprendimiento en forma de cascarillas en los filtros existentes en los terminales y estaciones de bombeo (Rendón, 2006). La muestra debe ser pesada, el conocimiento de la

composición de estos residuos ayuda a detectar tipo de problema y realizar cambios en el sistema.

1.3.1.3.3 Análisis del contenido gases

En los ensayos de gas se debe considerar la presencia de: dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y oxígeno que son parámetros que definen la corrosividad en el sistema, el grado de importancia y su respectivo monitoreo variará de acuerdo a los tipos de producción y el manejo de los gases, las pruebas se vuelven rutinarias cuando el contenido de los gases no se originan en grandes cantidades, pequeños volúmenes de sulfuro de hidrógeno y oxígeno son difíciles de detectar pero resultan de extrema gravedad, por ejemplo trazas de sulfuro de hidrógeno causan alta fatiga a los metales así como en sistema dulces detecta la presencia de bacterias sulfatoreductoras [Nace, 1998; Sánchez, 1995].

1.3.1.3.4 Inspección Visual

Es una técnica de inspección no destructiva que provee de un método para determinar y examinar una variedad de discontinuidades en uniones o juntas así como defectos de superficie, de los métodos para detectar la corrosión la inspección visual es la más real pero se dificulta en ciertos casos y es imposible en otros, toda oportunidad para una observación debe ser aprovechada (Robertson y Bakish 1996).

1.3.1.4 Metodología para predecir la tendencia del agua de formación

Para predecir la tendencia que presentan las aguas provenientes de la formación se realizan análisis físicos y químicos, para poder encontrar cálculos de solubilidad e índices de incrustación y tendencia que presentan las aguas (Reizer, 1985).

a) Índice de saturación de Oddo y Thomson

Expresa el grado de sobresaturación y la probabilidad de precipitación de una solución, la mayoría de autores emplea la abreviatura SI para definir el índice de

saturación, a excepción de Oddo-Thomson que utiliza la abreviatura Is. Un valor positivo del SI, indica que existe una gran probabilidad de que la incrustación ocurra, pero no predice la cantidad de escala que se generará [Reizer, 1985; Sánchez, 1995].

Las ecuaciones desarrolladas por Oddo y Thomson permiten el cálculo del índice de saturación Is, y consideran el efecto de la presión total muy bien, así como la variación de la presión parcial del CO₂ (Rendón, 2006).

Las ecuaciones que se presentan a continuación son aplicadas dependiendo las condiciones de operación:

- Índice de saturación aplicado a cualquier sistema donde el gas esté presente o ausente y es conocido: cuando se presentan estas condiciones se aplica la siguiente relación [1.39].

$$Is = \log [(Ca^{++})(HCO_3^-)] + pH \cdot 2.76 + 9.88 \cdot 10^{-3} T + 0.61 \cdot 10^{-6} T^2 - 3.03 \cdot 10^{-5} P - 2.348(u)^{\frac{1}{2}} + 0.77u \quad [1.39]$$

Donde:

Ca⁺⁺ = concentración de iones calcio; moles/L

HCO₃⁻ = concentración de iones bicarbonato; moles/L

T = temperatura operación; F

P = presión total absoluta; psia

u = fuerza molar iónica; moles/L

- Índice de saturación aplicado a cualquier sistema donde el gas este ausente: para aplicar estas ecuaciones se debe determinar la cantidad de CO₂ disuelto en el agua, este valor puede obtenerse directamente en el sitio de muestreo, con el valor obtenido y aplicando la ecuación [1.40] se calcula el Is o el pH como se requiera (Rendón, 2006).

$$I_s = \log \left[\frac{(Ca^{++})(HCO_3^-)^2}{Caq} \right] + 3.63 + 8.68 * 10^{-3} T + 8.55 * 10^{-6} T^2 - 6.56 * 10^{-5} P \cdot 3.42(u)^{\frac{1}{2}} + 1.373u \quad [1.40]$$

- Índice de saturación aplicado a cualquier sistema donde la fase de gas está presente y el pH es desconocido: se procede a calcular el coeficiente de fugacidad del CO₂ con la siguiente ecuación.

$$f_g = \exp \{ P * [2.84 * 10^{-4} - 0.255 / (T + 460)] \} \quad [1.41]$$

Luego se debe calcular la fracción molar o en volumen del CO₂ fase gas a la temperatura de presión del sistema, conociendo la fracción molar de CO₂ en el gas a condiciones de superficie y la ecuación [1.42] que se aplica se muestra a continuación:

$$y_g = \left(\frac{y^t}{1 + \left(\frac{P f_g (5 * BWPD + 10 BOPD) * 10^{-3}}{MMSCFD (T + 460)} \right)} \right) \quad [1.42]$$

Donde:

BWPD = barriles de agua por día

BOPD = barriles de petróleo por día

MMscfd = Millones de pies cúbicos estándar por día.

1.3.2 MÉTODOS DE CONTROL DE LA CORROSIÓN

Los métodos para controlar o prevenir la corrosión en los sistemas que operan con agua se presentan a continuación:

1.3.2.1 Composición del material

Aleaciones resistentes a la corrosión, plásticos o metales no ferrosos pueden sustituir al acero dulce en el caso que la corrosión sea demasiado severa. Los aceros más resistentes a la corrosión son más caros que el acero dulce. Los materiales plásticos están generalmente sujetos a limitaciones más severas de presiones y temperaturas que el metal (Rendón, 2006).

1.3.2.2 Composición del electrolito

La composición del electrolito puede ser alterada por cambio en el pH, remoción química o mecánica de los gases disueltos o por mezcla con otra agua (Sanchez, 1995).

1.3.2.3 Alteración física del electrolito

Por ejemplo, incrementando el NPSH para prevenir la cavitación, incrementando o disminuyendo las velocidades por cambios en el diámetro de la tubería, e implementando la limpieza de las tuberías horizontales con chanchos y de los sólidos en el fondo de los recipientes (Sánchez, 1995).

1.3.2.4 Inhibidores químicos

La mayoría usados en los sistemas de inyección de agua cubren internamente la tubería, porque son materiales orgánicos formadores de películas.

1.3.2.5 Métodos de protección eléctrica

Basados en la modificación del potencial del electrodo del material en presencia de una solución acuosa u otro medio corrosivo, se conocen dos métodos: protección catódica y anódica (Ahmad y Afzal, 1995).

1.3.2.5.1 Protección catódica

Es una técnica de control de la corrosión, que está siendo aplicada con mayor éxito en el mundo entero, cada día se hacen necesarias nuevas instalaciones de ductos para transportar petróleo, productos terminados, agua; así como para

tanques de almacenamientos, cables eléctricos, otras instalaciones importantes (Davis, 2000).

En la práctica se puede aplicar protección catódica en metales como acero, cobre, plomo, latón, y aluminio, contra la corrosión en todos los suelos y, en casi todos los medios acuosos. De igual manera, se puede eliminar el agrietamiento por corrosión bajo tensiones por corrosión, corrosión intergranular, picaduras o tanques generalizados (Schweizter, 2000).

Como condición fundamental las estructuras componentes del objeto a proteger y del elemento de sacrificio o ayuda, deben mantenerse en contacto eléctrico e inmerso en un electrolito (Ahmad, 2000).

Se establece que el mecanismo consiste en polarizar el cátodo, llevándolo mediante el empleo de una corriente externa, más allá del potencial de corrosión, hasta alcanzar por lo menos el potencial del ánodo en circuito abierto, adquiriendo ambos el mismo potencial eliminándose la corrosión del sitio, por lo que se considera que la protección catódica es una técnica de polarización catódica (Jones, 1999).

La protección catódica no elimina la corrosión, remueve la corrosión de la estructura a ser protegida y la concentra en un punto donde se descarga la corriente, para su funcionamiento práctico requiere de un electrodo auxiliar (ánodo), una fuente de corriente continua cuyo terminal positivo se conecta al electrodo auxiliar y el terminal negativo a la estructura a proteger, fluyendo la corriente desde el electrodo a través del electrolito llegando a la estructura (Ahmad, 2000).

Influyen en los detalles de diseño y construcción parámetro de geometría y tamaño de la estructura y de los ánodos, la resistividad del medio electrolito, la fuente de corriente, etc. (Uhlig, 1998).

1.3.2.5.2 Protección Anódica

Consiste en elevar la tensión del electrodo hasta un valor en el cual el metal se protege por la presencia de una capa pasivante, la aplicación de este método se realiza solamente para algunos metales como hierro y aceros inoxidable los mismos que pueden ser convertidos en ánodos variando su potencial llevándolos a la zona pasiva de la curva de polarización anódica (Nalco, 2000).

Un potenciostato consigue mantener una aleación pasivante, esta técnica posee ventajas como: menor consumo de energía eléctrica, disminución de contaminación en reservorios con los productos de corrosión de los ánodos de sacrificio (Otero, 1997).

Las desventajas que se presentan son: el mantenimiento y alto costo del equipo, rango de aplicación menor aunque en algunos casos es la única técnica usada con éxito.

Esta técnica es usada en el Área se ha observado que los sistemas de tuberías que se encuentran a nivel de superficie no tiene problemas de desgaste en su parte externa, es decir que solamente se observa una capa de óxido pero no representa desgaste a niveles elevados debido a que se encuentran pasivadas, por otra parte se hace necesario mencionar que a lo largo de todos los tramos observados se hace notable la falta de una capa o recubrimiento protector además de la pasivación.

1.3.2.6 Recubrimientos protectores

La aplicación de este mecanismo de protección establece una barrera que inhibe la acción del medio corrosivo sobre el metal, en la industria encontramos un sinnúmero de recubrimientos que pueden ser aplicados sobre la superficie de un metal escoger uno en particular depende de las variables específicas determinadas en el medio corrosivo y el metal a proteger [Genescá, 1994; Uhlig, 1998].

1.3.2.7 Recubrimientos metálicos

Este tipo de protección implica depositar un metal en finas capas sobre la superficie del metal a proteger (metal base) para aislarla del ambiente corrosivo en algunas ocasiones estos recubrimientos sirven de ánodos de sacrificio, estos recubrimientos son realizados por:

- Inmersión en metales fundidos: galvanización en caliente, aluminizado, etc.
- Proyección del metal fundido mediante pistola atomizadora: de cinc, estaño, plomo, etc.
- Reducción química sin paso de corriente: depósitos de níquel, cobre, paladio, etc. Además se puede obtener recubrimientos formados por modificación química en la superficie de un metal que consisten en el tratamiento de la superficie del metal con la modificación de la misma, se distinguen tres tipos de recubrimientos: fosfatado (para acero, cinc y cadmio), cromato (aluminio, magnesio y sus aleaciones) y el anodizado (metales no ferrosos, aluminio y sus aleaciones) [Ahmad, 2000; Winston y Uhlig, 2008].

Se puede considerar desde el punto de vista de la corrosión dos clases de recubrimientos:

Nobles: en los que el metal de recubrimiento es más noble que el metal base como en el caso de los recubrimientos de: níquel, plata, cobre, plomo o cromo sobre el acero, en este caso la porosidad del recubrimiento es importante debido a que el ataque se acelera al metal base debido a la dirección de la corriente que va desde el metal base hacia el recubrimiento (Wranglén, 1995).

Sacrificio: la corriente galvánica a través del electrolito se dirige desde el recubrimiento al metal base, con lo que el metal queda protegido catódicamente como en el caso del cinc o cadmio sobre el acero, en este caso la porosidad del recubrimiento no es muy importante debido a que no se origina ataque al metal base (Winston y Uhlig, 2008).

1.3.2.8 Recubrimientos inorgánicos

En esta clase de recubrimientos consideramos los de vidrio y esmaltes de vidrio los mismos que deben tener un coeficiente de dilatación similar al del metal que se va a proteger, estos recubrimientos son comunes sobre el acero, cobre bronce y aluminio (Sánchez, 1995).

Debido a su composición vítrea poseen: buena resistencia a los ácidos fuertes y álcalis débiles, son impermeables al agua y oxígeno por largos períodos de exposición, son estables a temperatura ambiente y superiores. Su desventaja es la poca resistencia al impacto y al choque térmico que generan grietas para que se inicie el ataque corrosivo (Russell, 1992).

El cemento portland es otro tipo de revestimiento que presenta como ventajas: el bajo costo, un coeficiente de dilatación parecido al del acero, fácilmente aplicable y reparable (Schweigger, 2005). Este recubrimiento es utilizado interna y externamente en: tuberías para conducción de agua, almacenamiento de agua fría o caliente, depósitos de petróleo y algunos productos químicos, la desventaja que presenta es la susceptibilidad al deterioro por esfuerzos mecánicos (Villamizar, 2006).

Los recubrimientos de óxidos sobre el acero se pueden obtener por oxidación controlada en soluciones de álcalis concentrados y calientes que contengan persulfatos, nitratos o cloratos, estos recubrimientos de color azul, marrón o negro no constituyen una protección efectiva, pero sirven de barrera evitando el avance del oxígeno hacia la superficie del metal (Wranglén, 1995).

1.3.2.9 Recubrimientos orgánicos

Pertencen a este grupo las pinturas que constituyen una mezcla de partículas insolubles llamadas pigmentos y resinas que se secan por evaporación de un solvente o que polimerizan (Bilurbina *et al*, 2003). Las resinas que se usan para este fin pueden ser: vinílicas, poliéster, epoxy, etc.

Las resinas presentan resistencia a la penetración de: agua, álcalis y ácidos, se usan para revestir estructuras protegidas catódicamente, la gran capacidad de adherirse a las superficies metálicas por la presencia de grupos polares en sus moléculas es la característica más importante para este tipo de recubrimientos (Schweigger, 2005).

La principal desventaja es la baja resistencia a los esfuerzos mecánicos, por lo que no es recomendable en tuberías enterradas, para este caso se puede usar capas gruesas de compuestos bituminosos (Ahmad 2000).

2 PARTE EXPERIMENTAL

En este capítulo se detalla la metodología usada para establecer las estaciones a ser evaluadas, el procedimiento experimental que se realizó para evaluar el fenómeno de la corrosión y de incrustación en los sistemas de líneas de flujo de pozos productores que se encuentran a nivel de superficie en dos estaciones del Área Libertador de PETROECUADOR.

2.1 IDENTIFICACIÓN DEL SISTEMA A EVALUAR

Para identificar el sistema a evaluar fue necesario revisar los mapas proporcionados por la empresa e identificar la región, coordenadas de la ubicación del Área Libertador.

2.1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA LIBERTADOR

El Área Libertador está ubicada en la región Amazónica de Ecuador, en la provincia de Sucumbíos, cantón Lago Agrio, parroquias Dureno y Pacayacu.

Esta Área se encuentra localizada en las siguientes coordenadas geográficas:

76° 33' 00"	a	76° 33'30"	Longitud W
00° 06' 00"			Latitud S
00' 04" 00"			Latitud N

En la figura 2.1 se puede observar la ubicación del Campo Libertador.



Figura 2.1. Localización del Campo Libertador

2.1.2 DETERMINACIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA

El área de influencia directa está definida por la superficie comprendida entre las líneas de conducción y 100m de distancia al uno y al otro lado de ellas (líneas de flujo, líneas de transferencia, líneas de oleoductos secundarios, líneas de inyección), dentro de esta área se incluye el espacio que ocupan todas las estaciones, sus campos y pozos.

Se distinguen claramente tres sectores: oriental que corresponde a los campos Carabobo, Secoya, Pichincha, Shushuqui, Shuara, Frontera, Tetete, Peña Blanca y Tapi, uno central que corresponde al campo Atacapi y un sector occidental correspondiente al campo Parahuacu.

La superficie del área de influencia directa es alrededor de 168.9Km² que comprenden las hojas topográficas río Chanage, Dureno y río Aguarico [IGM, escala 1:50.000, 1998; PETROPRODUCCIÓN, 2006].

La distribución de las estaciones se puede observar en la figura 2.2.

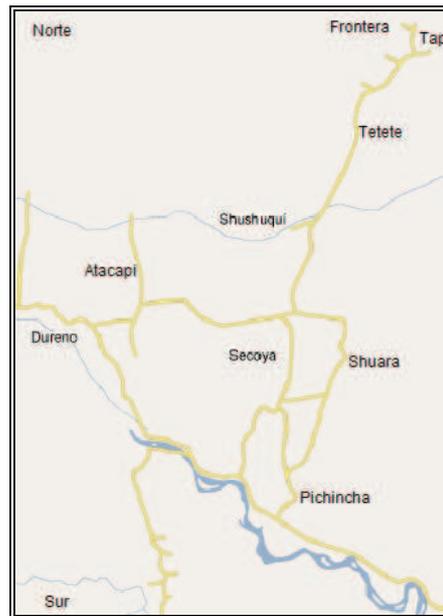


Figura 2.2. Ubicación de las Estaciones Campo Libertador

2.1.3 DETERMINACIÓN DE ESTACIONES A EVALUAR

El Área Libertador se compone doce campos con sus respectivas estaciones productoras de crudo las mismas que reportan una cantidad diaria de producción. Para establecer las estaciones productoras a ser evaluadas se consideró los siguientes factores:

- Producción diaria de cada estación: para conocer que estaciones son las que más producción aportan a toda el Área, y de acuerdo a este factor escoger las estaciones que más aportan, salvo el caso de la estación Secoya debido a que es una estación que en los últimos meses a ha incrementado su producción sin presentar problemas en los equipos, el resto de estaciones estarán en la lista a seleccionar
- Producción diaria de cada pozo: este factor es importante porque nos permitió delimitar el número de pozos para realizar las evaluaciones a los respectivos sistemas de tuberías, debido a que los pozos que más producen presentaron problemas de disminución en la producción por lo que es importante conocer cuales son los pozos que presentan mayor producción.
- Tipo de levantamiento: este factor permitió conocer que equipos de fondo (son los equipos que se utilizan para elevar el fluido y sacar la producción) fueron

tratados contra los problemas de corrosión, es decir en que equipos se presentaron más trabajos realizados.

- Tipo de trabajo realizado en el respectivo pozo: para conocer cuales fueron las causas por las que se realizaron los trabajos en los equipos de los pozos como son un incremento en la salinidad del pozo, falla en el equipo de fondo debido a la presencia de corrosión o de escala.
- Producción de agua por cada pozo: el corte de agua o porcentaje de agua presente en la formación es un factor importante debido a que depende de este valor la producción de crudo, es decir si este valor se incrementa la producción de crudo disminuye, por lo tanto los pozos que presentaron cortes de agua alto serán seleccionados.

Los factores anteriormente descritos se encuentran detallados en las tablas de los historiales de cada estación con sus respectivos pozos que se presentan en el anexo I, (PETROECUADOR, 2006).

2.1.4 DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE POZOS A EVALUAR

Una vez seleccionadas las estaciones productoras, fue necesario identificar los pozos más críticos para la evaluación del fenómeno de la corrosión en el sistema de tubería de transporte que se encuentran a nivel de superficie. Para identificar los pozos que tienen las tuberías más propensas a la corrosión, se revisó nuevamente el historial de trabajo de cada pozo y se seleccionó a los que presentaron mayores problemas de corrosión en los equipos de fondo y de superficie, debido a que los trabajos realizados a estos equipos se repitieron por varias ocasiones como se observó en las tablas de los respectivos historiales que se detallan en el Anexo I (PETROECUADOR 2007).

2.1.5 DESCRIPCIÓN DE POZO DE PRODUCCIÓN Y SISTEMA DE TUBERÍAS A SER EVALUADAS

Para realizar la evaluación de los sistemas de tuberías es necesario conocer de las partes que conforman el pozo de producción: los equipos de fondo, de

superficie, los sistemas de tuberías de transporte para realizar esta descripción se procedió a realizar un análisis visual y descriptivo en lugar que se encuentran los pozos de producción se escogió un pozo para realizar este reconocimiento.

2.1.6 CARACTERIZACIÓN DE LÍNEAS DE FLUJO

Para obtener las características del sistema de tuberías de transporte que se encuentran a nivel de superficie se procedió a recurrir a la información y registros de la empresa en los mismos se pudo encontrar: la distancia que corresponde a cada sistema de tuberías, el tipo de material, el diámetro interno, número de cédula y la longitud de tubería que consta desde el cabezal del pozo hasta el manifold de la respectiva estación (PETROECUADOR 2001).

2.2 METODOLOGÍA PARA EVALUAR LA CORROSIÓN

Las técnicas y procedimientos que se emplearon para evaluar el fenómeno de corrosión se detallan a continuación:

- Retiro, instalación y limpieza de cupones de corrosión, norma NACE Estándar RPO775-2005.
- Procedimiento determinación de hierro a nivel de cabeza y manifold de los pozos.
- Procedimientos para determinación de tendencia corrosiva o incrustante del agua.

2.2.1 NORMA ESTABLECIDA PARA RETIRO, INSTALACIÓN Y LIMPIEZA DE CUPONES CORROSIÓN

El procedimiento descrito en la norma NACE estándar RPO775-2005, que se empleó para el retiro, instalación y limpieza de cupones así como los materiales y reactivos utilizados se detallan a continuación:

2.2.1.1 Materiales empleados para retiro e instalación de cupones

Para el retiro e instalación de cupones de corrosión se utilizaron los siguientes equipos: válvula de servicio (1), llave de corona de 1 $\frac{1}{8}$ " (2) para poder ajustar o desajustar la válvula juego de llaves hexagonales (3), también un recuperador retriever (4) para extracción de cupón de corrosión, martillo de bronce (anti-chispa) (5), palanca para válvula de servicio (6) y pinza sujetadora (7).

El equipo utilizado se muestra en la figura 2.3.



Figura 2.3. a) Retriever y b) válvula para retiro e instalación de cupones de corrosión

2.2.1.2 Procedimiento para retiro e instalación de cupones

Para proceder a realizar el retiro de los cupones se tomó en cuenta el tiempo de exposición del cupón y se trasladó el equipo al sitio de monitorización, se retiró la tapa del punto de monitoreo y se instaló un protector en la tubería (liner) para evitar manchar el lugar, se retiró el tapón donde se inserta el pitón del retriever, se verificó el sentido de orientación del cuerpo a ser removido, con la llave de 1 $\frac{1}{8}$ se aflojó suavemente el conector (solid plug), se instaló la válvula de servicio completamente abierta y se ajustó con el martillo antichispa, se preparó el retriever colocando manubrios y pinza antideslizante con el cilindro principal,

luego se acopló el retriever a la válvula de servicio y se ajustó el martillo, se cerró la válvula de drenaje del cilindro, se soltó la pinza que impide el deslizamiento del mismo.

Se deslizó el cilindro hacia la válvula de servicio, cuando se asentó sobre la misma se procedió a levantar una pulgada girando en el sentido de las agujas del reloj se insertó el pitón en la rosca del tapón (hollow plug) 6 vueltas hasta estar seguro de que este completamente roscado.

Se asentó nuevamente todo el cilindro sobre la válvula de servicio y en sentido contrario a las agujas del reloj se procedió a desenroscar completamente el tapón levantando completamente el cilindro y se instaló la pinza para evitar deslizamiento, se cerró la válvula de servicio con la palanca respectiva sin realizar ningún esfuerzo hasta que se detectó que la lámina indicadora llegue al tope, se abrió la válvula pequeña de drenaje del cilindro lentamente, se recogió el producto, se observó que la presión existente descendió hasta que no existió flujo, se procedió a aflojar el retriever y se desmontó con la ayuda de otra persona, se aflojó la pinza y se descubrió completamente el tapón con el porta cupón, se retiró el cupón expuesto y se instaló uno nuevo. Se cubrió el cupón deslizando el cilindro, se instaló el retriever en la válvula de servicio y se aseguró. Se abrió la válvula para equiparar presiones en el interior del cilindro y en línea, se retiró la pinza y se deslizó lentamente en el cilindro exterior hacia la válvula de servicio, se ajustó en el sentido de las agujas del reloj el tapón, se levantó una pulgada el cilindro y se procedió a aflojar en el sentido inverso a la agujas del reloj de tal forma que quede libre el tapón, se desmontó el retriever y la válvula de servicio, se verificó que la orientación del tapón sea la correcta y se ajustó, se colocó el tapón del punto de monitorización.

2.2.1.3 Equipo empleado para limpieza de cupones

En la limpieza de cupones retirados de las líneas de flujo se utilizó los siguientes materiales: vasos de precipitación (8), cámara fotográfica para almacenar información de estado en el que salieron los cupones (9), espátulas (10),

campana extractora de aire (11), máscara de cartucho para gases orgánicos e inorgánicos (12), hormo de secado (13), balanza analítica (14) y burbuja con desecante (15).

En la tabla 2.1 se resume el equipo utilizado para el retiro, instalación y limpieza de cupones.

Tabla 2.1. Equipos utilizados en el retiro, instalación y limpieza de cupones de corrosión.

Equipo	Marca	Modelo	Descripción
Válvula de servicio	COSASCO	RBS/RBSA	248 BAR, 250°F
Retriever	COSASCO	RBS	172BAR, 400°F
Campana Extractora de aire	TalBoys Engineering Corp.	102	-----.
Burbuja desecante	Hanna Instruments	-----	-----
Horno de secado	Thermo IEC	CWF 1300	Tmáx 1200°C
Balanza analítica	Sartorius	CP 3245	Precisión 0,1mg
Estufa	Pselecta	-----	-----

2.2.1.4 Reactivos utilizados para la limpieza de cupones retirados de la línea de flujo

Se procedió a emplear los siguientes reactivos: solvente de hidrocarburo JP1, xileno o tolueno con el fin de remover los materiales humectados en hidrocarburos y parafinas, ácido clorhídrico e inhibidor de corrosión para retirar todas las incrustaciones que se encuentren presentes, solución de bicarbonato de sodio para neutralizar la muestra después del baño en ácido, agua destilada para lavar el cupón luego del baño en ácido y en solución neutralizadora por último acetona o alcohol iso- propílico para el lavado final del cupón.

En la tabla 2.2 se resume los reactivos utilizados en la limpieza de cupones.

Tabla 2.2. Reactivos empleados para la limpieza de cupones de corrosión

Reactivos	Marca	Pureza [%]	Fórmula	Masa Molecular [g/g mol]
Solvente de hidrocarburo	SN	Grado Analítico	-----	-----
Ácido clorhídrico	Fisher	Grado Analítico	HCl	36,5
Agua destilada	SN	99	H ₂ O	18
Bicarbonato de sodio	Baker	Grado Analítico	NaHCO ₃	84,02
Acetona	Baker	99.9	CH ₃ COCH ₃	58,8

2.2.1.5 Procedimiento para limpieza de cupones retirados

Visualmente se analizó el cupón y se registró todas las observaciones, se realizó un análisis cualitativo de la incrustación y material extraño, se retiró las arandelas plásticas, se identificó y registró el número de cupón que fue recuperado, se fotografió el cupón retirado en el instante que salió de la línea de flujo, se guardó en un recipiente para que no se contamine, se llevó a laboratorio y se introdujo en el horno para secarlo a 40°C, se retiró el cupón del horno y se procedió a colocar en enfriamiento en la correspondiente burbuja de desecado, se pesó el mismo tal como sale del horno esto implica que puede tener incrustaciones y crudo.

En la campana extractora de gases se procedió a enjuagar en un solvente de hidrocarburos como xileno o tolueno y se removieron los materiales humectados en hidrocarburos y parafinas, se realizó este enjuague las veces que fueron necesarias hasta que el xileno utilizado salió limpio, se procuró que no haya desprendimiento de las incrustaciones, se puso nuevamente a secar en el horno, se enfrió en la burbuja desecante.

Se retiró mecánicamente la cantidad de incrustaciones (sólidos), se puso cuidado en no lastimar el cupón, se preparó 500cm³ de una solución de ácido clorhídrico al 15% de concentración y se colocó inhibidor de corrosión al 2%. Se introdujo el cupón en la solución por treinta segundos, se observó el tipo y las características

de la reacción, este paso se realizó hasta que el cupón estuvo completamente limpio de impurezas, se procedió a lavar el cupón con agua y se introdujo en una solución sobresaturada de bicarbonato de sodio para neutralizar, se realizó un lavado en agua destilada para remover el neutralizador y se lavó el cupón con alcohol isopropílico o acetona, se secó y peso registrando este valor.

2.2.2 DETERMINACIÓN DE ALCALINIDAD TOTAL EN EL AGUA

2.2.2.1 Equipo para determinación de alcalinidad total

Para la determinación de la alcalinidad total se empleó equipos que permitieron determinar la concentración presente en la muestra de agua de formación. Los equipos son: titulador digital (16), erlenmeyer de 250ml (17), pipeta (18), plancha magnética (19).

En la tabla 2.3 se presentan las características de los equipos empleados.

Tabla 2.3. Equipo utilizado para la determinación de alcalinidad total

Equipo	Marca	Descripción
Titulador digital	HACH	1.6±0.008M
Erlenmeyer	KIMAX	250ml
Pipeta	-----	100ml
Plancha magnética	CIMAREC	-----

2.2.2.2 Reactivos para determinación de alcalinidad total

Los reactivos empleados para la determinación de la concentración de CaCO_3 se presentan a continuación: agua destilada, ácido sulfúrico presente en el cartucho titulador, indicador verde de bromocresol – anaranjado de metilo que sirve para indicar el cambio o viraje de la curva de titulación, en la tabla 2.4 se presentan las características de los reactivos empleados:

Tabla 2.4. Reactivos utilizados en la determinación de alcalinidad total

Reactivos	Marca	Fórmula
Agua destilada	SN	H ₂ O
Ácido Sulfúrico	HACH	H ₂ SO ₄
Verde de bromocresol	HACH	-----

2.2.2.3 Procedimiento en la determinación de alcalinidad total

Se tomó 10ml de agua de muestra y se aforó con agua destilada en la pipeta hasta 100ml, se colocó en el erlenmeyer de 250ml y se adicionó de 3 a 5 gotas de indicador verde de bromocresol – anaranjado de metilo, agitando en forma circular para homogenizar, se tituló con ácido sulfúrico hasta llegar al cambio de color de azul a rosa pálido.

2.2.3 DETERMINACIÓN DE DUREZA CÁLCICA

El valor que vamos a determinar es una medida de la cantidad de calcio presente en las muestras de aguas de formación, en la mayoría de condiciones encontradas las sales de calcio son menos solubles que las de magnesio, una gran cantidad de calcio es un indicador de la tendencia del agua a formar depósitos.

2.2.3.1 Equipos de dureza cálcica

Para determinar la dureza cálcica se emplearon equipos que permitieron determinar la concentración de carbonato de calcio CaCO₃ presente en la muestra. Los equipos empleados se detallaron en la tabla 2.6

2.2.3.2 Reactivos para determinación de dureza cálcica

Para determinar la concentración de CaCO₃ presente en la muestra se emplearon reactivos como los que se detallan en la tabla 2.5.

Tabla 2.5. Reactivos empleados para determinación de dureza cálcica

Reactivos	Marca	Fórmula
Agua destilada	SN	H ₂ O
Indicador calver 2 calcium	HACH	-----
Cartucho titulador de EDTA	HACH	-----
Hidróxido de potasio	HACH	KOH

2.2.3.3 Procedimiento para determinar la dureza cálcica

Para determinar la dureza cálcica, se tomó 1ml de muestra, se aforó hasta 100ml y colocó en el erlenmeyer, añadiendo 2ml de hidróxido de potasio con de una concentración 8N agitando en la plancha magnética, adicionamos una almohadilla de indicador claver 2 calcium y se procedió a titular hasta que se observó cambio de color de rojo a azul.

2.2.4 DETERMINACIÓN DE DUREZA TOTAL

La dureza total es una medida de los iones calcio y magnesio presentes en las muestras de las aguas de formación, para determinar la dureza total en el agua de formación se emplearon equipos y materiales los mismos que se describen a continuación:

2.2.4.1 Equipos para determinación de dureza total

El equipo empleado para la determinación de la cantidad de carbonato de calcio y carbonato de magnesio presentes en la muestra de agua de formación se detalla en la tabla 2.5.

2.2.4.2 Reactivos para determinación de dureza total

La determinación de la concentración de carbonato de calcio CaCO₃ y carbonato de magnesio MgCO₃, presentes en la muestra se emplearon reactivos que se detallan en la tabla 2.6.

Tabla 2.6. Reactivos empleados para determinación de dureza total

Reactivos	Marca	Fórmula
Agua destilada	SN	H ₂ O
Cartucho titulador de EDTA	HACH	-----
Solución Buffer Reguladora de pH a ± 10	HACH	-----
ManVer 2 indicador	HACH	-----

2.2.4.3 Procedimiento determinación de dureza total

Se tomó 1ml de muestra y con la bureta se aforó hasta 100ml con agua destilada esta solución se colocó en un erlenmeyer, para proceder a titular se colocó una gota de solución buffer harness 1 y se colocó de 3 a 5 gotas de solución indicadora harness 2 manver 2, se colocó el erlenmeyer en la plancha magnética para agitar la solución y se procedió a titular con EDTA hasta que se observó un cambio de color de rosado a púrpura.

2.2.5 DETERMINACIÓN DE CLORUROS

Estos iones son la primera indicación de un tipo de agua salina o de la presencia de una agua dulce, el ión cloruro es normalmente el mayor anión presente en aguas salinas y también un constituyente en aguas dulces.

2.2.5.1 Equipo empleado para determinación de cloruros

El equipo empleado para la determinación de la cantidad de cloruros presentes en la muestra de agua de formación se detalla en la tabla 2.6.

2.2.5.2 Reactivos en determinación de cloruros

La concentración de cloruros presentes en la muestra se pudo determinar con el empleo de los reactivos que se detallan en la tabla 2.7.

Tabla 2.7. Reactivos empleados para determinación de cloruros

Reactivos	Marca	Fórmula
Agua destilada	SN	H ₂ O
Cartucho titulador de nitrato de plata	HACH	AgNO ₃
Cromato de potasio	HACH	K ₂ CrO ₄

2.2.5.3 Procedimiento para determinación de cloruros

Se tomó 1ml de muestra y con la bureta se aforó hasta 100ml con agua destilada esta solución, se adicionó una almohadilla de indicador Chloride 2, se colocó el erlenmeyer en la plancha magnética para agitar la solución mientras se titulaba el cartucho digital de nitrato de plata y el titulador encendido, se esperó el cambio de color de amarillo a café rojizo, se registro el resultado.

El equipo utilizado en todas las técnicas de titulación se puede observar en las figura 2.4 y 2.5.



Figura 2.4. a) Titulador digital marca HACH b) plancha magnética



Figura 2.5. Erlenmeyer de 250 ml

2.2.6 DETERMINACIÓN DE HIERRO TOTAL

Los análisis de los iones hierro pueden utilizarse para interpretar procesos de corrosión en el sistema, para realizar este análisis el sistema debe estar exento de la presencia de ión sulfuro puesto que el hierro precipita y se hace mas difícil detectar la presencia del mismo.

Los iones presentes en las aguas de formación pueden ser de origen natural o producto de la corrosión, las aguas de formación contienen bajas cantidades de hierro natural, pero en el caso de que exista una cantidad alta de hierro es un indicativo de que existe corrosión.

2.2.6.1 Equipo empleado en la determinación de hierro total

El equipo utilizado en la determinación de hierro total consta de: espectrofotómetro (20) y celdas de vidrio (21) para colocar las muestras.

En la tabla 2.8 se presentan las características de los equipos empleados.

Tabla 2.8. Equipos utilizados en la determinación de hierro total

Equipo	Marca	Descripción
Espectrofotómetro	HACH DR/ 2010	7.8V
Titulador digital	HACH	0.8±0.004M
Celdas de vidrio	KIMAX	250ml

2.2.6.2 Reactivos para determinación de hierro total

Los reactivos empleados para la determinar la concentración de hierro total presente en la muestra se describen a continuación: agua destilada e indicador ferro ver para la titulación, en la tabla 2.9 se detallan las características de los reactivos empleados:

Tabla 2.9. Reactivos empleados para determinación de hierro total

Reactivos	Marca	Fórmula
Agua destilada	SN	H ₂ O
Acido nítrico	HACH	HNO ₃
Hidróxido de sodio	HACH	NaOH
Indicador ferro ver	HACH	-----

2.2.6.3 Procedimiento para determinación de hierro total

Se realizó una digestión previa para lo cual se acidificó la muestra recolectada adicionando 5 ml de HNO₃ por cada litro de muestra, se tomó 100 ml de muestra y se adicionó 5 ml de una solución de agua destilada con ácido clorhídrico 1:1, se calentó lentamente la muestra a analizar y se dejó evaporar hasta obtener un volumen entre 15 y 20 ml, se filtró la muestra y se ajustó el pH hasta 4 con hidróxido de sodio 5 N, se colocó la muestra en una probeta y se aforó hasta 100 ml, se llenó una celda con 25 ml de la muestra adicionando Ferro Ver, se agitó para homogenizar, en otra celda limpia se colocó 25 ml de muestra sin indicador para establecer el blanco. En el espectrofotómetro se colocó la celda sin indicador hasta que apareció una lectura de 0.0 mg /Fe con esto quedó establecido el cero, enseguida se colocó la muestra preparada, apareció la concentración de hierro.

En la figura 2.6 se puede observar el espectrofotómetro y la celda para la determinación de hierro total.

**Figura 2.6.** Equipo utilizado para la determinación de hierro

2.2.7 DETERMINACIÓN DE SULFATOS

Son los iones de mayor interés desde el punto de vista de deposición y deben ser tomados en cuenta debido a que un valor anormal o de cero en agua salina, sugiere la presencia de Bario, para la determinación de la presencia de sulfatos (SO_4^{-2}) presentes en la muestra recolectada se aplicó la técnica de espectrofotometría utilizando materiales y reactivos que se describen más adelante.

2.2.7.1 Equipo empleado en la determinación de sulfatos

El equipo utilizado en la determinación de sulfatos total consta de: un espectrofotómetro (20) y 2 celdas de vidrio (21) para colocar las muestras.

En la tabla 2.8 se detallan las características de los equipos utilizados para la determinación de sulfatos.

2.2.7.2 Reactivos para determinación de sulfatos

Los reactivos empleados para la determinar la concentración de sulfatos (SO_4^{-2}) presentes en la muestra se describen a continuación: agua destilada e indicador ferro ver para la titulación, en la tabla 2.10 se detallan las características de los reactivos empleados:

Tabla 2.10. Reactivos empleados para determinación de sulfatos

Reactivos	Marca	Fórmula
Agua destilada	SN	H ₂ O
Acido nítrico	HACH	HNO ₃
Hidróxido de sodio	HACH	NaOH
Indicador Sulfa Ver	HACH	-----

2.2.7.2 Procedimiento para determinar sulfatos

En el espectrofotómetro se ingresó la numeración respectiva del programa para sulfatos (SO_4^{-2}), se seleccionó la longitud de onda 450 nm. En una celda de vidrio se colocó 25 ml de muestra filtrada en el caso de estar turbia, se adicionó el contenido de una almohadilla de Sulfa Ver 4 y se agitó en forma circular para disolver. En el espectrofotómetro, se colocó el blanco y se observó en la pantalla 0.0 mg/l SO_4^{-2} posteriormente se colocó la muestra previamente preparada en el espectrofotómetro, y se obtuvo la lectura de la concentración de SO_4^{-2} .

2.2.8 DETERMINACIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO EN GAS

La presencia de CO_2 incrementa la solubilidad del $CaCO_3$ formando ácido carbónico que se ioniza incrementando el grado de acidez de la solución es decir disminuye el pH de la solución lo cual no es conveniente, porque es la causa para la formación de depósitos o incrustaciones. En la determinación de CO_2 presente en una muestra de gas recolectada se empleó una técnica basada en el método del Tubo Gastec para ello se emplearon, materiales y reactivos que se describen a continuación:

2.2.8.1 Equipo empleado en la determinación dióxido de carbono

El equipo empleado para la determinación de dióxido de carbono (CO_2) consta de: tubos detectores de gas CO_2 (22), bomba de tipo SENSYDINE de 100 ml de capacidad (23), recipiente de plástico para recolección de la muestra (24), placa para romper puntas (25) y guantes de cuero (26).

En la figura 2.7 se puede observar el equipo empleado.



Figura 2.7. Bomba tipo SENSIDYNE 100 ml de capacidad

2.2.8.2 Procedimiento para determinación de dióxido de carbono

Se seleccionó la boquilla de una válvula de desvío de la producción para la toma de muestra, se instaló el recipiente plástico y se recolectó la muestra lentamente, se rompió las puntas del tubo detector y se colocó en la bomba confirmando el sentido de flujo de la muestra a través del tubo, se introdujo el tubo detector en el recipiente plástico que contenía la muestra y se hizo aspirar la muestra un volumen total del cilindro de la bomba por el lapso de un minuto, se observó el cambio de color de la interfase y se obtuvo la concentración de dióxido de carbono requerida.

2.3 EVALUACIÓN DE LA CORROSIÓN

Para la evaluación de la corrosión se emplearon rangos óptimos operacionales establecidos para cada metodología experimental empleada en este trabajo de investigación, en la tabla 2.11 se puede observar los valores establecidos para la evaluación de la corrosión, es decir en esta tabla podemos comparar los resultados obtenidos con los valores que se encuentran en los rangos establecidos para evaluar el estado corrosivo en el que se encuentran las líneas de flujo que transportan el crudo.

Tabla 2.11. Rangos óptimos establecidos para evaluación de cupones de corrosión.

Velocidad de corrosión	Milésima de pulgada por año
Baja	<1,0
Moderada	1-4,9
Alta	5,0-10
Severa	>10

NACE, 2005.

Tabla 2.12. Rangos óptimos establecidos para evaluación de corrosión

Parámetro a evaluar	Rango Operacional	Unidades	Tipo de corrosión
**Alcalinidad total en el agua	21 – 432	ppm	Baja
**Dureza cálcica	10 – 120	ppm	Baja
**Determinación de Cloruros	50	ppm	Baja
	2000	ppm	Moderada
	50000	ppm	Alta
*Determinación de hierro total	< 5	ppm	Baja
	> 5	ppm	Alta
**Determinación de sulfatos	18 – 213	ppm	Moderada
**Determinación de dióxido de carbono	< 30	PSI	Baja
	7,0 – 30	PSI	Moderada
	> 7	PSI	Alta

*Sánchez 1995, **Uhlig 1998

Tabla 2.13. Rangos establecidos para evaluación de tendencia presente en aguas de formación

Índice de saturación	Tendencia
Is <0 negativo	Corrosiva y no incrustante porque no existe saturación de CaCO ₃
Is >0 positivo	Incrustante y no corrosiva, debido a saturación de CaCO ₃ en agua
Is=0	Estabilidad en agua

Rendón, 2006

2.4 DEFINICIÓN PARA CONTROL O CORRECCIÓN DE CORROSIÓN

En esta sección se define el método para controlar el fenómeno de la corrosión en los sistemas de tuberías evaluados, de acuerdo al estado de corrosión encontrado en los sistemas de tuberías evaluadas, también se define los métodos que se deben aplicar en el caso de que la corrosión presente sea alta y se deba cambiar para la corrección de la corrosión en estos sistemas.

Los métodos de protección para control se corrosión se mencionaron en el capítulo I, estos mecanismos serán utilizados si se presenta corrosión en los sistemas de tuberías.

2.4.1 CONTROL O CORRECCIÓN DE CORROSIÓN POR CUPONES DE CORROSIÓN

Una vez establecida la metodología de retiro e instalación de cupones se obtiene una rata o velocidad de corrosión que indica el estado de deterioro corrosivo que se presentan en los sistemas de tuberías, a continuación se detallan los parámetros que se necesitan para la aplicación de los métodos para controlar la corrosión o para corregir este fenómeno.

- Si la rata de corrosión encontrada es menor a 1 mpy implica que la corrosión generalizada es baja, aunque exista corrosión no presenta amenaza para la tubería por lo tanto el único método de control para que la rata de corrosión no se incremente es seguir con la inyección del inhibidor de corrosión a través de los capilares presentes en los cabezales de pozos productores.
- Velocidad de corrosión en el rango de 1 mpy a 4,9 mpy, indica que la velocidad de corrosión corresponderá a un ataque moderado lo que implica dos cuestiones: la primera que la rata de corrosión estaba en baja y con el paso del tiempo se ha ido incrementando lo que implica un problema de corrosión que debe ser controlado mediante la aplicación de una dosis más alta de inhibidor de corrosión o el cambio por otro tipo de inhibidor, la segunda opción es que la rata de corrosión siempre se mantenga en este rango y que

la corrosión moderada no presente problemas de desgaste en la tubería con el tiempo, la acción a tomar será seguir inyectando el químico inhibidor de corrosión.

- Si la velocidad de corrosión presente esta en el rango de 5 a 10 mpy significa que poseemos una corrosión generalizada alta lo que implica un desgaste interno en la tubería debido a la corrosión por lo tanto se debe realizar una limpieza en la tubería con los conocidos pigs (chanchos inteligentes) y cambiar el inhibidor de corrosión por otro de mejor calidad.
- Para una velocidad de corrosión mayor a 10 mpy que indica una velocidad de corrosión severa la acción que se debe tomar es cambiar el tramo de tubería corroída debido a una posible aparición de picaduras y derrames que implican la parada de producción.

2.4.2 CONTROL O CORRECCIÓN DE CORROSIÓN POR TENDENCIA DE AGUA

La tendencia que se presenta en las aguas de formación que se producen con el crudo nos da una idea de la existencia de incrustaciones o corrosividad en las aguas de los pozos.

A continuación dependiendo el índice de saturación obtenido se establece la tendencia del agua y con ello el método de control para la corrosión o incrustación.

- Si el índice de saturación obtenida es I_s obtenido tiene valor negativo entonces existe la presencia de depósitos en las aguas de la formación y por ende no existe la probabilidad de que se presenten incrustaciones que lleven a un taponamiento de las tuberías por lo tanto se debe mantener la dosificación del químico inhibidor de escala, pero la tendencia que presenta el agua es corrosiva por lo tanto se debe tomar acciones de control como es la dosificación de los inhibidores de corrosión.
- Para un índice de saturación positivo se tiene que la probabilidad de que exista depósitos y por ende incrustaciones es alta por lo tanto la acción de control o

corrección es elevar la dosificación de inhibidor de escala y realizar una limpieza interna en la tubería, si este valor se incrementare cambiar de tipo de inhibidor, se debe controlar el valor del pH procurando que sea alcalino, se debe diluir el agua, remover los constituyentes que forman las incrustaciones.

- Si el valor del I_s es igual a cero implica que la tendencia del agua es poco incrustante y se descarta que el agua sea corrosiva, la acción a tomar es mantener la dosificación de inhibidor debido a que el agua no se encuentra saturada y se mantiene estable.

2.4.3 CONTROL O CORRECCIÓN DE CORROSIÓN INSPECCIÓN VISUAL

La inspección visual es una herramienta de evaluación que luego de ser aplicada da una idea del estado a nivel externo de la tubería, por lo tanto luego de realizar la inspección visual a los sistemas de tuberías y según el estado de deterioro encontrado el mecanismo de control a ser aplicado será:

Si la tubería se encuentra con presencia de óxidos en su superficie es posible que exista corrosión localizada para esto es necesario aplicar recubrimientos sobre la superficie debido al deterioro, además es necesario realizar una limpieza para eliminar las impurezas presentes en la superficie de la tubería.

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 SELECCIÓN DE ESTACIONES PARA EVALUACIÓN

Luego de revisar los factores más importantes mencionados en la metodología experimental, se obtuvo como resultado la figura 3.1, en la misma se pudo observar que las estaciones que presentan mayor producción de petróleo por día son:

- Secoya
- Atacapi
- Shuara
- Tetete

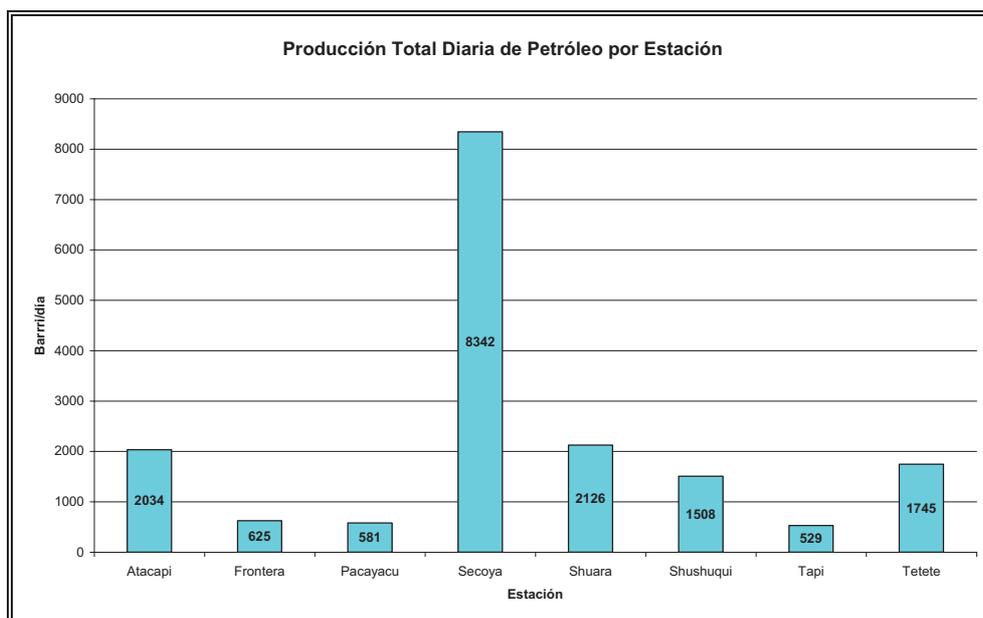


Figura 3.1. Resultados de producción diaria de petróleo por estación

De los datos de la figura 3.1 se observa que las cuatro estaciones seleccionadas son las que mayor producción diaria de petróleo aportan al Área, por lo tanto en estas estaciones productoras el control del fenómeno de la corrosión debe ser llevado a cabo con el más alto interés.

Luego de seleccionar las cuatro estaciones de mayor producción, se procedió con el análisis del porcentaje de agua presente en la producción del crudo. Este análisis se muestra en la figura 3.2 donde se observa que los pozos que presentan mayor porcentaje de agua son los de las estaciones:

- Atacapi
- Shuara
- Tetete

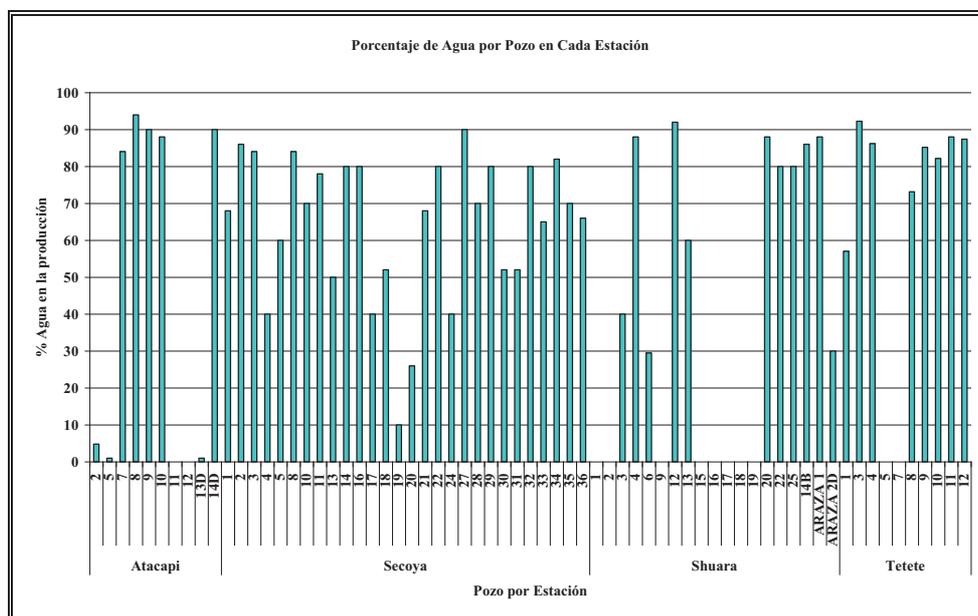


Figura 3.2. Resultados de porcentaje de agua presente en la producción diaria de petróleo por estación

De las tres estaciones se realizó el análisis del tipo de levantamiento que poseen en cada pozo productor, obteniéndose como resultado la figura 3.3, en la que se observa que las estaciones de Shuara y Atacapi poseen el mayor número de equipos de bombeo electrosumergible (BES).

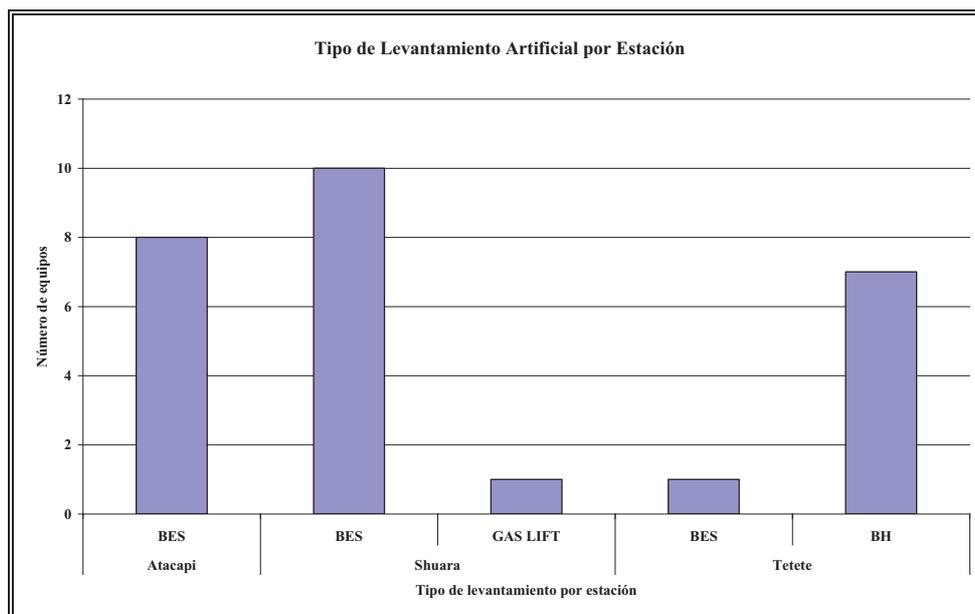


Figura 3.3. Resultados del total de tipo de levantamiento artificial por estación

Por lo tanto las dos estaciones que han cumplido con los requerimientos necesarios para establecer en las mismas el análisis o evaluación de la corrosión son:

- Estación Shuara.
- Estación Atacapi.

3.2 SELECCIÓN DE POZOS A EVALUAR

Una vez seleccionadas las dos estaciones con mayores problemas de corrosión se determinó en base al análisis de los historiales que se detallan en el Anexo I, los pozos que presentan vulnerabilidad al ataque corrosivo los análisis realizados mostraron resultados que se exponen a continuación:

3.2.1 POZOS SELECCIONADOS ESTACIÓN SHUARA

Para la selección de los pozos se analizó los resultados que se muestran en las figuras 3.4 y 3.5.

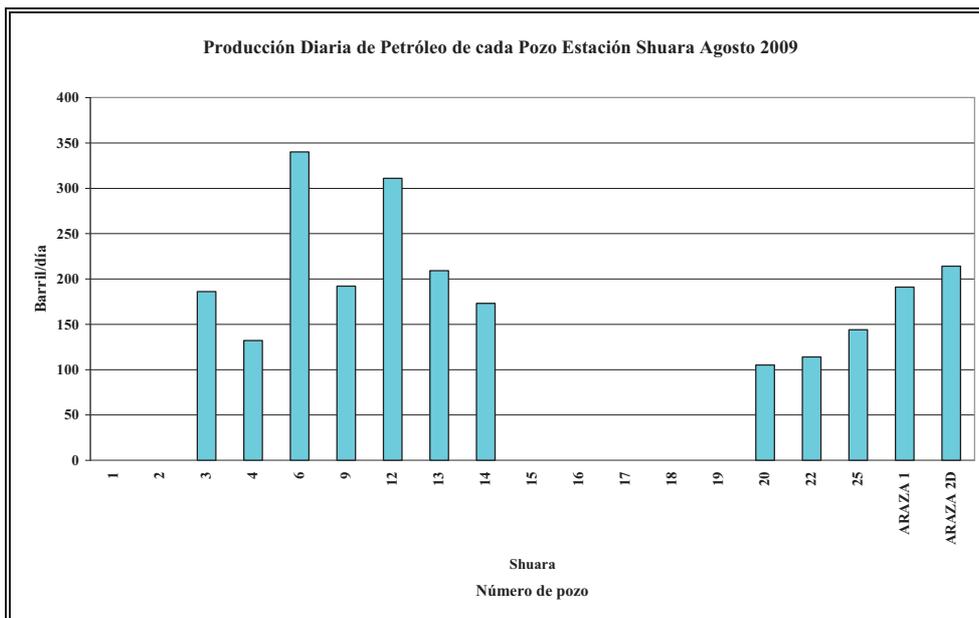


Figura3.4. Producción diaria de petróleo por cada pozo estación Shuara

En la figura 3.4 se observa la producción diaria de todos los pozos productores existentes y que estuvieron produciendo para la estación Shuara hasta la fecha de la evaluación, se puede observar que la mayor parte de la producción proviene de los pozos 06 y12.

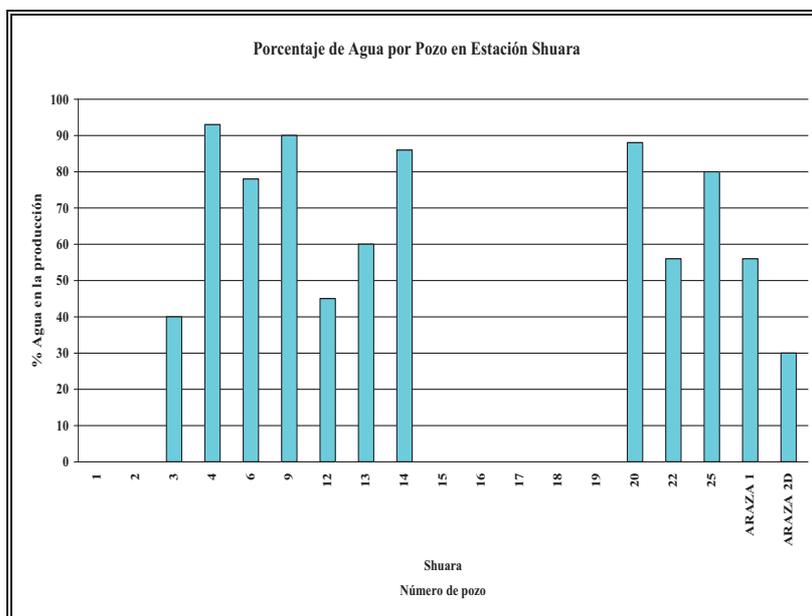


Figura 3.5. Porcentaje de agua presente en la producción diaria de petróleo por cada pozo estación Shuara

En las figuras 3.4 y 3.5 se obtuvieron los datos que necesitábamos para seleccionar el número de pozos a evaluar, analizando la cantidad de producción que genera cada uno de los pozos se puede establecer que todos los pozos están produciendo sobre los 100 barriles de crudo por día por lo tanto no se puede descartar a ningún pozo a mediante los datos obtenidos de la figura 3.4.

En la figura 3.5 se obtuvo el porcentaje de agua presente en la producción de crudo por cada pozo de la estación de los cuales los que presentan un porcentaje alto de agua son:

- Pozo número 04
- Pozo número 06
- Pozo número 09
- Pozo número 14
- Pozo número 20
- Pozo número 25

Por lo tanto estos pozos de la estación Shuara fueron seleccionados para realizar la evaluación del fenómeno de la corrosión.

3.2.2 POZOS SELECCIONADOS ESTACIÓN ATACAPI

En las figuras 3.6 y 3.7 se observan los resultados que se obtuvieron luego del análisis a los datos que se encontraron en los historiales del ANEXO I.

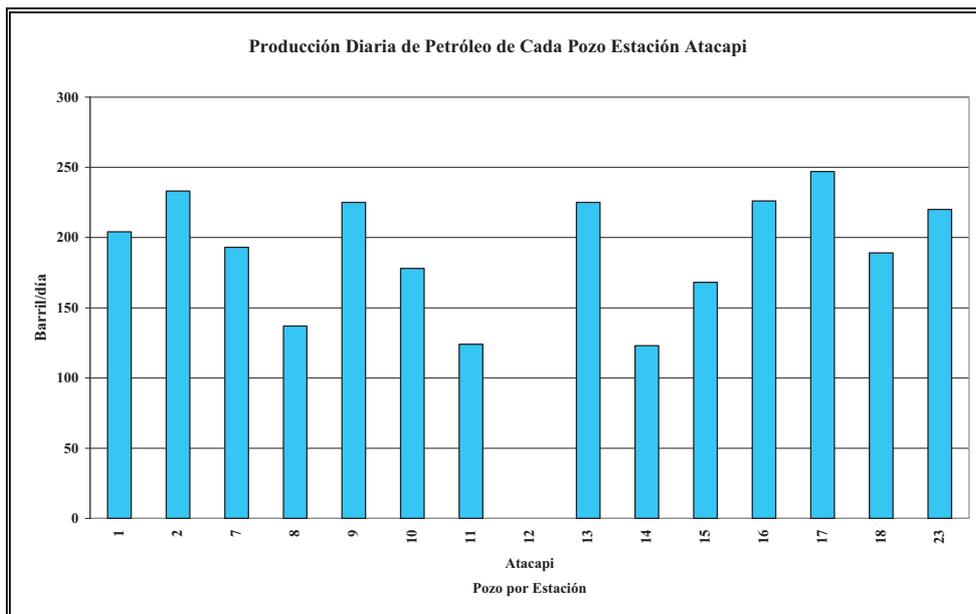


Figura 3.6. Producción diaria de petróleo por cada pozo estación Atacapi

De los datos proporcionados por la figura 3.6 se descarta los pozos 08, 11 y 14 debido a que son los que menos producen con respecto al resto de pozos que se encuentran en la estación.

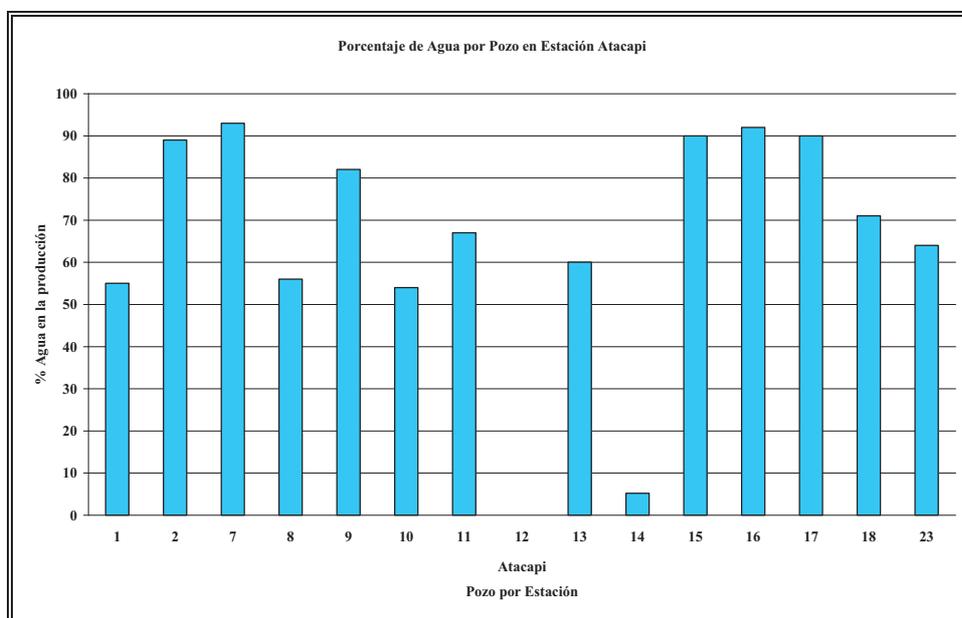


Figura 3.7. Porcentaje de agua presente en la producción diaria de petróleo por cada pozo estación Atacapi

En la figura 3.7 se muestra el porcentaje de agua presente en la producción de crudo por cada pozo de la estación Atacapi, luego de analizar los datos se observa que los pozos en los que el porcentaje de agua es mayor son:

- Pozo número 02
- Pozo número 07
- Pozo número 09
- Pozo número 15
- Pozo número 16
- Pozo número 17

Estos pozos también poseen un valor alto de producción de crudo por lo tanto los pozos seleccionados cumplen con las dos condiciones para el análisis.

3.2.3 CARACTERIZACIÓN DE LÍNEAS DE FLUJO

Empleando la metodología establecida para la caracterización de los sistemas de tuberías que se encuentran a nivel de superficie en las dos estaciones se encontraron los valores que se detallan en la tabla 3.1

Tabla 3.1. Características del sistema de tuberías de los pozos de las estaciones Shuara y Atacapi establecidos para evaluación

Nº Pozo	Tipo de material	Diámetro interno (in)	#Cédula	Longitud (ft) desde cabeza de pozo hasta manifold
Estación Shuara				
04	Acero	4,5	40 API	4000
06	Acero	4,5	40 API	5200
09	Acero	4,5	40 API	100
14	Acero	4,5	40 API	4500
20	Acero	4,5	40 API	4500
25	Acero	4,5	40 API	2500
Estación Atacapi				
02	Acero	4,5	40 API	3157
07	Acero	4,5	40 API	4500
09	Acero	4,5	40 API	4500
15	Acero	4,5	40 API	10500
16	Acero	4,5	40 API	7017
17	Acero	4,5	40 API	4500

3.3 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE CUPONES DE CORROSIÓN ESTACIÓN SHUARA

Una vez realizada la metodología para evaluar la corrosión en los sistemas de tuberías de los pozos productores se obtuvieron los resultados que se muestran a continuación:

3.3.1 UBICACIÓN POZOS EVALUADOS ESTACIÓN SHUARA

La ubicación de los pozos que fueron evaluados se presentan en la figura 3.8 en la misma se muestra donde están ubicados solamente los pozos evaluados.



Figura3.8 Distribución geográfica de pozos estación Shuara

3.3.2 UBICACIÓN DE PUNTOS DE MONITOREO PARA LA EVALUACIÓN CUPONES DE CORROSIÓN

Los puntos de monitoreo en los que se realizó la evaluación de los cupones de corrosión se encuentran localizados en la línea de flujo de transporte de crudo a una distancia de 11, 13 y 15 metros de los cabezales de los pozos: 06, 14 y 25 de la estación Shuara.

En la figura 3.9 se muestra el punto de monitoreo acoplado a la tubería en la que se transporta el crudo, también se puede observar la presencia de una capa de óxido en la superficie de la tubería.

La presencia de esta capa se da debido a la exposición de la misma al ambiente corrosivo como es las altas temperaturas y la humedad presente en el medio ambiente, el único mecanismo de protección que poseen las tuberías expuestas a este medio es la pasivación, por lo que es necesario implementar otro mecanismo de protección para mantener las condiciones actuales o disminuir esta acción corrosiva.



Figura3.9 Ubicación del punto de monitoreo de cupones de corrosión en la tubería de transporte

Los puntos de monitoreo que fueron señalados para la evaluación se localizaron solamente en las tuberías de transporte de los pozos: 06, 14 y 20. Para los pozos que no fueron mencionados fue debido a que en las tuberías de los mismos no existen puntos de monitoreo, cabe recalcar que se está planificando colocar estos puntos de monitoreo para el resto de pozos de toda la estación.

3.3.3 RESULTADOS DE RETIRO E INSTALACIÓN DE CUPONES DE CORROSIÓN

A continuación se presenta una descripción del estado en el que se encontraron los cupones de los pozos: 04, 14 y 20 que fueron retirados lavados y pesados, luego de estar expuestos bajo las mismas condiciones internas de la tubería por un lapso de dos meses.

Cuando los cupones de corrosión fueron retirados de los puntos de monitoreo se observó en cada uno la presencia de hidrocarburos en un 95%, la coloración negra fue la muestra de lo observado, se lavo con un JP1 para eliminar la presencia de los hidrocarburos, este fenómeno se presentó en todos los cupones evaluados por lo tanto discutir el estado de cada cupón es repetitivo.

En la figura 3.10 se muestra el estado en que quedaron los cupones luego de la respectiva limpieza en el ZH-546 se observó la presencia de ana sustancia de coloración negra adherida al cupón esta sustancia pudo ser sulfuro de hierro, no se observó en grandes cantidades este compuesto. Para el cupón ZH-547 se pudo apreciar que la exposición al ambiente interno de la tubería no produjo ningún tipo de corrosión solamente la adherencia de sulfuro de hierro, en ningún cupón se observó desgaste significativo.



Figura3.10 Cupones evaluados luego de ser pesados y lavados pozo 06

En la figura 3.11 se observó el estado en el que estuvieron los cupones de corrosión una vez realizado el proceso de limpieza en los cupones no se observa la presencia de ningún tipo de corrosión, en el cupón YQ-840 se observó una capa negra que correspondió a la presencia de sulfuro de hierro el mismo que pudo provenir del metabolismo de las bacterias, para el cupón YQ- 846 solamente se observó que el cupón no se encontraba deteriorado por ningún tipo de corrosión.



Figura3.11 Cupones evaluados luego de ser pesados y lavados pozo 14

En la figura 3.12 se mostró que no existió la presencia de ningún tipo de corrosión por la exposición de los cupones a las mismas condiciones en la tubería, se pudo observar que luego del proceso de limpieza los cupones en los mismos no se encontraron trazas de ninguna sustancia.



Figura3.12 Cupón evaluado luego de ser retirado y lavados pozo 20

No se observó la presencia de desgaste en los cupones que fueron retirados de la línea de producción, para el caso del los cupones de evaluados del pozo 14 se

observa la presencia de una pequeña cantidad de sulfuro y no se detectó la presencia carbonatos.

Tabla 3.2. Resultados obtenidos de evaluación a cupones de corrosión pozo 06 estación Shuara

ESTACIÓN SHUARA	POZO N°06	
Cupón retirado	ZH-546	ZH-578
Fecha instalación	26/10/09	27/12/09
Fecha de retiro	27/12/09	28/02/10
Peso inicial (g)	36,1419	36,0827
Peso final (g)	35,8854	35,8938
Área (in ²)	5,2	5,2
Densidad (g/cm ³)	128,8	128,8
Tiempo (días)	60	61
Velocidad de corrosión (mpy)	0,99	0,81
Velocidad de corrosión promedio (mpy)	0,90	
Tipo de corrosión	Baja	

En la tabla 3.2 se observan los valores de la velocidad de corrosión estos valores nos indican una corrosión baja, es decir que la corrosión que se presentó luego de la evaluación a la tubería no tiene un valor significativo como el que se esperaba obtener, la velocidad promedio nos indica un valor de corrosión baja este nos indica que durante el tiempo en el cual se realizaron las evaluaciones a los cupones el valor de la corrosión interna en las tuberías no se ha incrementado por lo que podemos concluir que el tratamiento de los químicos anticorrosivos está funcionando bien en la tubería de este pozo.

Tabla 3.3. Resultados obtenidos de evaluación a cupones de corrosión pozo 14 estación Shuara

ESTACIÓN SHUARA	POZO N°14	
Cupón retirado	YQ-840	YQ-846
Fecha instalación	11/11/09	12/01/10
Fecha de retiro	12/01/10	12/03/10
Peso inicial (g)	36,6193	36,3440
Peso final (g)	35,5494	35,2652

Tabla 3.3. Resultados obtenidos de evaluación a cupones de corrosión pozo 14 estación Shuara (continuación)

Área (in ²)	5,2	5,2
Densidad (g/cm ³)	128,8	128,8
Velocidad de corrosión (mpy)	5,50	5,55
Velocidad de corrosión promedio (mpy)	5,52	
Tipo de corrosión	Severa	

Luego de realizar las evaluaciones según la metodología establecida se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla 3.3 donde se observa, el valor de la velocidad de corrosión para los primeros 2 meses de evaluación es 5,50 mpy que corresponde a una corrosión severa, el resultado de los 2 meses posteriores es 5,55 mpy este valor se ha incrementado aunque no significativamente, pero nos indica la presencia de corrosión interna severa en la tubería de este pozo por lo tanto una alternativa para controlar y disminuir este fenómeno fue revisar que si se este inyectando el químico anticorrosivo y luego incrementar la dosis del mismo con el fin de disminuir la presencia de corrosión en la tubería de este pozo.

Tabla 3.4. Resultados obtenidos de evaluación a cupones de corrosión pozo 20 estación Shuara

ESTACIÓN SHUARA	POZO N°14	
Cupón retirado	ZQ-662	ZH-532
Fecha instalación	25/10/09	26/12/09
Fecha de retiro	26/12/09	25/02/10
Peso inicial (g)	36,2787	36,6782
Peso final (g)	35,8917	35,5202
Área (in ²)	5,2	5,2
Densidad (g/cm ³)	128,8	128,8
Tiempo (días)	62	62
Velocidad de corrosión (mpy)	3,40	1,39
Velocidad de corrosión promedio (mpy)	2,39	
Tipo de corrosión	Moderada	

Los valores de la velocidad de corrosión que se encontraron luego de realizar los análisis por dos ocasiones de acuerdo al tiempo establecido en la metodología, se

presentan en la tabla 3.4, para el primer período se obtuvo 3,40 mpy de velocidad de corrosión cuyo valor se encuentra en el rango de corrosión moderada en cambio para el siguiente período se obtuvo un valor de 1,62 mpy que corresponde también una velocidad moderada de corrosión de estos dos valores se mostró que el promedio de la velocidad también se mantiene en el rango establecido, pero se puede observar que existe una disminución de la velocidad de corrosión en el segundo período, esta diferencia se pudo dar debido, a que en el primer período de análisis hubo pérdida de metal en la limpieza del cupón incrementando el valor de la velocidad de corrosión, puesto que la inyección del químico anticorrosivo se ha mantenido durante todos los meses de la evaluación. En base a estos resultados se puede establecer que la inyección del químico anticorrosivo debe ser más alta para tratar de la corrosión se mantenga y no se incremente.

Luego de analizar los resultados que se obtuvieron de la evaluación de los tres pozos se pudo acertar en el tratamiento para controlar o disminuir el efecto de la corrosión que se presentó en los tres pozos.

3.4 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE CUPONES DE CORROSIÓN ESTACIÓN ATACAPI

Luego de realizar las respectivas evaluaciones de los cupones de corrosión que fueron expuestos a las mismas condiciones internas de las tuberías de los dos pozos que tenían acoplados los puntos de monitoreo se obtuvieron los resultados que se muestran a continuación:

3.4.1 UBICACIÓN DE POZOS EN ESTACIÓN

En la estación Atacapi fueron seleccionados seis pozos para realizar la respectiva evaluación en la figura 3.13 se muestra como se encuentran distribuidos los pozos de esta estación.



Figura3.13 Ubicación de los pozos estación Atacapi

3.4.2 UBICACIÓN DE PUNTOS DE MONITOREO PARA LA EVALUACIÓN CUPONES DE CORROSIÓN

La ubicación de los puntos de monitoreo en los que se realizó la evaluación se estableció visualmente y midiendo con un flexómetro (metro) distancia desde el punto de monitoreo hasta la cabeza del pozo productor, la distancia medida de para cada caso fue:

- El punto de monitoreo del pozo 09 se encuentra a 13,5 m de distancia del cabezal del pozo productor.
- El punto de monitoreo del pozo 15 se encuentra ubicado a 14 m de distancia del cabezal del pozo productor.

3.4.3 RESULTADOS DE RETIRO E INSTALACIÓN DE CUPONES DE CORROSIÓN

En la figura 3.14 se pudo observar fue el estado en el que se encontraron los cupones que se retiraron de los puntos de monitoreo del pozo 09 de la estación Atacapi, en la misma se pudo observar que no existió la presencia de carbonatos, pero si un mínimo porcentaje de sulfuro, la presencia de precipitados no se observó en ningún cupón y la presencia de corrosión generalizada tampoco se detectó visualmente.



Figura3.14 Cupones evaluados luego de ser pesados y lavados pozo 09

En la figura 3.15 se pudo observar que luego de realizar la limpieza no se presentó precipitaciones de sólidos en la superficie de los mismos, tampoco se observó la presencia de ningún tipo de corrosión, en el cupón ZQ-569 no se pudo observar la presencia de desgaste ni corrosión pero si una pequeña capa negra que correspondió a sulfuro de hierro, por otra parte en el cupón ZH-567 no se observó ningún tipo de precipitación de carbonatos ni la presencia de corrosión en la superficie del mismo.



Figura3.15 Cupones evaluados luego de ser pesados y lavados pozo 15

Una vez realizada la limpieza y el análisis visual de los cupones retirados se analizaron los resultados obtenidos en las tablas que se muestran a continuación:

Tabla 3.5. Resultados obtenidos de evaluación a cupones de corrosión pozo 09 estación Atacapi

ESTACIÓN ATACAPI	POZO N°09	
Cupón retirado	ZH-665	ZQ-667
Fecha instalación	25/10/09	26/12/09
Fecha de retiro	26/12/09	26/02/10
Peso inicial (g)	37,0017	35,8913
Peso final (g)	36,8007	35,6531
Área (in ²)	5,2	5,2
Densidad (g/cm ³)	128,8	128,8
Tiempo (días)	62	62
Velocidad de corrosión (mpy)	1,77	2,09
Velocidad de corrosión promedio (mpy)	1,93	
Tipo de corrosión	Moderada	

El valor de la velocidad de corrosión mostrado en la tabla 3.5 indica una corrosión que se encuentra en el rango de corrosión moderada se puede analizar que el valor de la velocidad de corrosión se ha incrementado en el segundo período de evaluación por lo que se debe implementar un plan de control para que este valor no se incremente, esto se puede lograr por medio del incremento en la dosificación del inhibidor de corrosión que se inyecta en los capilares del cabezal del pozo.

Para la evaluación de cupones de corrosión que se realizó en tubería del pozo 15 de la estación Atacapi se encontraron los resultados que se detallan en la tabla 3.6 y se muestra a continuación:

Tabla 3.6. Resultados obtenidos de evaluación a cupones de corrosión pozo 15 estación Atacapi

ESTACION ATACAPI	POZO N°15	
Cupón retirado	ZQ-569	ZH-567
Fecha instalación	25/10/09	26/12/09
Fecha de retiro	26/12/09	25/02/10
Peso inicial (g)	36,2787	36,6687
Peso final (g)	35,8917	36,5202
Área (in ²)	5,2	5,2
Densidad (g/cm ³)	128,8	128,8

Tabla 3.6. Resultados obtenidos de evaluación a cupones de corrosión pozo 15 estación Atacapi (continuación)

Tiempo (días)	62	62
Velocidad de corrosión (mpy)	2,25	2,39
Velocidad de corrosión promedio (mpy)	2,32	
Tipo de corrosión	Moderada	Moderada

El valor de la velocidad de corrosión en el primer período corresponde a un valor de 2,25 mpy que se encuentra dentro del rango de corrosión moderada, de igual forma el valor del segundo período de evaluación es menor 2,39 mpy que también corresponde a una corrosión moderada, pero la diferencia de estos dos valores se pudo deber a la pérdida de metal durante la limpieza del cupón, a mayor pérdida de metal se incrementa la velocidad de corrosión. Estos valores indican que se debe tomar medidas como limpieza de tuberías mediante la aplicación de los conocidos chanchos inteligentes o aumentar la dosificación del inhibidor de corrosión para disminuir este fenómeno.

3.5 RESULTADOS DE ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICOS EN AGUAS DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN SHUARA

Los resultados de análisis físico químicos realizado a las muestras de agua de producción recolectadas, a nivel de cabeza de pozo y manifold para la estación Shuara se muestran a continuación:

3.5.1 RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 04

Tabla 3.7. Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 04 de estación Shuara durante agosto, septiembre, octubre y noviembre

ESTACIÓN	SHUARA			
Número de pozo	04			
Mes de evaluación	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
Dureza cálcica (ppm CaCO ₃)	3200	2100	2800	3300
Dureza total (ppm CaCO ₃)	3600	3300	3300	3700
Alcalinidad (ppm CaCO ₃)	1370	1670	1150	1270
Cloruros (ppmCl)	9800	7950	8900	9500

Tabla 3.7. Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 04 de estación Shuara durante agosto, septiembre, octubre y noviembre (continuación)

Sulfatos (ppmSO ₄)	500	625	470	520
Hierro manifold (ppm Fe)	51,25	47,25	49,25	48,25
Hierro cabeza (ppm Fe)	45,75	44,50	44,75	46
Dióxido de carbono (%CO ₂)	> 80	120	> 78	> 80
Sulfuro de hidrógeno (%SO ₄)	10	8	12	11
Ph	5,90	6,11	6,1	6,2
BSW (%)	88	85	89	83
BFPD (barriles/día)	1126	1146	1129	1129
BPPD (barriles/día)	135	171,9	124,19	191,93

Luego de aplicar la metodología para realizar los análisis físico químicos se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla 3.7 para el pozo 04, de los mismos se pudo destacar que el valor de la alcalinidad total en el mes de septiembre se ha incrementado, esto nos indica que pudo existir problemas de depósitos en la tubería por lo que se incremento la dosificación del químico antiescala para tratar de disminuir el efecto del incremento de lo sólidos.

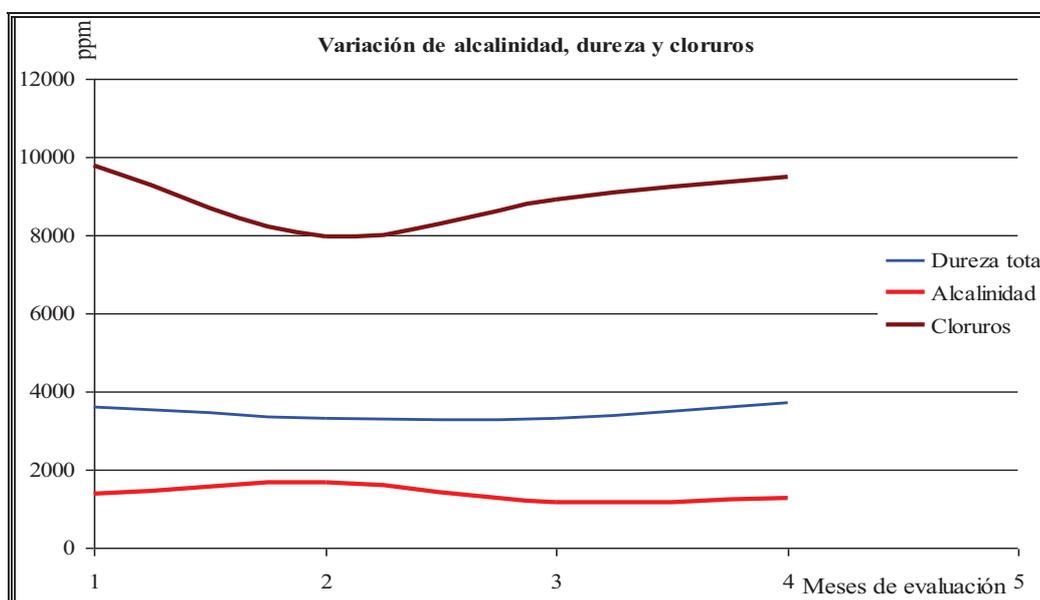


Figura 3.16 Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros, alcalinidad y dureza cálcica pozo 04

De los resultados mostrados en la figura 3.16 se pudo establecer que:

- Existió un incremento en la producción de crudo, y que los valores de iones cloruros y carbonatos disminuyeron esto pudo deberse al trabajo de limpieza que se realizó en la cabeza de pozo, en este mes, también se observó un incremento en el valor de la alcalinidad que se pudo presentar debido a un incremento en el porcentaje de agua presente en la formación.
- La concentración de iones cloruros se mantiene debajo de los 10000 ppm esto indica que luego del trabajo de limpieza realizado en este pozo la presencia de los iones cloruros incremento en los dos meses posteriores, la presencia de iones cloruro en aguas de formación implica una mayor capacidad conductora del agua a mayor deposición de iones hierro por lo tanto tendencia corrosiva del agua.
- La dureza cálcica mantuvo valores casi constantes salvo los valores del mes de septiembre que correspondieron a una disminución debido a la limpieza que se presentó en el pozo, estos valores volvieron a subir en los meses posteriores hasta alcanzar valores semejantes a la concentración que se presentó en el mes de agosto.

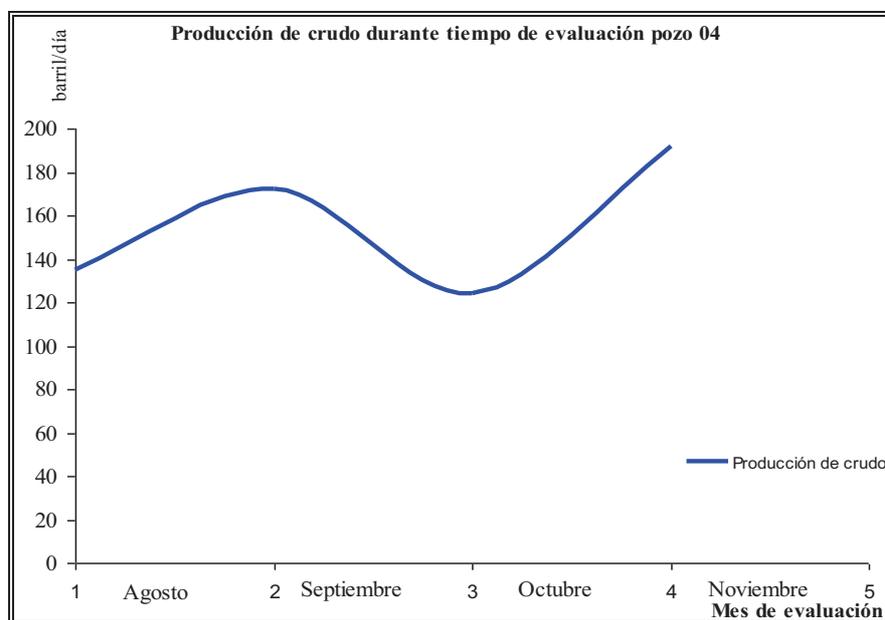


Figura3.17 Variación de producción en barriles por día durante cuatro meses de evaluación

En la figura 3.17 se observó que la producción de crudo durante estos cuatro meses tuvo una variación significativa, es decir que en el mes de agosto la producción fue de alrededor de 138 barriles por día pero en septiembre este valor de la producción aumento esto pudo ser debido al trabajo de limpieza, en el mes de octubre la producción disminuyó drásticamente produciendo alrededor de 125 barriles por día, esto representa una disminución en los ingresos económicos para la empresa, para el mes de noviembre se obtuvo un incremento alto de producción debido a que el porcentaje de agua (BSW) presente en el crudo disminuyó.

3.5.2 RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 06

En la tabla 3.8 que corresponde a los resultados obtenidos para el pozo 06 se destacó lo siguiente:

Tabla 3.8. Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 06 de estación Shuara durante agosto, septiembre, octubre y noviembre

ESTACIÓN	SHUARA			
Número de pozo	06			
Mes de evaluación	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
Dureza cálcica (ppm CaCO ₃)	14400	14800	14500	15000
Dureza total (ppm CaCO ₃)	17200	17000	15900	16500
Alcalinidad (ppm CaCO ₃)	270	270	120	200
Cloruros (ppmCl)	48800	45650	44950	49000
Sulfatos (ppmSO ₄)	175	175	250	250
Hierro manifold (ppm Fe)	49,25	46,75	72,5	48,75
Hierro cabeza (ppm Fe)	31,75	41,25	65,5	48,5
Dióxido de carbono (%CO ₂)	14	13	8	10
Sulfuro de hidrógeno (%SO ₄)	6	8	8	11
pH	6,9	6,93	6,93	6,73
BSW (%)	60	60	60	60
BFPD (Barriles/día)	861	853	823	850
BPPD (Barriles/día)	344	341	329	340

- El valor de la dureza cálcica se encuentra casi estable, es decir no existe incrementos de altos rangos por lo que no existe problemas de presencia de incrustaciones debido a la precipitación del carbonato de calcio.
- Los valores de alcalinidad permanecen en rangos muy bajos pero se observa que en el mes de octubre este valor disminuye casi la mitad del valor

promedio, este fenómeno se debió a un incremento en la dosificación del inhibidor de corrosión, los valores alcalinidad bajo muestran que el control para evitar la precipitación de la sales esta funcionando correctamente en este pozo por lo que se descarta problemas de incrustaciones.

- El valor promedio de los iones cloruros esta muy elevado indicando un riesgo de aumentar la corrosividad del agua de formación presente en la producción de este pozo, se debe poner atención para controlar y disminuir el efecto de estos iones.
- El valor del porcentaje de agua presente en el crudo permaneció constante indicando y bajo indicando que la presencia de sólidos en el agua de formación también es menor, existiendo un incremento en la producción de crudo.
- La producción de petróleo en este pozo es elevada y beneficiosa para la empresa, esto se debe a un BSW bajo, la producción diaria indica que el pozo productor se encuentra funcionando de acuerdo a lo esperado.

3.5.3 RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 09

La tabla 3.9 contiene los valores de los resultados de los análisis físico-químicos del agua que se realizaron en las muestras de agua de formación presentes en la producción de crudo.

Tabla 3.9. Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 09 de estación Shuara durante agosto, septiembre, octubre y noviembre

ESTACIÓN	SHUARA			
	09			
Número de pozo	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
Mes de evaluación				
Dureza cálcica (ppm CaCO ₃)	3700	4800	3700	W.O.
Dureza total (ppm CaCO ₃)	4600	5300	4600	W.O.
Alcalinidad (ppm CaCO ₃)	750	670	750	W.O.
Cloruros (ppmCl)	13900	13000	13900	W.O.
Sulfatos (ppmSO ₄)	300	325	300	W.O.
Hierro manifold (ppm Fe)	15,5	15,5	8	W.O.
Hierro cabeza (ppm Fe)	10	15,25	10	W.O.
Dióxido de carbono (%CO ₂)	35	33	35	W.O.
Sulfuro de hidrógeno (%SO ₄)	5	10	5	W.O.
pH	6,58	6,87	6,58	W.O.
BSW (%)	90	90	90	W.O.

Para los valores de dureza cálcica obtenidos se pudo establecer que en el mes de septiembre este valor se incrementó pero no significativamente, en este mismo mes el valor de la dureza total también sufrió el mismo efecto debido a problemas de depósitos que posiblemente estuvieron presentes en los equipos que fueron evaluados en el reacondicionamiento del pozo. La presencia de dióxido de carbono es alta indicando que en el agua se pudieron presentar problemas de corrosión.

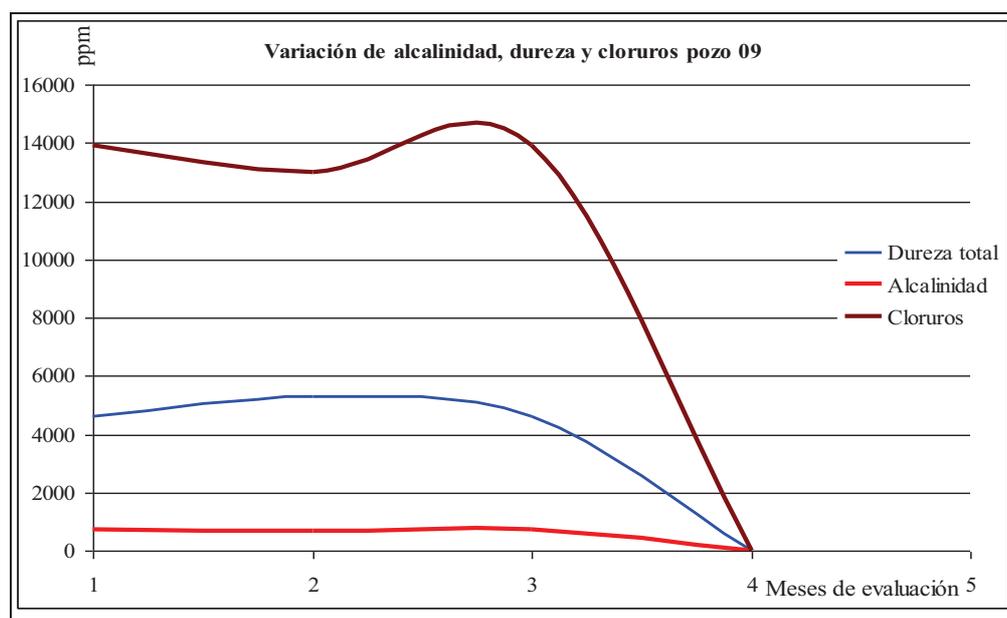


Figura 3.18 Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros, alcalinidad y dureza cálcica pozo 09 estación Shuara

En la figura 3.18 se puede apreciar que la concentraciones de iones cloruros ha incrementado en el mes de octubre, el incremento de este valor nos indica la tendencia corrosiva en el agua de formación, el valor de la dureza total presenta una tendencia a elevar su concentración, por otro lado el valor de la alcalinidad se presenta en rango promedio en 400 ppm, este valor no se ve alterado es decir no existe variación de los mismos en los tres meses de evaluación, se observa que en el mes de noviembre no existieron resultados debido al trabajo de reacondicionamiento en el pozo con el fin de evaluar el equipo de fondo del cabezal del pozo productor.

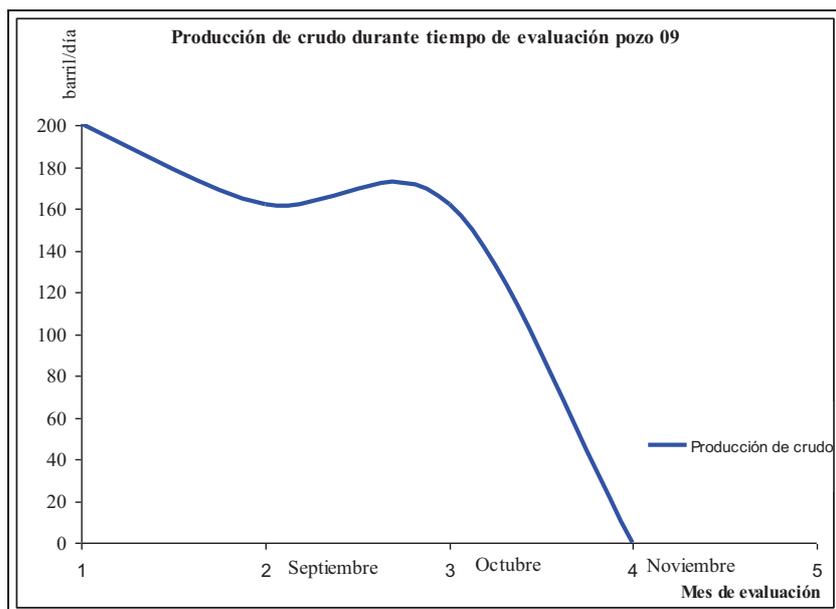


Figura 3.19 Variación de producción en pozo 09 en barriles por día durante cuatro meses de evaluación

En la figura 3.19 se presenta la curva de producción del pozo 09 en el mismo se observó que la producción en el mes de agosto fue alrededor de 200 barriles diarios, que significó un gran aporte para la producción total de la estación, pero en los meses de septiembre y octubre la producción de crudo disminuyó significativamente por lo que para el mes de octubre la producción que fue disminuyendo obligó al personal a realizar un trabajo de reacondicionamiento del pozo por lo que se apagó y paralizó la producción del mismo para evaluar los equipos de fondo.

3.5.4 RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 14

Los parámetros que se analizaron en las muestras de agua de formación del pozo 14 se presentan en la tabla 3.10, en la cual se observó que los valores de pH se mantuvieron entre 6,6 y 7,1 que indica un valor de alcalinidad baja en el agua de la producción esto puede generar una presencia de acidez en el agua lo cual llevaría a la presencia de baja corrosividad en el agua.

Tabla 3.10. Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 14 de estación Shuara durante agosto, septiembre, octubre y noviembre

ESTACIÓN	SHUARA			
Número de pozo	14			
Mes de evaluación	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
Dureza cálcica (ppm CaCO ₃)	4000	4600	4800	5200
Dureza total (ppm CaCO ₃)	4200	4900	5100	5300
Alcalinidad (ppm CaCO ₃)	380	430	520	630
Cloruros (ppmCl)	18000	16600	17000	18600
Sulfatos (ppmSO ₄)	200	200	185	300
Hierro manifold (ppm Fe)	15,75	29,75	27	15,5
Hierro cabeza (ppm Fe)	15,50	15,75	24,5	14,25
Dióxido de carbono (%CO ₂)	34	30	25	16
Sulfuro de hidrógeno (%SO ₄)	8	8	8	8
pH	6,66	7,06	6,50	6,43
BSW (%)	86	89	88	86
BFPD (Barriles/día)	1182	820	1080	1238
BPPD (Barriles/día)	165	115	151	173

En la figura 3.20 se obtuvieron las curvas de la concentración en partes por millón (ppm) de los iones cloruros y carbonatos que dieron una idea de lo que está sucediendo con la cantidad de sólidos presentes en aguas de formación. En la concentración de iones cloruros se observa que los valores sobrepasan los 17000 ppm que indicó una elevada concentración de iones cloruros y un bajo contenido de alcalinidad estas condiciones que se presentan pueden ser causa para que la tendencia corrosiva en el agua aumente. El valor del contenido de carbonato de calcio se mostró sobre los 4000 ppm con tendencia a incrementar la concentración del mismo indicando una posible precipitación de sólidos que pueden terminar en la formación de incrustaciones en las tuberías lo que sería perjudicial para la producción en este pozo.

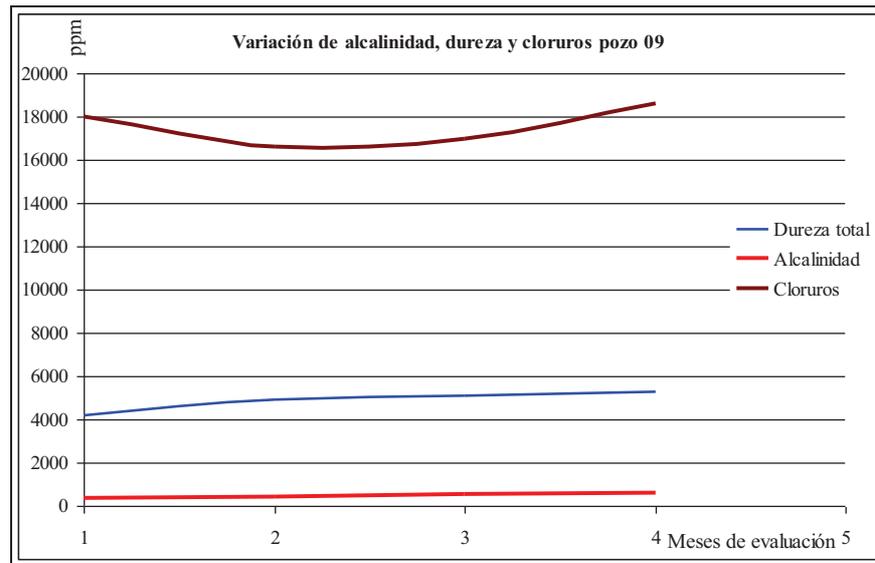


Figura 3.20 Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros, alcalinidad y dureza cálcica pozo 14 estación Shuara

La producción de petróleo en este pozo presenta una tendencia de incremento en la producción, se muestra en la figura 3.21 que en el mes de septiembre la producción de crudo disminuyó su valor esto se pudo dar debido a que el porcentaje de agua presente en la formación tuvo un incremento lo cual es perjudicial para la producción en este pozo, pero cabe recalcar que en los meses posteriores la producción volvió a subir y que permaneció constante.

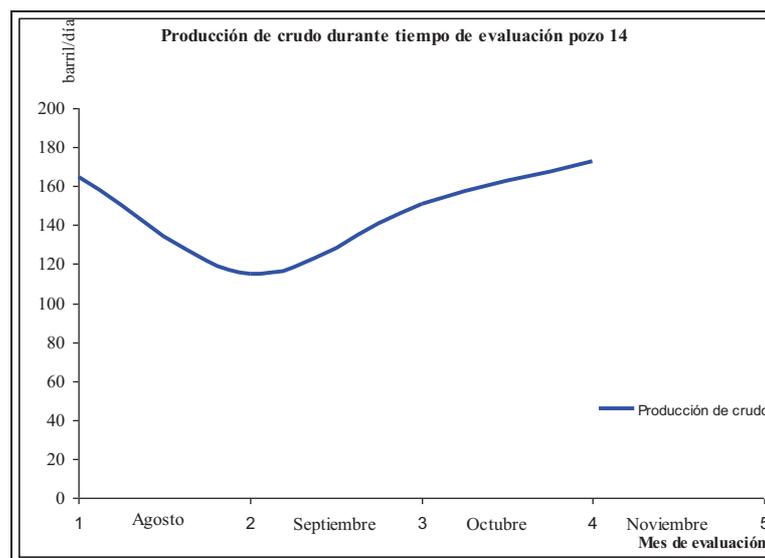


Figura 3.21 Variación de producción en pozo 14 en barriles por día durante cuatro meses de evaluación

3.5.5 RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 20

En la tabla 3.11 se presentan los resultados de los análisis físico químicos realizados a las muestras de aguas de formación pertenecientes al pozo 20, los resultados obtenidos de los análisis durante los meses: agosto, septiembre, octubre y noviembre se muestran a continuación:

Tabla 3.11. Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 20 de estación Shuara durante agosto, septiembre, octubre y noviembre

ESTACIÓN	SHUARA			
Número de pozo	20			
Mes de evaluación	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
Dureza cálcica (ppm CaCO ₃)	2000	1800	1200	1200
Dureza total (ppm CaCO ₃)	2300	2000	2100	2800
Alcalinidad (ppm CaCO ₃)	950	1080	1130	1380
Cloruros (ppmCl)	11300	9350	10050	8850
Sulfatos (ppmSO ₄)	450	425	500	500
Hierro manifold (ppm Fe)	11	10,5	9,25	10,75
Hierro cabeza (ppm Fe)	9,8	9	9	9,5
Dióxido de carbono (%CO ₂)	80	30	30	40
Sulfuro de hidrógeno (%SO ₄)	12	12	12	12
pH	6,70	6,80	6,71	6,63
BSW (%)	88	88	88	85
BFPD (Barriles/día)	653	639	459	643
BPPD (Barriles/día)	78	77	75	75

En la tabla 3.11 se muestra que el contenido de dióxido de carbono en el mes de agosto es muy elevado, por lo que se pudieron presentar problemas de corrosión debido a la formación de ácido carbónico que provoca una disminución en el pH del agua incrementando la corrosividad en el agua. Este valor solamente se presentó en el mes de agosto para los siguientes meses este valor disminuyó considerablemente permaneciendo constantes.

El porcentaje del agua presente en el agua de producción no presenta variación durante los meses en los que se realizó la evaluación.

En la figura 3.22 se observa que el valor de los cloruros se encuentran sobre los 10000 ppm este valor en el mes de agosto es elevado pero en el caso del mes de

septiembre y noviembre la concentración de iones cloruros disminuye por lo tanto la tendencia de la presencia de iones cloruros esta sobre los 9000 ppm, que corresponde a un valor elevado que favorece la presencia de corrosiva en las aguas de formación.

El valor de la concentración de carbonatos está bajo los 200 ppm, este valor de la alcalinidad baja con el valor alto de los iones cloruros hacen posible un incremento de la corrosividad presente en el agua, si la alcalinidad del agua disminuye la acidez aumenta y la corrosividad del agua también aumenta.

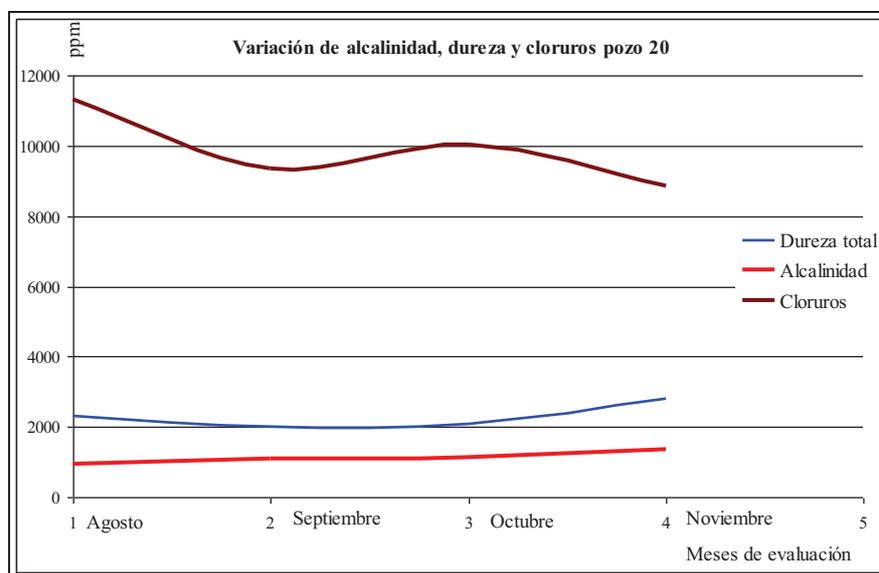


Figura3.22 Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros, alcalinidad y dureza cálcica pozo 20 estación Shuara

En la figura 3.23 se presentó la variación de la producción de crudo en el pozo 20, se observó que la tendencia de la producción no presentó altas variaciones, esto se debió a que el porcentaje de agua presente se mantuvo durante los meses de evaluación, la producción en este pozo no es tan alta debido al alto valor de BSW, existe una disminución de aproximadamente 3 barriles de crudo pero la tendencia se mantiene.

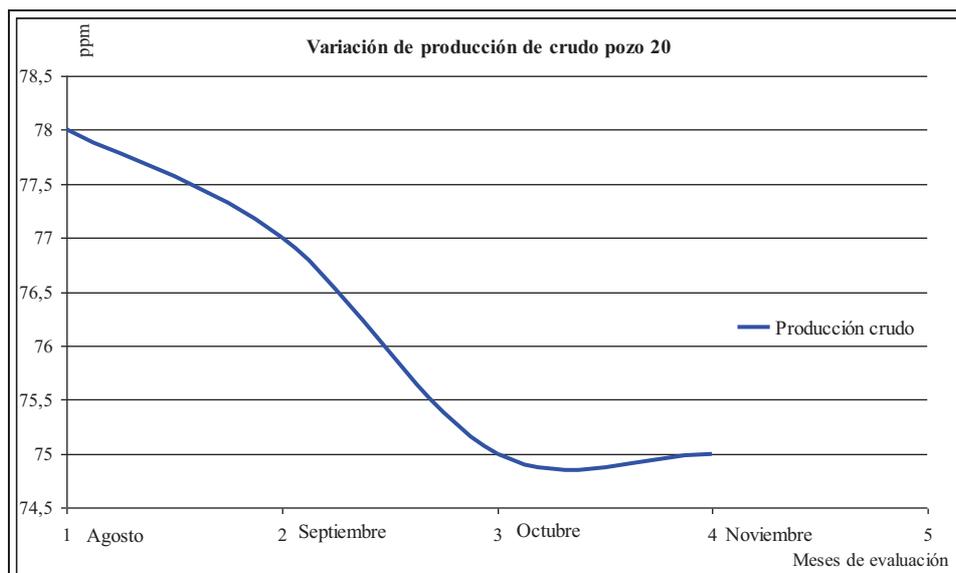


Figura3.23 Variación de producción en pozo 20 en barriles por día durante cuatro meses de evaluación

3.5.6 RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 25

Luego de realizar los análisis físico-químicos respectivos en las muestras de aguas de formación se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla 3.12

El valor de la concentración de iones sulfatos presentes en el agua de formación estuvo sobre los 100 ppm que corresponde a un valor elevado por lo tanto se pudo presentar la formación de incrustaciones en la tubería del pozo evaluado, por lo que se debe aumentar la dosis del inhibidor de escala para controlar este fenómeno.

El pH de la solución esta bajo el valor de 7 es decir se presentó una tendencia a tener aguas con acidez que implica que la tendencia de la corrosividad del agua pudo ir incrementándose, los valores de la concentración no indican cuan será el valor de corrosividad solamente sirvieron para predecir la tendencia que presenta el agua.

El dióxido de carbono presenta valores entre 15 a 30 % que implica un valor bajo del contenido de este gas, cabe indicar que aunque el valor se encuentre en este

rango de valores menores a 30 la tendencia a formar ácido carbónico para incrementar la corrosividad en el agua todavía es posible.

Tabla 3.12. Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 25 de estación Shuara durante agosto, septiembre, octubre y noviembre

ESTACIÓN	SHUARA			
Número de pozo	25			
Mes de evaluación	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
Dureza cálcica (ppm CaCO ₃)	2720	2650	2700	2850
Dureza total (ppm CaCO ₃)	3100	3050	3100	3000
Alcalinidad (ppm CaCO ₃)	140	135	140	135
Cloruros (ppmCl)	73250	70250	73250	70250
Sulfatos (ppmSO ₄)	100	98	100	100
Hierro manifold (ppm Fe)	72,5	70,5	72,5	70,5
Hierro cabeza (ppm Fe)	59,75	59,5	59,75	60,75
Dióxido de carbono (%CO ₂)	30	30	12	18
Sulfuro de hidrógeno (%SO ₄)	6	6	6	6
pH	5,86	5,86	5,86	5,86
BSW (%)	80	80	80	83
BFPD (Barriles/día)	423	423	423	443
BPPD (Barriles/día)	85	85	85	75,31

En la figura 3.24 se observó la variación de la concentración de iones cloruros presentes en las aguas de formación, se estableció que el valor promedio de iones cloruros se encuentra sobre los 70000 ppm que corresponde a un valor muy elevado, que implica un incremento en la conductividad del agua y la deposición de iones hierro por lo tanto presencia de corrosión presente en la tubería de este pozo.

La curva de alcalinidad presentó valores constantes y bajos sobre los 140 ppm que implican una tendencia baja de alcalinidad este factor y el elevado contenido de iones cloruros provocan la presencia de corrosión en la tubería de transporte de este pozo, lamentablemente con estos valores solamente podemos predecir la tendencia del agua y no la cantidad de corrosión que afectó a la tubería.

El contenido de iones carbonatos también es elevado lo que pudo implicar la precipitación de estos sólidos, en la tubería presentando incrustaciones a lo largo

de las mismas, cabe recalcar que los valores muestran una curva de valores casi constante por lo que es más fácil controlar este fenómeno.

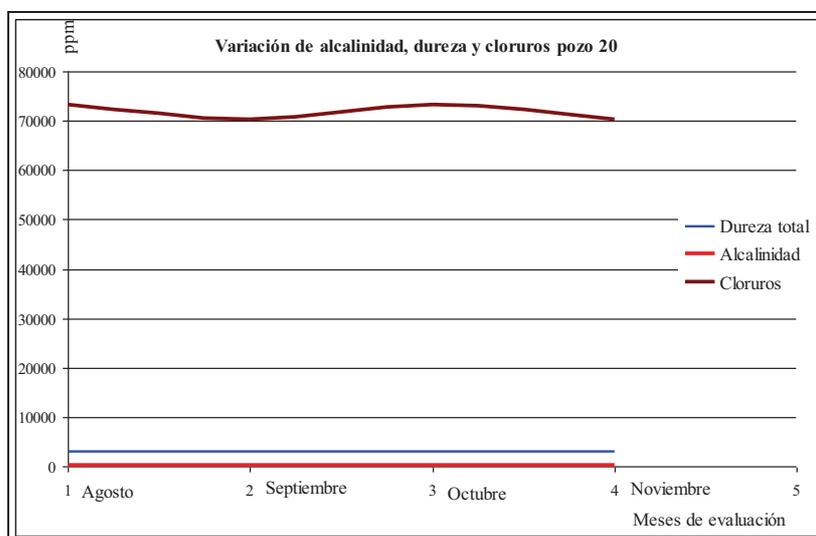


Figura 3.24 Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros, alcalinidad y dureza cálcica pozo 25 estación Shuara

En la figura 3.25 se indica la curva de producción de crudo en el pozo 25, en la misma se observa que en el mes de octubre a noviembre la producción ha decrecido, esto pudo darse debido a que el contenido de agua BSW aumentó, esto implica una disminución en la producción.

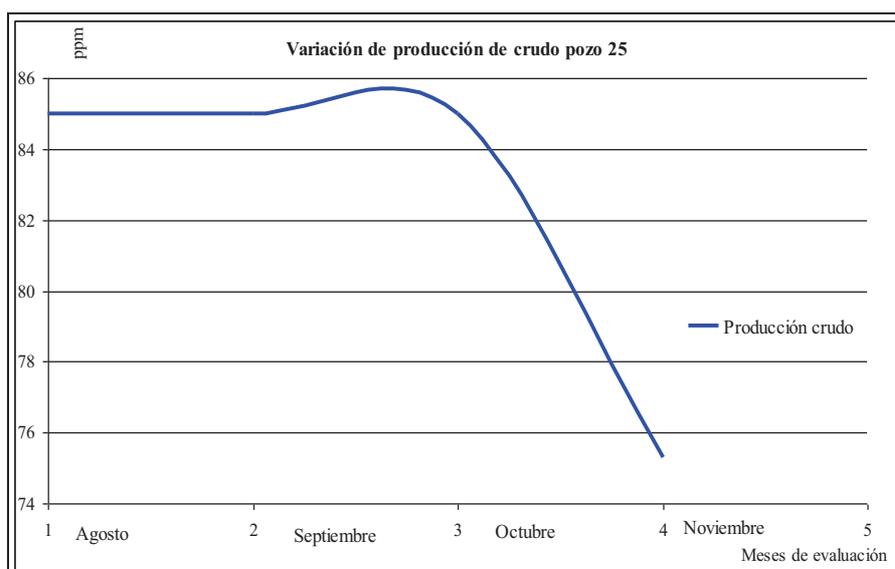


Figura 3.25 Variación de producción en pozo 25 en barriles por día durante cuatro meses de evaluación

En la figura 3.26 se pudo observar que las curvas de la dureza cálcica en los pozos 04, 06, 14, 20 y 25 se encuentran en valores que corresponden al rango de 2000 a 4000 ppm, este resultado era de esperarse debido a que estos pozos producen en la misma zona, en el caso del pozo 06 se observa que la dureza cálcica está sobre los 17000 ppm que es un valor elevado con respecto al de los demás pozos existentes en la estación.

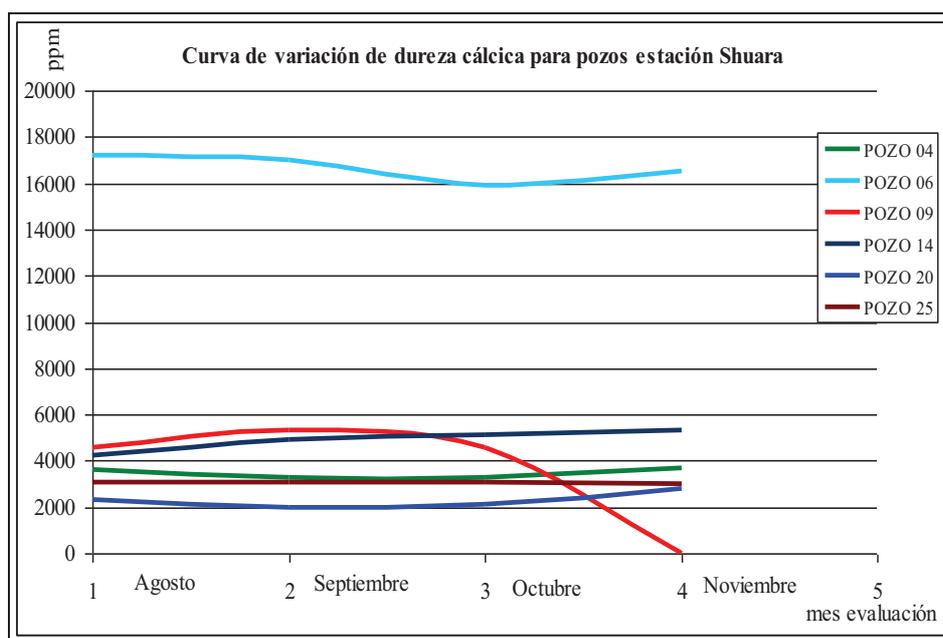


Figura3.26 Curva de variación de concentración en ppm de dureza cálcica para pozos de estación Shuara

En la figura 3.27 se mostraron las curvas de concentraciones de la alcalinidad presente en los pozos de las mismas se puede observar que la alcalinidad de para los pozos 06, 14 y 25 esta en el rango de 150 a 400 ppm, que corresponden a un valor bajo de alcalinidad, para los valores de la concentración de alcalinidad presente en los pozos varía de 800 a 1600 ppm este indica que la acidez en las aguas de formación de estos pozos es menor respecto a los pozos restantes.

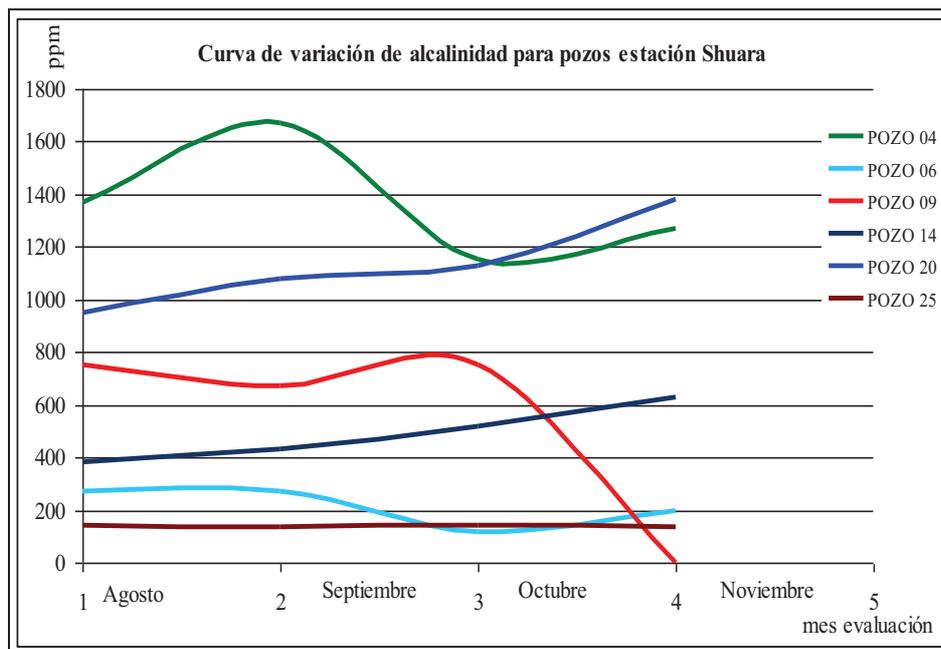


Figura3.27 Curva de variación de concentración en ppm de alcalinidad para pozos de estación Shuara

En la figura 3.28 se presentan las curvas de concentración en partes por millón (ppm) de iones cloruros presentes en los pozos evaluados de la estación Shuara, se pudo observar que la concentración en los pozos 06 y 25 estuvo en un rango de valores que van desde 50000 a 72000 ppm, que son valores elevados que implican un incremento en la conductividad del agua y por ende una elevación en la corrosividad de la misma.

Para las curvas de los pozos 04, 09, 14 y 25 se obtuvo que los mismos se encontraron en un rango que va de 10000 a 20000 ppm que indica la presencia elevada de iones cloruro que también implica que existe presencia de corrosividad en las aguas de formación presente en estos pozos.

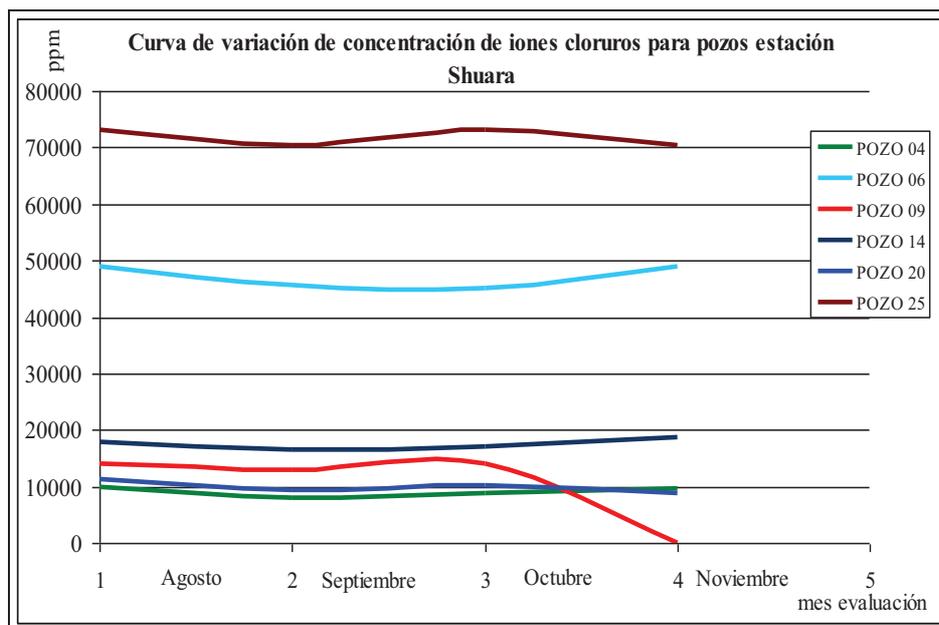


Figura 3.28 Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros para pozos de estación Shuara

3.6 RESULTADOS DE ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICOS EN AGUAS DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN ATACAPI

Los resultados de los análisis físico químicos realizados en las muestras de aguas de formación recolectadas a nivel de cabeza de pozo y manifold de la estación Atacapi se muestran en las tablas que se presentan más adelante así como la discusión de los mismos.

3.6.1 RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 02

En la tabla 3.13 se encuentran recolectados los resultados de los análisis físico químicos que se realizaron en la tubería del pozo 02, en la misma se observaron que los valores del contenido de iones sulfatos presentes para el mes de agosto es bajo con respecto a los otros meses que presentan incrementos grandes que casi duplican el valor inicial estos valores altos implican la presencia de sólidos debido a la precipitación de estos iones provocando la presencia de incrustaciones presentes en la tubería de este pozo.

Tabla 3.13. Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 14 de estación Atacapi durante agosto, septiembre, octubre y noviembre

ESTACIÓN	ATACAPI			
Número de pozo	02			
Mes de evaluación	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
Dureza cálcica (ppm CaCO ₃)	22400	26600	27400	25450
Dureza total (ppm CaCO ₃)	30700	29900	29800	30100
Alcalinidad (ppm CaCO ₃)	170	330	390	297
Cloruros (ppmCl)	77900	80600	78100	78800
Sulfatos (ppmSO ₄)	50	175	175	136
Hierro manifold (ppm Fe)	76,8	50	87	71,2
Hierro cabeza (ppm Fe)	71,3	28,5	64	54,6
Dióxido de carbono (%CO ₂)	10	5	20	12
Sulfuro de hidrógeno (%SO ₄)	4	5	12	7
Ph	7	5,9	6,21	6,37
BSW (%)	82,7	86,87	89,36	86,31
BFPD (Barriles/día)	1348	1363	1306	1339
BPPD (Barriles/día)	233	179	139	183

En la figura 3.29 se observó que el contenido de la concentración de iones cloruros presentes en este pozo es muy elevada por lo que se pudo deducir que este valor elevado y una baja alcalinidad son los factores que se necesitan para que exista corrosividad en el agua debido al incremento en la conductividad del agua y por ende una alta deposición de iones hierro que incrementan la corrosividad del agua de producción, por lo tanto en este pozo se pudo deducir que presenta corrosividad elevada pero no cuantificar.

El valor de la dureza cálcica presente en aguas de formación presentó valores que se encontraron alrededor de los 30000 ppm, este valor es muy elevado por lo que se pudo deducir que la presencia de sólidos es elevada pudiendo dar lugar a la formación de incrustaciones causando obstrucción en la tubería.

El rango de los valores en los que se encuentra la alcalinidad está entre 170 a 400 ppm que indica una concentración baja que acompañado del alto contenido de iones presentan una elevada corrosividad en el agua.

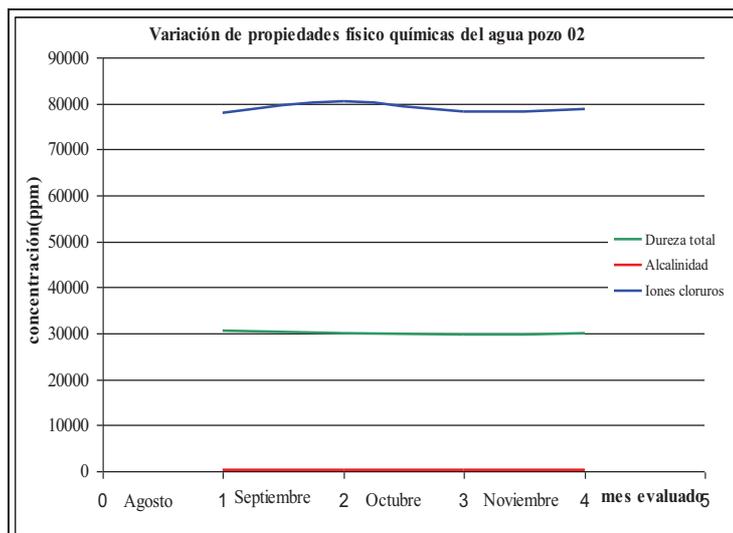


Figura3.29 Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros, alcalinidad y dureza cálcica pozo 02 estación Atacapi

En la figura 3.30 se observó la variación en la producción de crudo se obtuvo una mayor producción de crudo, pero este valor decae en los meses posteriores este fenómeno se presentó debido a un incremento en el porcentaje de agua de producción, la disminución que de producción se dio hasta el mes de octubre mientras que en el mes de noviembre se presentó un incremento debido a una disminución en el porcentaje del contenido de agua BSW.

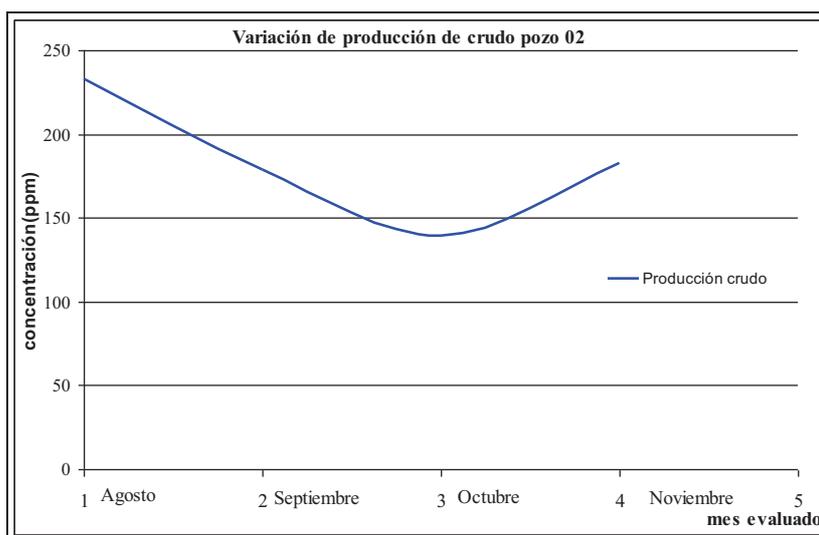


Figura3.30 Variación de producción en pozo 02 en barriles por día durante cuatro meses de evaluación

3.6.2 RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 07

En la tabla 3.14 se presentaron los valores que corresponden a los análisis físico químicos realizados a la muestra de agua de formación, se pudo observar un alto contenido en los iones sulfatos lo que implica una precipitación de los sólidos presentes en el agua de formación. El dióxido de carbono presentó un bajo contenido de este en las aguas de producción por lo que se descarta una posible corrosión debido al este gas. El pH del agua de formación indican una baja acidez por tanto también se descarta borrosidad en el agua debido al pH.

Tabla 3.14. Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 14 de estación Atacapi durante agosto, septiembre, octubre y noviembre

ESTACIÓN	ATACAPI			
Número de pozo	07			
Mes de evaluación	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
Dureza cálcica (ppm CaCO ₃)	30100	26400	26200	27600
Dureza total (ppm CaCO ₃)	32700	32700	29900	31800
Alcalinidad (ppm CaCO ₃)	230	200	240	225
Cloruros (ppmCl)	87750	78300	78850	81700
Sulfatos (ppmSO ₄)	175	225	175	192
Hierro manifold (ppm Fe)	70	117	158	115
Hierro cabeza (ppm Fe)	60	90	146	98,6
Dióxido de carbono (%CO ₂)	10	10	5	8
Sulfuro de hidrógeno (%SO ₄)	7	7	7,2	4,8
pH	6,14	6,06	6,11	6,37
BSW (%)	88	72	81	73
BPPD (Barriles/día)	270	167	165	262

En la figura 3.31 se muestra la variación de las propiedades físico químicas: alcalinidad, dureza total y presencia de iones cloruros. La concentración de iones cloruros es muy elevada sobre los 80000 ppm por otro lado el valor de los ppm de la alcalinidad es muy bajo por tanto se pudo deducir que este pozo presentó problemas de alta corrosividad en el agua.

El valor de dureza cálcica implica una variación en un rango de 30000 a 34000 ppm, este valor representa un elevado contenido de sólidos presentes que pueden causar problemas de incrustación en la tubería del este pozo.

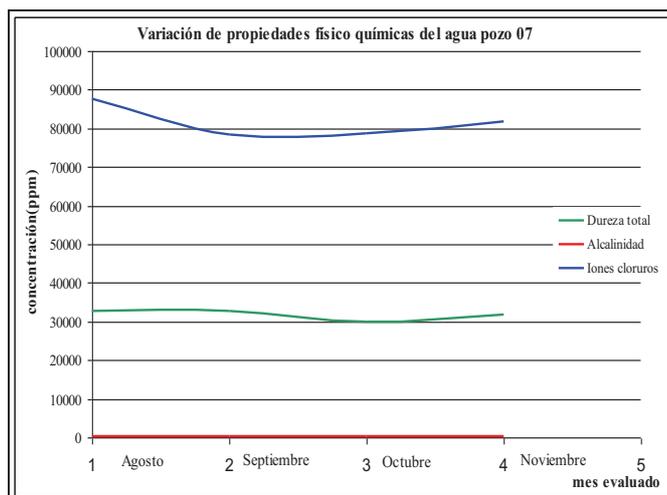


Figura3.31 Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros, alcalinidad y dureza cálcica pozo 07 estación Atacapi

La producción que se presentó en este pozo se muestra en la figura 3.32 en la misma se observó en el mes de agosto la producción es alta mientras que para los meses de septiembre y octubre la producción presenta una disminución en su valor debido a un incremento en el contenido de agua presente en la producción, esta variación del porcentaje de agua es un fenómeno que es propio de la formación del pozo por lo que no se puede controlar, pero si se puede controlar la tendencia corrosiva que presentan las aguas de formación incrementando el valor de la inyección de químicos anticorrosivos y antiescala que disminuyen la formación de incrustaciones.

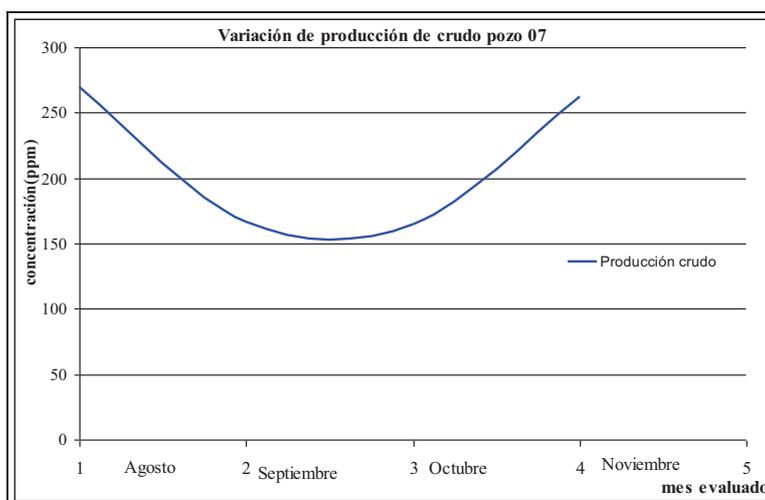


Figura3.32 Variación de producción en pozo 07 en barriles por día durante cuatro meses de evaluación estación Atacapi

3.6.3 RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 09

En la tabla 3.15 se presentan los resultados obtenidos de la evaluación que se realizó a las muestras de agua recolectadas de los puntos de muestreo, en esta se observó que los valores de sulfatos presentó una variación considerable en los meses de evaluación, además la concentración de los iones sulfatos es alta pero se pudo controlar con la inyección de químicos antiescala. El porcentaje de dióxido de carbono es baja por que en este pozo no se presentó la tendencia corrosiva debido a la formación de ácido carbónico. El valor de pH esta bajo la línea de neutralización con una valor bajo de acidez cuya variación tendió a mantener constante este valor.

Tabla 3.15. Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 09 de estación Atacapi durante agosto, septiembre, octubre y noviembre

ESTACIÓN	ATACAPI			
Número de pozo	09			
Mes de evaluación	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
Dureza cálcica (ppm CaCO ₃)	23900	28000	28900	26900
Dureza total (ppm CaCO ₃)	33400	31800	30000	31800
Alcalinidad (ppm CaCO ₃)	260	210	370	280
Cloruros (ppmCl)	82200	81200	83510	82400
Sulfatos (ppmSO ₄)	250	175	175	200
Hierro manifold (ppm Fe)	158	197	196	184
Hierro cabeza (ppm Fe)	139	130	156	142
Dióxido de carbono (%CO ₂)	10	10	5	8
Sulfuro de hidrógeno (%SO ₄)	1	3	3	5
Ph	5,99	6,08	6,18	6,08
BSW (%)	85	90	90	88
BPPD (Barriles/día)	104	80	80	92,16

En la figura 3.33 se obtuvieron las curvas de las concentraciones de iones cloruros y carbonatos presentes en el agua de producción, los valores de la concentración de iones cloruros para los cuatro meses de evaluación están sobre los 80000 ppm que implica una elevada conductividad en el agua por ende una alta deposición de iones hierro que incrementan la corrosividad presente en el agua, con la combinación de la baja alcalinidad por lo que se puede deducir que la tendencia que presenta esta agua es muy corrosiva.

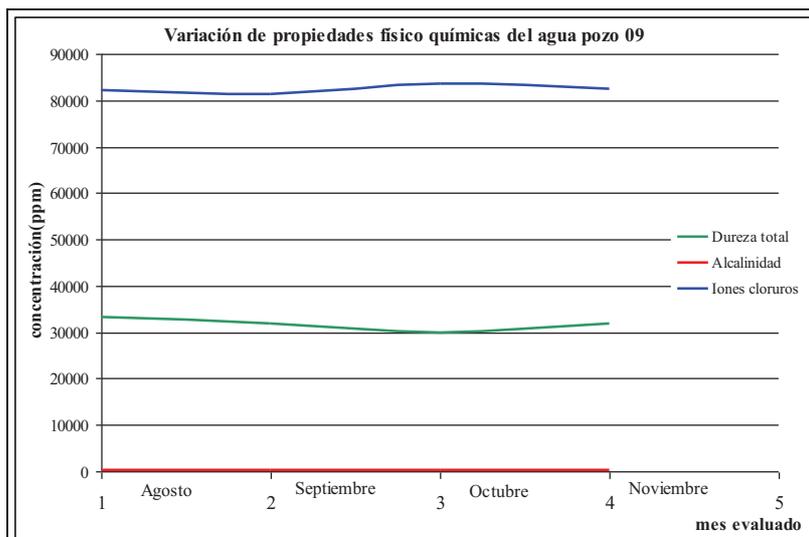


Figura3.33 Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros, alcalinidad y dureza cálcica pozo 09 estación Atacapi

En la figura 3.34 se muestra la variación de la producción que se presenta en este pozo en el mes de agosto se presentó el valor más elevado de la producción durante todos los meses de evaluación, esto pudo suceder debido a un incremento en el porcentaje de agua BSW, esto disminuye la producción pero en los meses posteriores se analizó y se observó que la producción incrementó debido a una disminución del BSW.

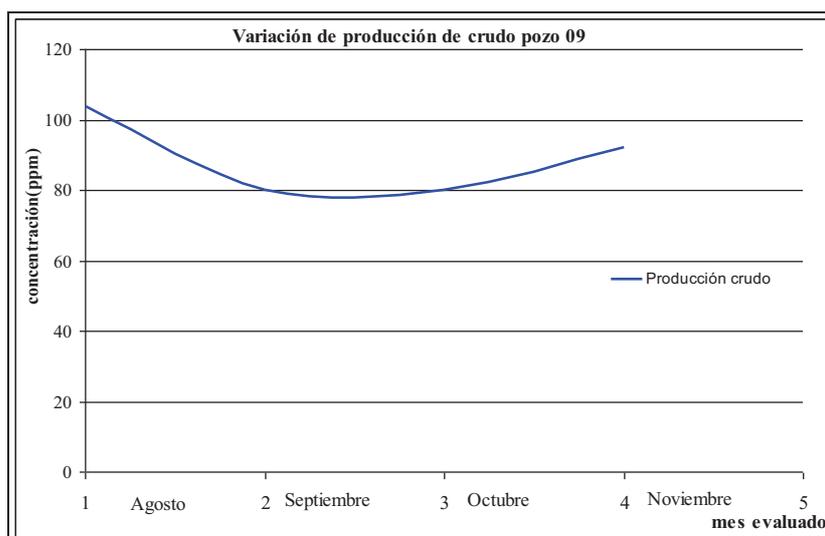


Figura3.34 Variación de producción en pozo 09 en barriles por día durante cuatro meses de evaluación estación Atacapi

3.6.4 RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 15

La tabla 3.16 mostró los resultados obtenidos de la evaluación realizada durante cuatro meses, de la misma se observó lo siguiente:

El valor de los iones sulfatos presentes durante el mes octubre es elevado esto implica la posible presencia de incrustaciones debido a la precipitación de los sólidos. El porcentaje de dióxido de carbono es menor que 20 por lo que se pudo deducir que la tendencia a la corrosividad por ácido carbónico es muy baja.

Tabla 3.16. Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 14 de estación Atacapi durante agosto, septiembre, octubre y noviembre

ESTACIÓN	ATACAPI			
Número de pozo	15			
Mes de evaluación	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
Dureza total (ppm CaCO ₃)	28100	26000	23100	25800
Alcalinidad (ppm CaCO ₃)	190	290	260	247
Cloruros (ppmCl)	65800	74150	64750	64250
Sulfatos (ppmSO ₄)	125	125	225	125
Hierro manifold (ppm Fe)	82	188	163	144
Hierro cabeza (ppm Fe)	75,75	167	143	129
Dióxido de carbono (%CO ₂)	16	10	7	12
Sulfuro de hidrógeno (%SO ₄)	5	5	5	6
pH	6,20	6,90	6,42	6,5
BSW (%)	86	88	82	86
BPPD (Barriles/día)	213	162	262	348

En la figura 3.35 se observó la variación de los valores obtenidos durante los meses de análisis, la concentración de iones cloruro es alta sobrepasa los 60000 ppm en el mes de septiembre existe un incremento de la concentración, esto nos indicó la presencia de corrosividad elevada en el agua de formación presente en la producción. El valor de la alcalinidad es muy bajo con respecto al de iones cloruros cuando existe esta combinación se puede predecir que la tendencia del agua es corrosiva.

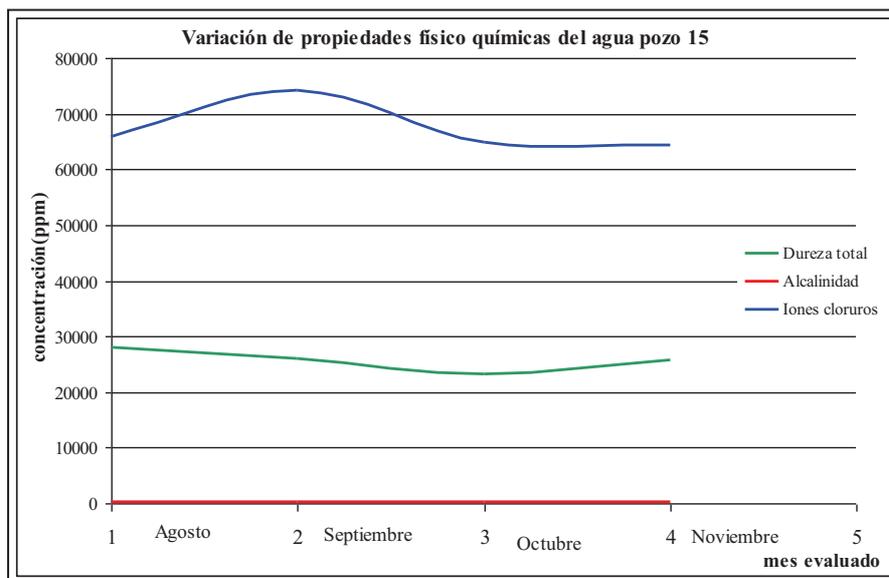


Figura3.35 Cupones evaluados luego de ser pesados y lavados de la estación Atacapi

La figura 3.36 presentó la variación de la producción de este pozo se observó una baja producción durante los meses de agosto y septiembre, en el mes de octubre la producción aumentó esto pudo ser debido a la disminución en el porcentaje de BSW, además la producción total del pozo incrementó en el mes de octubre mostrando que no existen problemas de corrosión en los equipos de fondo que extraen la producción.

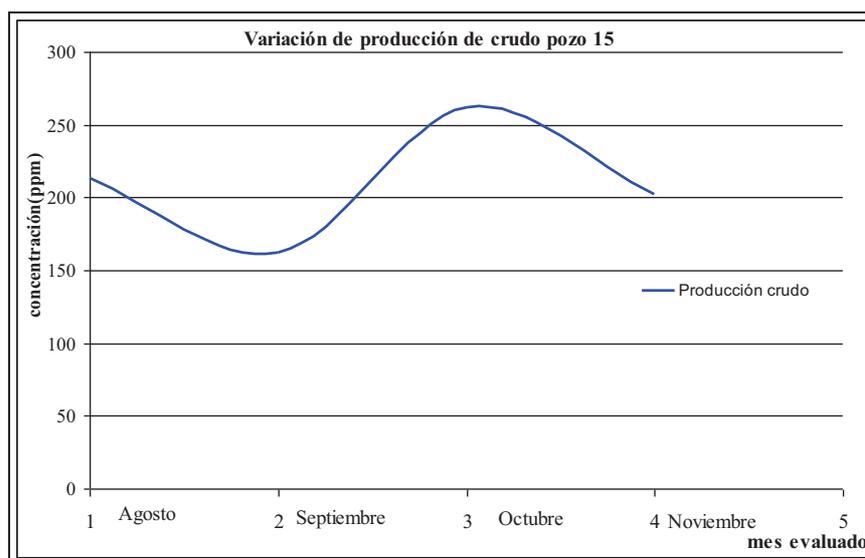


Figura3.36 Variación de producción en pozo 15 en barriles por día durante cuatro meses de evaluación

3.6.5 RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 16

En la tabla 3.17 se muestran los resultados de los análisis físico químicos que se realizaron en las muestras de aguas de producción recolectadas a nivel de cabeza de pozo y manifold de la estación Atacapi, el valor de los iones sulfatos está muy elevado lo que implica la presencia de sólidos debido a la precipitación de los mismos por ende problemas de incrustaciones en la tubería, para disminuir este efecto es necesario elevar la dosis de químico antiescala en este pozo. El valor de dióxido de carbono presente en el primer mes es muy elevado que implica la presencia de corrosión debido a la existencia de ácido carbónico este pozo presentó tendencia o problemas de corrosión. Los valores de pH mostraron valores sobre los 7 que implica una tendencia alcalina esto indica que no existe tendencia corrosiva debido a acidez presente en el agua.

Tabla 3.17. Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 16 de estación Atacapi durante agosto, septiembre, octubre y noviembre

ESTACIÓN	ATACAPI			
Número de pozo	16			
Mes de evaluación	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
Dureza cálcica (ppm CaCO ₃)	1800	1400	3100	2100
Dureza total (ppm CaCO ₃)	2900	1600	3300	2600
Alcalinidad (ppm CaCO ₃)	1440	1370	1380	1390
Cloruros (ppmCl ⁻)	6600	6800	6950	6700
Hierro manifold (ppm Fe)	7,0	8	9	8
Hierro cabeza (ppm Fe)	5,8	4,5	7	5,8
Dióxido de carbono (%CO ₂)	>100	36	40	35
pH	7,0	7,20	7,43	7,21
Sulfuro de hidrógeno (%SO ₄)	10	5	14	9,5
BSW (%)	96	88,70	84,50	89
BFPD (Barriles/día)	1708	2000	1691	1800
BPPD (Barriles/día)	68	226	262	197

En la figura 3.37 se mostraron los valores de la concentración de los iones cloruros está sobre los 6000 ppm que corresponde a valores bajos de iones cloruros, por otro lado el valor de la alcalinidad es elevado por tanto la combinación de baja concentración de cloruros y alta alcalinidad nos presentó que la tendencia de corrosiva del agua era muy baja por lo tanto no existió corrosividad en el agua presente en la producción.

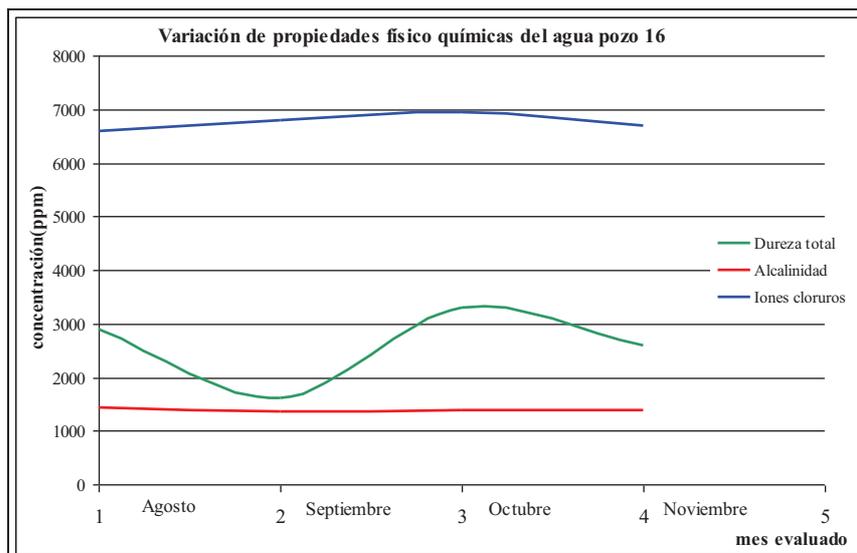


Figura3.37 Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros, alcalinidad y dureza cálcica pozo 09 estación Atacapi

La figura 3.38 presentó la variación en la producción del pozo en el mes de agosto la producción es baja mientras que a partir del mes de septiembre le valor incrementó debido a un incremento en la producción total, durante el mes de octubre se obtuvo la mayor producción de crudo, pero este valor decreció durante el último mes de evaluación, esto debió ser posible debido a un bajo contenido de agua.

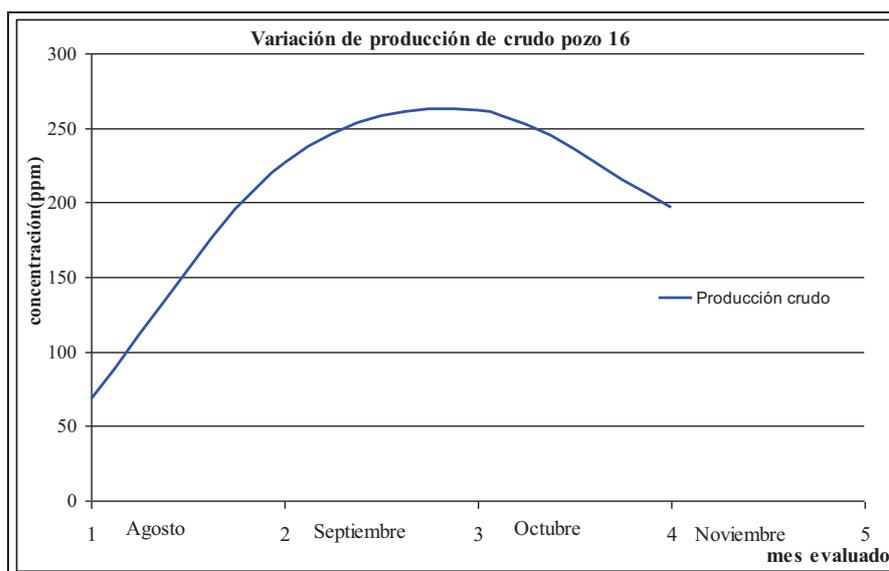


Figura3.38 Variación de producción en pozo 16 en barriles por día durante cuatro meses de evaluación estación Atacapi

3.6.6 RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL POZO 17

Para los resultados que se muestran en la tabla 3.18 se realizaron las evaluaciones en las muestras de aguas de formación presentes en la producción, los valores de dióxido de carbono es bajo por lo que no se presentó problemas de corrosión por este componente. Los valores de pH en todos los meses evaluados se mantienen bajo los 6 que corresponde a una tendencia a obtener acidez en el agua, por lo que se pueden presentar problemas de corrosividad en el agua.

En el mes de octubre se realizaron trabajos de reacondicionamiento debido a la presencia elevada de sólidos que presentaron problemas de incrustaciones ocasionando taponamientos en los equipos de fondo.

Tabla 3.18. Parámetros físico químicos obtenidos para pozo 17 de estación Atacapi durante agosto, septiembre, octubre y noviembre

ESTACIÓN	ATACAPI			
Número de pozo	17			
Mes de evaluación	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
Dureza cálcica (ppm CaCO ₃)	28000	31500	W.O.	3400
Dureza total (ppm CaCO ₃)	31200	33170	W.O.	4700
Alcalinidad (ppm CaCO ₃)	90	250	W.O.	570
Cloruros (ppmCl)	67750	84900	W.O.	9200
Sulfatos (ppmSO ₄)	200	125	W.O.	210
Hierro cabeza (ppm Fe)	63	95	W.O.	9,75
Dióxido de carbono (%CO ₂)	12	10	W.O.	16
Sulfuro de hidrógeno (%SO ₄)	6	5	W.O.	2
Ph	4,91	5,59	W.O.	6,5
BSW (%)	62	62	W.O.	48
BFPD (Barriles/día)	265	247	W.O.	926
BPPD (Barriles/día)	101	94	W.O.	482

En la figura 3.39 se observó que la concentración de iones cloruros es muy elevada ocasionando problemas de corrosividad en el agua, la dureza cálcica implica la presencia elevada de sólidos que pudieron precipitar para la formación de incrustaciones en la tubería. Los valores negativos no corresponden a valores obtenidos simplemente indican una tendencia debido a que el pozo fue apagado para el reacondicionamiento. Luego del trabajo realizado se comprobó que la presencia de sólidos disueltos en el agua no incrementó.

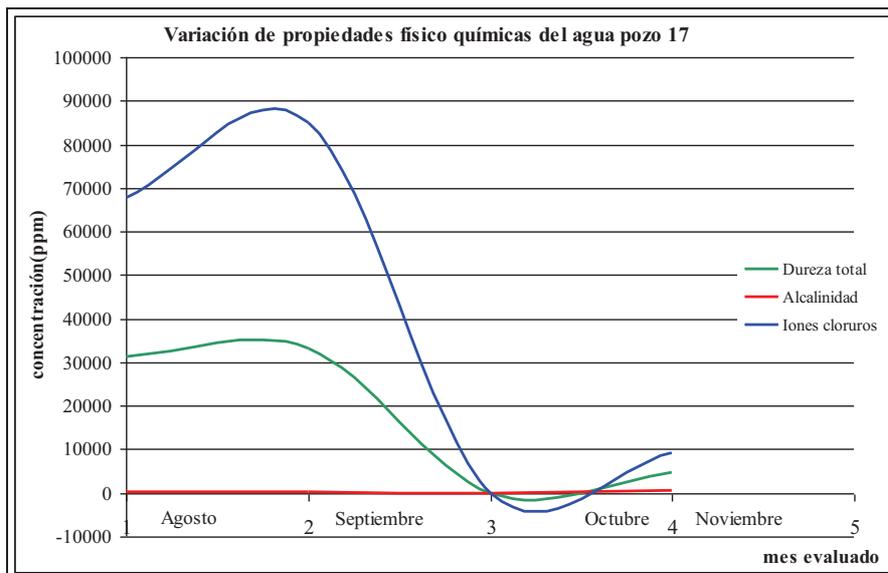


Figura3.39 Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruros, alcalinidad y dureza cálcica pozo 17 estación Atacapi

La producción en este pozo es baja y el contenido de sólidos disueltos es alta por este motivo fue necesario realizar trabajos de reacondicionamiento para mejorar estas condiciones e incrementar y mejorar la producción, esto se muestra en la figura 40.

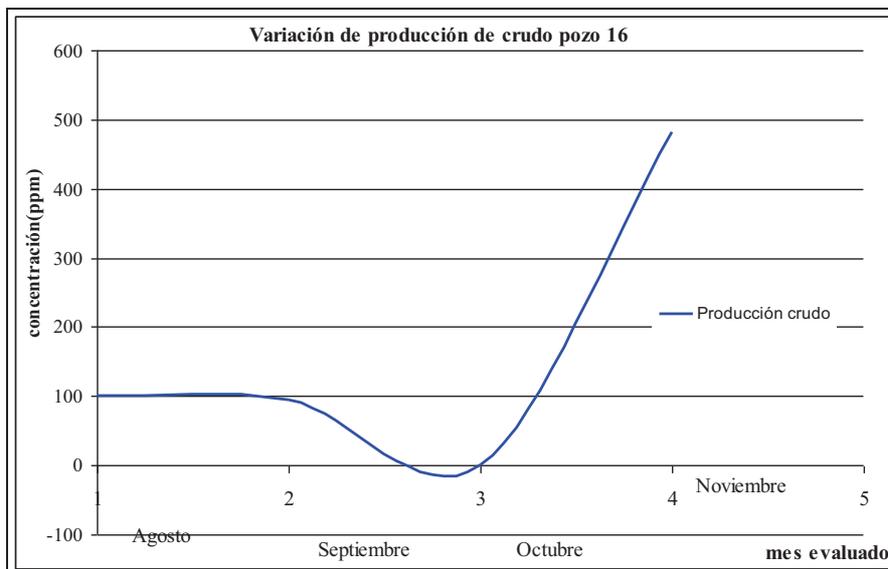


Figura3.40 Variación de producción en pozo 16 en barriles por día durante cuatro meses de evaluación

En la figura 3.41 muestra que las curvas de la variación de iones cloruros se muestran entre 60000 y 70000 ppm esto implica que estos pozos presentan problemas de corrosividad en el agua y que debido a que todos los pozos se encuentran produciendo en la misma estación.

El pozo 16 presentó valores bajos de concentración de iones cloruros por tal motivo no presentó problemas de corrosividad en el agua. Los pozos sobrantes si presentan alto contenido de iones cloruros por lo tanto una alta tendencia de la corrosividad en el agua.

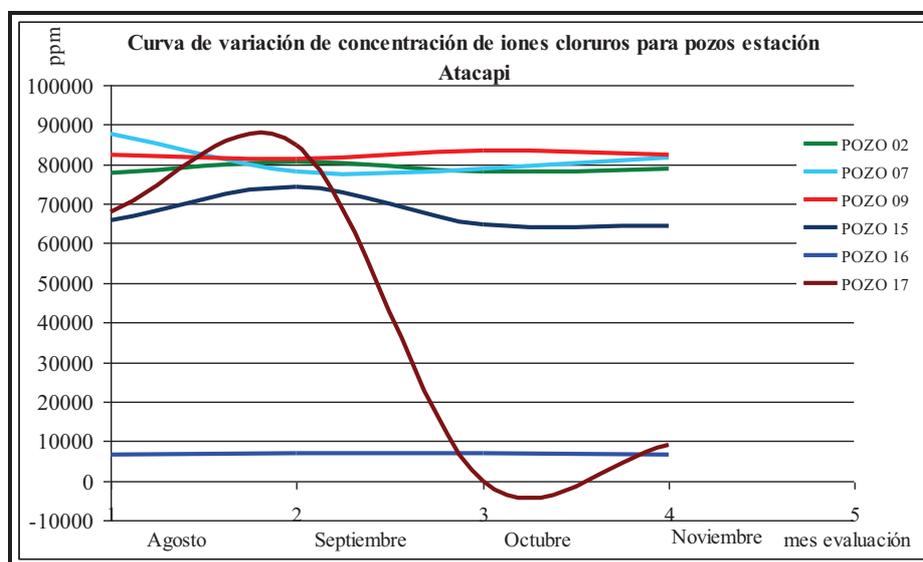


Figura 3.41 Curva de variación de concentración en ppm de iones cloruro en pozos evaluados de estación Atacapi

La figura 3.41 mostró que la variación de la alcalinidad para el pozo 16 es elevada con respecto a los demás, esta variación elevada y el bajo contenido de iones cloruros implica que la tendencia corrosiva del agua no es alta si no más bien baja. En la figura 3.42 donde se encontró que los demás pozos presentaron valores de alcalinidad baja, esto y el alto contenido de iones cloruro se predice que la tendencia que presentan las aguas de estos pozos corrosiva.

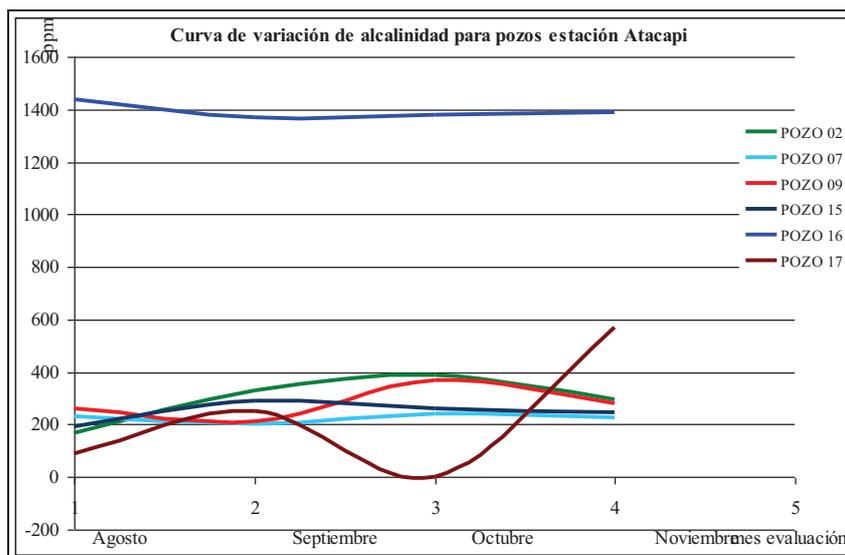


Figura 3.42 Curva de variación de concentración en ppm de alcalinidad para pozos evaluados de estación Atacapi

3.7 ÍNDICES DE SATURACIÓN OBTENIDOS

3.7.1 RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL ESTACIÓN SHUARA

Para obtener el índice de saturación se aplicó el modelo de Oddo Thomson en el anexo III se detallan los cálculos que se realizaron para obtener los resultados.

Tabla 3.19. Índice de saturación obtenido para cada pozo evaluado en la estación Shuara

Estación Shuara	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
Pozo N°	Índice de Saturación	Índice de Saturación	Índice de Saturación	Índice de Saturación
04	0,29	0,34	0,12	0,24
06	-0,41	-0,26	-0,98	-0,52
09	0,18	-0,49	0,18	W.O.
14	-0,85	-0,51	-0,21	0,18
20	-0,45	-0,52	-0,41	-0,33
25	-1,03	-1,36	0,6	-1,54

La tabla 3.19 se presentan los resultados del índice de saturación el mismo que nos indica la tendencia que presentan las aguas de formación en cada pozo productor de la estación Shuara, como se puede observar los valores obtenidos

son bajos y algunos negativos esto quiere decir que la tendencia que presentan las aguas de formación no son de carácter incrustante pero si corrosiva.

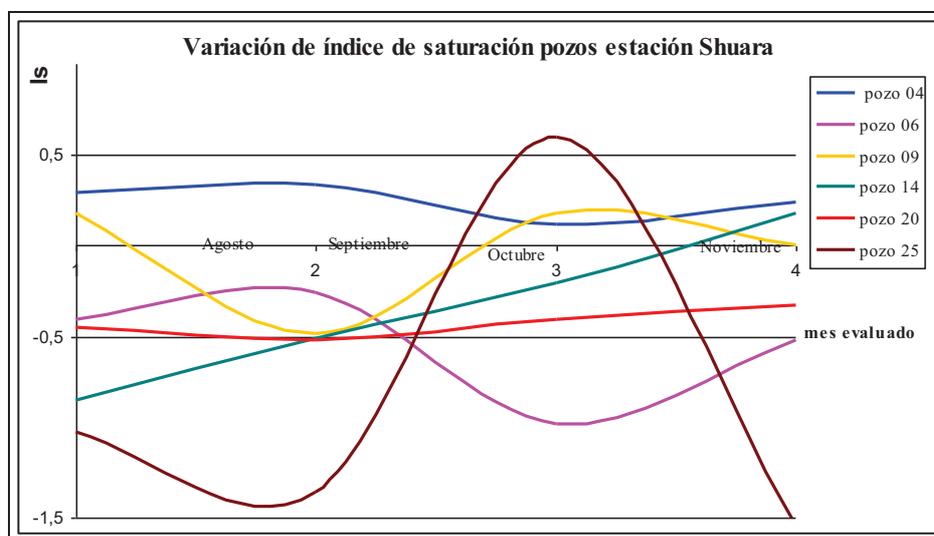


Figura3.43 Curva de variación de índice de saturación obtenido en los pozos de estación Shuara

En la figura 3.43 se muestra la variación del índice de saturación obtenido para cada pozo, con este gráfico se analizó lo siguiente:

- La tendencia que presentaron las aguas que se producen en el pozo 04 fue incrustante debido a que la variación del índice de saturación está sobre la línea del cero, es decir que si el índice de saturación es positivo las aguas presentarían la deposición de sólidos presentando incrustaciones en el interior de la tubería por la alta saturación de CaCO_3 presentes en el agua, por lo tanto si existe la presencia de incrustaciones es necesario aplicar un mecanismo de control como el aumento del químico inhibidor de escala.
- En el pozo 06 el agua de formación que forma parte de la producción presenta una tendencia corrosiva, la variación del índice de saturación presenta un rango en valores menores a cero por lo tanto si el agua presenta acción corrosiva es necesario que se implemente una dosificación más elevada del químico inhibidor de corrosión además que se realice una limpieza interna en la tubería.

- La variación del índice de saturación en el pozo 09 presentó una inestabilidad en los valores como se vio en los primeros meses evaluados la tendencia se mantiene en valores negativos, indicando presencia de corrosividad en aguas de formación, mientras que para el mes octubre la tendencia es incrustante pero en el siguiente mes el valor decrece indicando que la variación se mantiene con tendencia corrosiva de las aguas de formación
- El índice de saturación del pozo 14 permanece en valores negativos indicando tendencia corrosiva en las aguas que se producen en este pozo, por lo tanto la acción para disminuir el efecto de la corrosión será el uso de los químicos inhibidores de corrosión.
- En el pozo 20 la variación del índice de saturación obtenido durante los meses evaluados muestra que la tendencia de las aguas de estos pozos es corrosiva, por lo que el mecanismo de control que se debe aplicar es aumentar la dosificación de los químicos inhibidores de corrosión.
- La variación del índice de saturación indica una tendencia corrosiva durante la evaluación a excepción del mes de octubre en el cual se observa un incremento en el valor del Is, indicando una tendencia corrosiva del agua presente en la producción de crudo.

A nivel general se pudo encontrar que la estación Shuara presenta problemas de corrosión a través de las aguas de formación presentes en la producción de crudo por lo que es necesario aplicar métodos de control en cada pozo mediante la inyección de más cantidad en la dosis de químico inhibidor de corrosión, además se puede realizar limpieza en el interior de las tuberías mediante la aplicación de ácidos o con el uso de los pigs o chanchos inteligentes aunque aplicar este método de corrección implique un costo elevado para la empresa el costo para controlar un derrame sería más alto.

3.7.2 RESULTADOS, DISCUSIÓN Y CONTROL ESTACIÓN ATACAPI

En la tabla 3.20 se presentan los valores de índice de saturación obtenidos luego de las evaluaciones realizadas.

Tabla 3.20. Índice de saturación obtenido para cada pozo evaluado en la estación Atacapi

Estación Atacapi	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
Pozo N°	Índice de saturación	Índice de saturación	Índice de saturación	Índice de saturación
02	-0,87	0,11	-0,36	-0,41
07	-0,127	-0,026	0,51	0,314
09	-0,245	-0,173	0,362	0,12
15	-0,172	-0,36	0,291	-0,46
16	-0,30	1,23	0,386	0,29
17	-1,41	-0,203	W.O.	0,037

En la evaluación seguida a los pozos de la estación Atacapi se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla 3.20 en la misma se observan los índices de saturación para cada pozo durante 4 meses de evaluación podemos apreciar que en estos pozos no existe problemas de incrustación debido a las aguas de producción, solamente el caso que el valor del índice de saturación es mayor a 0 esto indica que existen problemas de incrustaciones en el interior de la tubería del pozo 16 debido a problemas de depósitos.

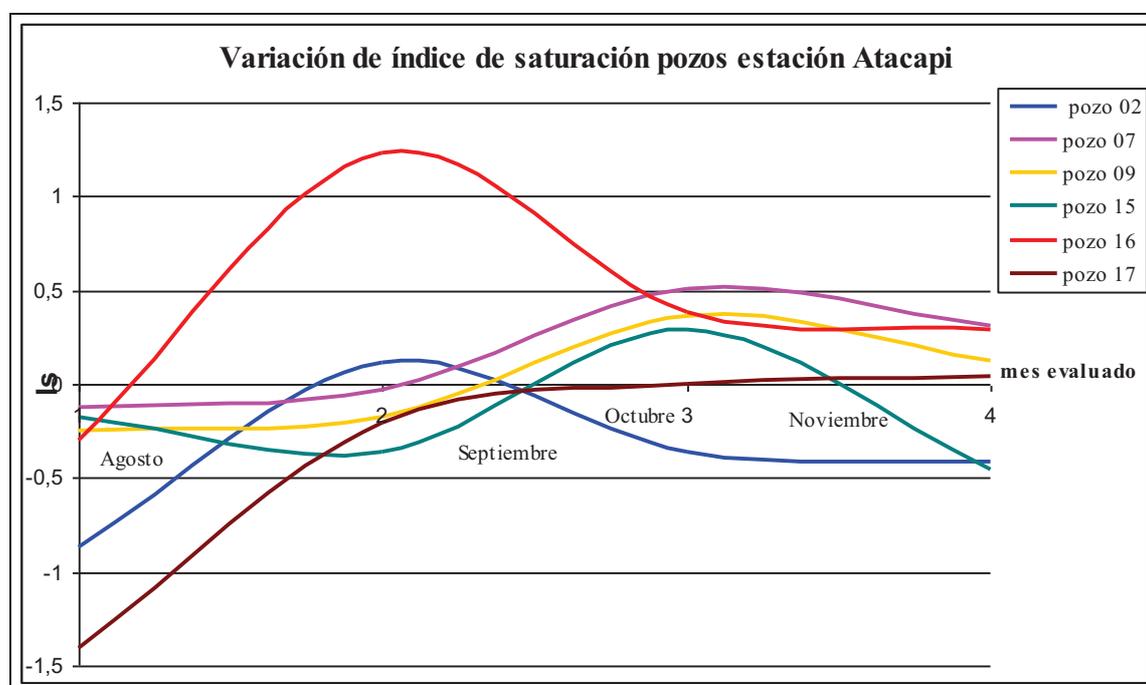


Figura 3.44 Curva de variación de índice de saturación obtenido en los pozos de estación Atacapi

En la figura 3.44 se obtuvieron las curvas de variación de los índices de saturación de todos los pozos evaluados en la estación Atacapi de la cual se pudieron obtener las siguientes observaciones:

- La tendencia que presentó el pozo 02 durante los 4 meses de evaluación fue corrosiva debido a que los valores obtenidos son negativos menor, indicando una tendencia corrosiva en las aguas de formación, aunque con los valores de índice de saturación obtenidos se pueda obtener la tendencia que presentaron las aguas no se pudo predecir la cantidad de corrosión que se generó, pero si se pudo establecer un mecanismo de control para que este fenómeno no se incremente en el sistema de tuberías.
- La variación de la tendencia que se presentó en las aguas de formación indicó la posible precipitación de sólidos con la presencia de incrustaciones en el interior de las tuberías, es decir la tendencia que se obtuvo fue incrustante, por lo tanto el problema que se puede presentar con el tiempo es el taponamiento de la tubería por este motivo el mecanismo para corregir este fenómeno es aumentar la dosificación del químico inhibidor de corrosión y seguir monitoreando este parámetro para observar si disminuye o persiste con el fin de cambiar de químico inhibidor por otro de mejores características.
- En el pozo 09 al igual que en el caso anterior se observó que la tendencia obtenida fue incrustante indicando una precipitación del carbonato de calcio y con ello la formación de escala que terminaría en la formación de depósitos en el interior de la tubería. El mecanismo de control para corregir y disminuir este efecto sería el mismo que se indicó para el pozo 07, debido a que los valores de índice de saturación obtenidos son semejantes en los dos casos.
- Para el caso del pozo 15 se observó que la curva de variación obtenida muestra la tendencia corrosiva durante la evaluación a excepción del mes de octubre que aumento el valor del índice de saturación mostrando un valor mayor a cero que representa una tendencia incrustante, es decir las aguas de este pozo son de carácter incrustante y corrosivo por tanto el mecanismo para disminuir los dos efectos será monitorear el corte de agua o BSW debido a que si este valor incrementa la presencia de este fenómeno doble será alta,

además se debe inyectar más cantidad de químico inhibidor de corrosión y de escala.

- La curva de variación del índice de saturación del pozo 16 mostraron una tendencia incrustante en las aguas de formación presentes en la producción de este pozo, la acción que se debe tomar para disminuir o desaparecer el efecto de esta agua es aumentar en un 50% la dosificación del químico inhibidor de escala y realizar una limpieza interna de la tubería.
- En el pozo 17 se obtuvo la tendencia corrosiva en las aguas de formación debido a que los valores de índice de saturación son negativos por lo tanto una acción a tomar es incrementar un 10% la dosificación del químico inhibidor y el monitoreo constante de este parámetro.

3.8 RESULTADO DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN

3.8.1 RESULTADOS Y DISCUSIÓN ESTACIÓN SHUARA

En la tabla 3.21 que se muestra a continuación se recopilaron los resultados de las evaluaciones de determinación de hierro presente en el cabezal de pozo y en el manifold de la estación productora con el fin de evaluar el desgaste interno que presentaron las tuberías evaluadas.

Tabla 3.21. Velocidad de corrosión en mpy obtenida luego de evaluación

Estación Shuara	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
Pozo N°	Velocidad de corrosión (mpy)			
04	3,57	1,79	2,92	1,46
06	4,43	1,39	1,75	0,1
09	265,1	60,74	53,71	W.O.
14	8,42	5,84	1,04	0,79
20	0,41	0,50	0,66	0,42
25	4,59	3,96	0,95	3,51

Los resultados que presenta la tabla 3.22 muestran los valores obtenidos de la velocidad de corrosión generalizada interna de cada tubería desde la cabeza de pozo de producción hasta el manifold de la respectiva estación según los datos obtenidos se observó que todos los pozos a excepción del número 9 presentan valores que se encuentran en el rango establecido como corrosión baja o moderada, es decir está en los límites de aprobación por otro lado el pozo número 9 presenta resultados que se entienden como velocidades elevadas de corrosión este pozo presenta graves problemas de corrosión interna generalizada.

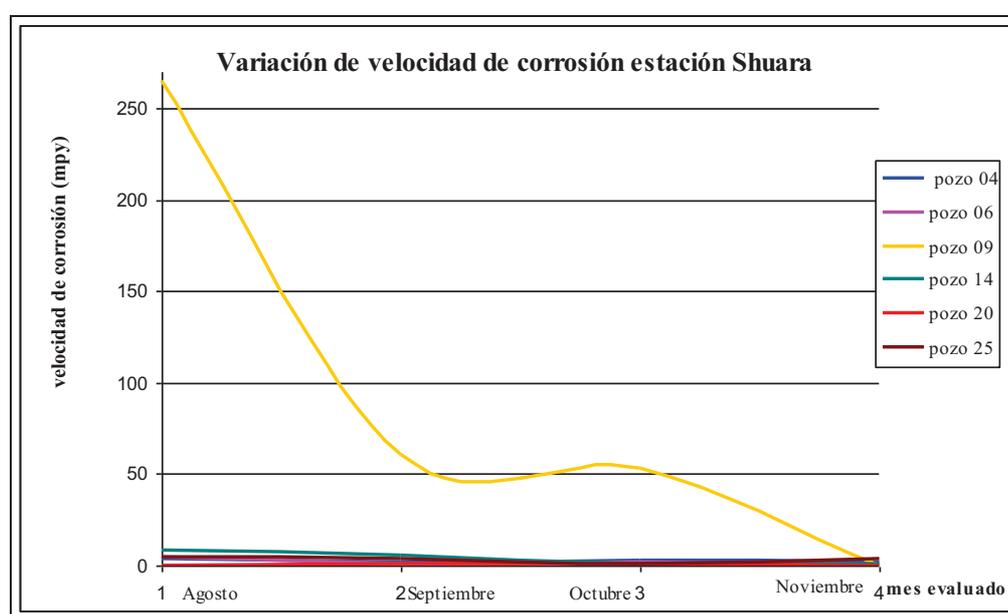


Figura 3.45 Curva de variación de velocidad de corrosión estación Shuara

En la figura 3.45 se obtuvieron las curvas de variación de la velocidad de corrosión (mpy) de las tuberías de los pozos en la estación Shuara, se pudo observar que la curva de variación del pozo 09 presentó un valor muy elevado sobre los 260 mpy que implica un desgaste de la tubería debido a la corrosión generalizada, en los meses de septiembre y octubre los valores disminuyeron pero se mantuvieron sobre los 50 mpy que corresponden a valores elevados de corrosión por lo tanto la acción que se tomó para disminuir este efecto fue parar y apagar este pozo para someterlo a trabajos de reacondicionamiento en los equipos de fondo, también se realizó limpieza en la tubería de este pozo, y se procedió a inyectar químicos inhibidores de la corrosión.

En lo que respecta a los pozos que no fueron mencionados se observó que ninguno presentó valores elevados de desgaste interno por lo que no fue necesario detener la producción para realizar trabajos, todas las curvas se mantienen en valores bajos de velocidad de corrosión lo que implica que no existe problemas graves de corrosión interna generalizada en las tuberías de los pozos 04, 06, 14, 20 y 25 de la estación Shuara.

3.8.2 RESULTADOS Y DISCUSIÓN ESTACIÓN ATACAPI

Una vez realizada la metodología para la evaluación de iones hierro se obtuvieron los resultados de la velocidad de corrosión interna para los pozos de la estación Atacapi los mismos que se mostraron en la tabla 3.22

Tabla 3.22. Velocidad de corrosión obtenida en la evaluación de las tuberías de los pozos evaluados en la estación Atacapi

Estación Atacapi	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
Pozo N°	Velocidad de corrosión (mpy)			
02	5,17	21,49	22,64	16,40
07	1,62	6,84	4,89	6,90
09	7,80	28,70	16,43	17,25
15	1,90	6,32	6,07	4,51
16	0,75	2,14	1,08	1,43
17	0,49	1,72	W.O.	4,14

Los valores obtenidos de la velocidad de corrosión para los pozos de la estación Atacapi se mostraron:

- Para el caso de la tubería del pozo número 2 se tuvo resultados altos y que corresponden a una velocidad de corrosión elevada, esto quiere decir que el desgaste interno de la tubería es alto y que poseemos problemas de corrosión en la tubería de flujo de este pozo.

- El pozo número 6 obtuvo valores que mostraron una velocidad de corrosión moderada en el primer mes de evaluación y velocidad de corrosión elevada para los siguientes meses esto se debe a problemas de desgaste interno en la tubería del pozo, el mismo caso se dio para los pozos número 9 y 15.
- Solamente para el caso de los pozos número 16 y 17 se observó resultados que mostraron velocidades de corrosión moderada y baja.

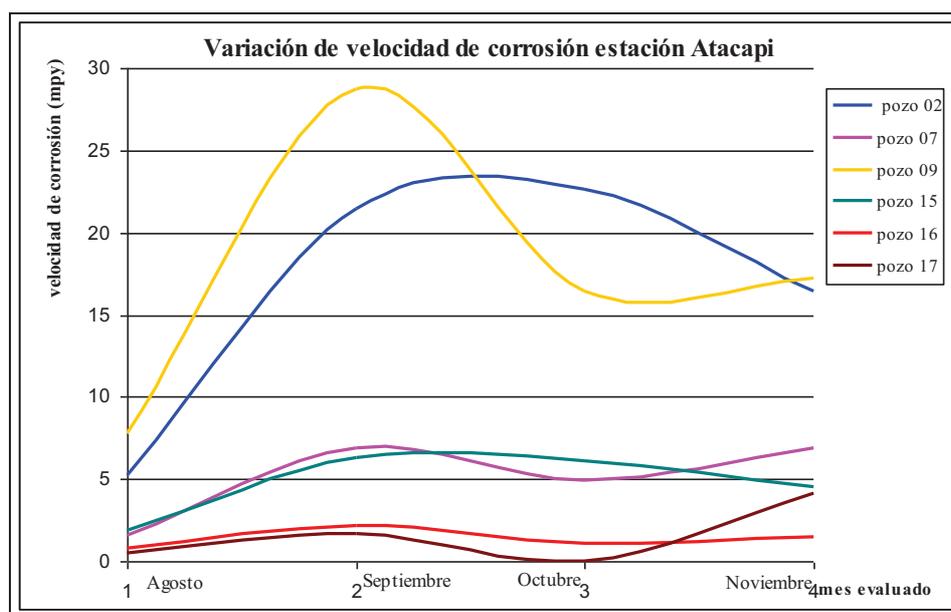


Figura3.46 Curva de variación de velocidad de corrosión estación Atacapi

Las curvas de variación de la velocidad de corrosión en función del tiempo de evaluación mostraron que para las tuberías evaluadas de los pozos 09 y 02 la corrosión es elevada, en el mes de septiembre se incrementó en valores sobre los 20 mpy, para los meses de octubre y noviembre la velocidad de corrosión es disminuyó pero la tendencia fue a permanecer en valores sobre los 15 mpy que indicaron la presencia de corrosión elevada por lo tanto estos dos pozos se encontraron vulnerables al ataque de corrosión. El método de control que se debe aplicar en las tuberías de estos dos pozos es realizar la limpieza interna mediante el uso de los conocidos pigs (chanchos inteligentes) y la inyección de los químicos inhibidores de corrosión, cabe resaltar que si este valor se mantiene sería necesario un cambio de tubería debido a la antigüedad de la misma.

En el caso de las tuberías de los pozos 07 y 15 se obtuvieron las curvas que mostraron valores de velocidad de corrosión moderados que se mantuvieron sobre los 5 mpy, la existencia de corrosión en las tuberías de estos dos pozos es moderada por lo tanto el método de control es el monitoreo de la corrosión y la inyección de químico inhibidor de corrosión con un 5% de incremento para mantener o disminuir este valor.

En las curvas de variación de las tuberías de los pozos 16 y 17 se obtuvieron valores muy bajos de velocidad de corrosión que indica que el mecanismo de control de la corrosión esta funcionando óptimamente.

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

1. Se determinó el estado de deterioro corrosivo en las líneas de flujo que transportan crudo en los cabezales de pozos productores que se encuentran a nivel de superficie en dos estaciones del Área Libertador.
2. El tipo de corrosión encontrada en el pozo número 14 de la estación Shuara corresponde a una corrosión severa por lo tanto la velocidad de corrosión en el sistema de tuberías de este pozo presenta problemas de corrosión interna localizada.
3. En las tuberías evaluadas mediante cupones de corrosión en los pozos número 06 y 20 se encontró que la velocidad de corrosión corresponde a una corrosión moderada por tanto no existen problemas respecto al fenómeno de corrosión localizada interna en las tuberías de estos pozos pertenecientes a la estación Shuara.
4. Con respecto a la evaluación de cupones realizada a los sistemas de tuberías de los pozos pertenecientes a la estación Atacapi se encontró que existe presencia de corrosión moderada en las tuberías, por lo que no es necesario cambiar las tuberías pero si es necesario aumentar la dosis de inhibidor de corrosión para mantener o disminuir este valor.
5. Luego de realizar los análisis físico químicos se encontró presencia de corrosividad debido el alto contenido de iones cloruros en los pozos 04 y 06 de la estación Shuara.
6. Los índices de saturación obtenidos presentaron tendencia corrosiva en los pozos 06, 09, 14, 20 y 25 de la estación Shuara, por lo tanto se debe incrementar la dosificación de químicos inhibidores de corrosión para controlar este efecto en las aguas de formación.

7. El índice de saturación del pozo 04 indicó que una tendencia incrustante en las aguas de formación con la posible precipitación de sólidos en el interior de la tubería de este pozo.
8. En la evaluación realizada a los pozos pertenecientes a la estación Atacapi se estableció que la tendencia de las aguas son de carácter incrustante y corrosivo.
9. El sistema de tuberías que parte desde la cabeza de pozo número nueve hasta el manifold de la estación Shuara debe ser reemplazado debido a que se encontró velocidades de corrosión elevadas que indican un desgaste interno o corrosión generalizada en la tubería.
10. Los valores de la velocidad de corrosión de los pozos 14 y 25 pertenecientes a la estación Shuara presenta valores altos lo que indica que existe problemas de corrosión o desgaste interno en el sistema de tuberías se deben incrementar la dosificación de los inhibidores de corrosión y realizar limpiezas en las tuberías.
11. Para el sistema de tuberías de los pozos 02, 06, 09 y 15 pertenecientes a la estación Atacapi se obtuvo que existe presencia de corrosión o desgaste interno de la estructura metálica.

4.2 RECOMENDACIONES

1. Es indispensable que la empresa adquiera el equipo necesario para evaluar la corrosión en todas las instalaciones del Área debido a que existen sistemas de tuberías que necesitan ser evaluados debido a su antigüedad.
2. Es necesario establecer más puntos de evaluación a lo largo de más sistemas de tuberías debido a que no fue posible establecer la velocidad de corrosión en todos los sistemas de tuberías de todas las estaciones del Área Libertador.
3. Los recipientes utilizados en la toma de muestras deben cumplir con las normas establecidas, deben ser de un material debido a que en algunos casos la toma de muestras no se las realizaba según indica la respectiva norma, esto puede provocar que las muestras analizadas puedan contaminarse dando como resultado lecturas erróneas de los análisis realizados.
4. Es necesario que la empresa ponga un interés en controlar de manera más directa la toma de muestras en todos los puntos de muestreo debido a que existe personal que realiza este procedimiento de forma errónea cuando toman muestras para la determinación de dióxido de carbono, es decir no enfrían las muestras en el punto de muestreo lo que provoca que los datos obtenidos también sean erróneos.
5. Se recomienda de manera directa al personal de PETROECUADOR en especial a las autoridades que pongan más atención al problema de corrosión debido a que este campo es muy amplio y abarca más temas de interés para las instalaciones de todos los campos en los que se extrae crudo.

BIBLIOGRAFÍA

1. Ahmad, Z., 2000, "Principles of corrosion engineering and corrosion control", Butterworth-Heinemann, London, pp 10, 11, 15, 16, 18, 25, 27, 29, 33, 45, 67, 69, 75.
2. Ahmad, Z., y Afzal, M., 1995, "Brackish water corrosion of glass lined water headers in sea – coastal environment", AJSE, New York, United States of America, pp 12, 20, 4A.
3. Bilurbina, A., Ibarren J., 2003, "Corrosión y Protección", Ediciones UPC, Barcelona, España, pp 14, 18,20, 22, 23, 50, 69, 74, 87.
4. Corominas J., 2000, "La Lucha contra la Corrosión" <http://centros5.pntic.mec.es/ies.victoria.kent/Rincon-C/Curiosid/RC-12.htm>, (Febrero 2010).
5. Davis, J., 2000, "Corrosion Understanding the Basics ", 2nd edition, ASM Internacional, Ohio, United States of America, pp 6,15, 45.
6. Estrada, E., y Valdivia H., 2009, "Reparación en casing de pozo petrolero de corrosión" <http://www.petroblogger.com/2009/10/reparacion-de-casing-en-pozos-de.html>, (Febrero 2010).
7. Fontana, M., Greene N., 1998, "Corrosion Engineering", McGraw-Hill, New York, Unites States, pp 21-25, 29-32.
8. Galvele, J., 1979, "Corrosion", Eva V. Chesneau, Buenos Aires, Argentina, pp 11, 18, 20, 21, 31.
9. Genescá, J., 1994, "Más allá de la Herrumbe. III Corrosión y mediambiente", Fondo de Cultura Económica, México D.F., México, pp 55, 65, 121, 125, 134.

10. Haynes, S., y Baboian, R., 1985, "Laboratory Corrosion Test and Standards", ASTM, Philadelphia, United States of America, pp 5, 7, 13, 17, 19, 24.
11. Jones, D., 1999, "Principles and Prevention of Corrosion", 2nd ed, Prentice Hall, Ohio, United States of America, pp 16, 22, 25,36, 45.
12. Keitelman, A., y Ortiz C., 2003 "Análisis de falla de un tubo petrolero de circuito de recuperación secundaria en un yacimiento en Comodoro Rivadavia"<http://www.materialessam.org.ar/sitio/biblioteca/bariloche/Trabajos/A07/0715.PDF> (febrero 2010).
13. Kermany, M., y Harrop, D., 1995, "pH measurements in CO₂ Aqueous solutions under high pressure and Temperature", 2nd Edition, BP International, pp 13, 39, 46.
14. Little, B., y Lee, J., 2007, "Microbiologically Influenced Corrosion", John Wiley & Sons, Inc., New Jersey, United States of America, pp 10,14,41.
15. Mansfeld, F., 1987, "Corrosion Mechanisms", Marcel Dekker, Inc., New York, United States of America, pp 8, 85, 119, 211.
16. NACE, Standar RP0192-2004, "Monitoring Corrosion in Oil and Gas Production with Iron Counts", ISBN-1-57590-073-4, Houston, United States of America, 5, 6, 8.
17. NACE, Standar RP0775- 2005 "Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations", ISBN1-57590-086-6, Houston, United States of America, pp 5, 6, 8, 9, 10, 15.
18. Nalco, 2000 "Localización y tipos de problemas en producción de petróleo", Nalco, Ecuador, p 25.

19. Ortega, J., 1990 "Corrosión Industrial", Vanguard Grafic, S.A., Barcelona, España, pp 15, 20, 32, 33, 45.
20. Otero, H., 1997, "Corrosión y degradación de materiales", Editorial Síntesis, México, México, p 17.
21. PETROECUADOR, 2009, "Informes sobre proyectos y trabajos realizados durante año 2009", Quito, Ecuador, pp 5, 7, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21.
22. Pourbaix, M., 1983, "ATLAS D` EQUILIBRES ELECTROCHIMIQUES", CEBELCOR, Ed. Gauthier- Villars, París, pp 305, 309.
23. Quiminet, 2006, "http://www.quiminet.com/ar1/ar_AAAssbcBuvcd-la-corrosion-de-tuberias-enterradas-y-de-tuberias-expuestas-al-aire.htm", (Enero, 2010).
24. Reizer, J., 1991, "Control de Incrustaciones en Campos Petroleros", primera edición, Houston Texas, Champion Technologies Inc., p40.
25. Rendón, J., 2006, "Protección contra la Corrosión en Tuberías" <http://www.gas-training.com/files/protc-corrosion.pdf> . (Marzo 2010).
26. Rodríguez, M., 1999, "Corrosividad Atmosférica", <http://books.google.com.ec/booksid-ar/corrosion-atmosferica>. (Febrero 2010).
27. Robertson, W., y Bakish, R., 1996, "Strees Corrosion Cracking and Embrittlement", John Wiley, New York, United States of America, pp 32, 33, 35.
28. Russell, J., 1992, "Stress – corrosion cracking", ASM Internacional, Michigan, United States of America, pp 15, 35, 75, 98.

29. Sánchez, F., 1995 "Control de Corrosión", PETROPRODUCCION, Quito, Ecuador, pp 18, 29.
30. Sandoz, G., 1997, "Stress corrosion cracking in high strength steels and titanium and aluminum alloys, Naval Research", BH, New Jersey, United States of America, p 27.
31. Shreir, L., Jarman, R. y Burstein, G., 2000, "Corrosion Metal / Environment Reactions", Third Edition, Butterworth- Heinemann, London, England, pp 27, 56, 78.
32. Schweigger, E., 2005, "Manual de Pinturas y Recubrimientos", Díaz Santos, España, pp 79, 85, 121.
33. Schweitzer, P., 2000, "Encyclopedia of Corrosion Technology", second edition, Marcel Dekker, Inc., New York, U.S.A., pp 7, 9.
34. Solá, P., 1989, "Metales resistentes a la corrosión", A. G. Marcombo, Barcelona, España, pp 11, 12, 17.
35. Speller, F., 1998, "Corrosion Causes and Prevention", Mc Graw Hill, New York, United States of America, p 168, 173, 175.
36. Stansbury E., y Buchanan, R., 2000, "Fundamentals of Electrochemical Corrosion", Materials Park, Ohio, U.S.A, p 22.
37. Stern, M., 1987, "Electrochemical polarization III", J. P, Ohio, U.S.A, pp 104, 645.
38. Uhlig, H., 1998, "Corrosión y Control de la Corrosión", Editorial Urmo, Bilbao, España, pp 17, 19, 50, 55, 216, 217.

39. Villamizar, W., 2006, "Corrosion Interior", <http://www.corrosionyproteccion.com/corrosioninterior.asp>, (Enero, 2010).
40. Vernick, E., Herdersback, R., 1995, "Technical Paper" , ASTM- STP, West Conshohoken, United States of America, pp 303, 516.
41. Wranglén, G., 1995, "An Introduction to Corrosion and Protection of Metals", Chapman and Hall Ltd., New York, United States of America, pp 1, 2, 4, 7, 10, 15, 21, 35, 78, 110.
42. Winston R., y Uhlig, H., 2008, "Corrosion and Corrosion Control", 4Th Edition, John Wiley & Sons, Hoboken New Jersey, States United States of America, pp 9, 11, 22, 25, 43, 53.

ANEXOS

ANEXO I

HISTORIAL DE TODOS LOS POZOS EXISTENTES EN EL ÁREA LIBERTADOR CON SU RESPECTIVA ESTACIÓN

En las tablas A1.1, A1.2, A1.3, A1.4, A1.5, A1.6, A1.7, A1.8 y A1.9, se observa el historial de los pozos de cada estación, que han sido sometidos a diferentes trabajos conocidos como Workover que consiste en parar o apagar el pozo para realizar mantenimiento al equipo de fondo, los mismos equipos que más veces han sido sometidos a este tipo de trabajo son los que han sido tomados en cuenta para la evaluación.

En la tabla de historial se observa: en la primera columna el número de pozo de la estación respectiva, en la segunda columna el tipo de arena productora es decir T de la formación Tena, U de la formación Hollín, que consta de tres arenas U superior (Us), U inferior (Ui) y U media (Um), en la tercera columna el tipo de levantamiento artificial que sirve para aumentar la producción del pozo en el Área se trabaja con tres tipos de levantamiento: bombeo electrosumergible (BES), bombeo hidráulico (BH) y gas lift.

En la cuarta columna la producción de crudo en barriles de petróleo por día, en la quinta columna tenemos el porcentaje de agua presente en el petróleo, en la sexta columna se observa la cantidad de gas disuelto en el petróleo, la columna siete muestra los valores de frecuencia del motor presente en el equipo de levantamiento artificial (BES), en la columna ocho se observa la fecha en la que se han realizado los trabajos respectivos, por último en la columna ocho se tiene las observaciones que muestran que tipo de trabajo ha sido realizado en cada pozo.

Para escoger que pozos van a ser evaluados se procedió a revisar cuales son los pozos que más veces han sido sometidos a trabajos del equipo de fondo y en los mismos que se ha constatado que exista presencia de corrosión en los equipos que evaluados.

Tabla A1.1. Historial de todos los pozos presentes de la estación Frontera

N° Pozo	Tipo arena	Tipo levantamiento	BPPD	% BSW	Gas	Frecuencia (Hz)	Fecha	Observaciones
1								CERRADO BAJO APORTE
2	T	BES	104	70	72	47	24/10/2009	ALTO BSW 68%
							09/10/2009	70 % BSW 8000 ppmCl
							20/07/2009	TERMINA WO
							18/06/2009	EMPIEZA WO
4B	Ui	BES	346	86	127	50	15-09-'09	92% BSW 44750 ppmCl
							28/08/2009	TERMINA WO
							22/08/2009	EMPIEZA WO
							23/03/2009	ABREN CAMISA DE CIRCULACION
							03/01/2009	SALE WO
							20/12/2009	INICIA WO
5	Ui	BES	175	88	104	57	01/11/2009	96% BSW 47700ppmCl
							24/10/2009	FINALIZA WO
							04/10/2009	INICIA WO
							01/10/2009	BES OFF
							30/06/2009	MPG
							25/01/2009	FINALIZA WO
							18/01/2009	INICIA WO
							16/01/2009	WIL INTENTA PSCAR VALVE

Fuente PETROECUADOR, 2009

Tabla A1.2. Historial de todos los pozos presentes en la estación Tapi

N° Pozo	Tipo Arena	Tipo de levantamiento	BPPD	% BSW	GAS	Frecuencia (Hz)	Fecha	Observaciones
1	Ti	BH	153	52,19	33		29/10/2009	CAMBIO DE BOMBA
							01/09/2009	LIMPIEZA DE TURBINA
							01/07/2009	LIMPIEZA DE TURBINA
							16/05/2009	LIMPIEZA DE TURBINA
4	Ui	BH	239	80,08	20		09/10/2009	44%BSW 7200 ppmCl
							30/08/2009	CAMBIO BOMBA
							10/08/2009	LIMPIEZA DE TURBINA
5	Ts (2) Ui (1)	BH	72	48,43	4		22/10/2009	LIMPIEZA DE TURBINA
							13/08/2009	CAMBIO DE BOMBA ENTRA JET
							21/06/2009	3%BSW 3350 ppmCl
							18/06/2009	SALE WO
							30/05/2009	INICIA WO
							04/04/2009	CHEQUEAN COMPLETACION
6	Ui	BES	65	94		58,5	28/10/2009	TUBERÍA DESPRENDIDA
							06/10/2009	RREGULAN FRECUENCIA
							05/10/2009	PRUEBAN TUBING
							04/10/2009	ASIENTAN VALVE
							07/07/2009	94% BSW 11100 ppmCl
							30/05/2009	TERMINA WO
							22/05/2009	INICIA WO

Fuente PETROECUADOR, 2009.

Tabla A1.3. Historial de todos los pozos presentes en la estación Tetete

N° Pozo	Tipo de arena	Tipo de levantamiento	BPPD	% BSW	GAS	Hz	Fecha	Observaciones
1	T	BH	146	57,02			29/10/2009	LIMPIEZA DE TURBINA
							08/07/2009	CAMBIO BOMBA JET
							03/07/2009	SALE DE WO
							25/06/2009	REINICIA WO
							21/05/2009	SUSPENDEN WO
							07/05/2009	INICIA WO
							25/04/2009	LIMPIEZA DE TURBINA
							04/05/2009	CIERRACAMISA
3	Ui	BH	115	92,24			20/08/2009	LIMPIEZA DE TURBINA
							17/07/2009	LIMPIEZA DE TURBINA
							29/05/2009	LIMPIEZA DE TURBINA
4	Ts + Ti	BH	189	86,2			14/10/2009	CAMBIO BOMBA ENTRA JET
							12/06/2009	LIMPIEZA DE TURBINA
							04/06/2009	LIMPIEZA DE TURBINA
							18/05/2009	LIMPIEZA DE TURBINA
5								POZO CERRADO
7								POZO CERRADO

Fuente PETROECUADOR, 2009.

Tabla A1.3. Historial de todos los pozos presentes en la estación Tetete (Continuación)

8	Ui	BH	108	73,13	120		27/10/2009	SALE BOMBA PISTON ENTRA JET
							18/09/2009	SALE PISTON
9	Ui	BH	238	85,17	80		01/11/2009	C BOMBA
							13/09/2009	SALE PISTON ENTRA JET
							24/08/2009	LIMPIEZA DE TURBINA
							18/06/2009	LIMPIEZA DE TURBINA
10	Ui	BH	257	82,14	20		25/09/2009	505 BSW
							24/09/2009	CAMBIO BOMBA
							14/07/2009	LIMPIEZA TURBINA
							24/04/2009	LIMPIEZA TURBINA
11	Ui	BES	555	88	472	49	20/10/2009	84%BSW 7400ppmCl
							08/10/2009	86% BSW 7450 ppmCl
							04/09/2009	FIN WO
							28/07/2009	INICIO WO
12	Ui	BH	137	87,4	19		10/08/2009	LIMPIEZA DE TURBINA
							27/07/2009	SALE BOMBA PISTON ENTRA JET
							26/07/2009	LIMPIEZA DE TURBINA
							24/04/2009	LIMPIEZA DE TURBINA

Fuente PETROECUADOR 2009.

Tabla A1.4. Historial de todos los pozos presentes en la estación Shushuqui

N° Pozo	Tipo de arena	Tipo de levantamiento	BPPD	% BSW	Gas	Hz	Facha	Observaciones
1								POZO CERRADO
3								POZO CERRADO
6	Ui	BH	188	86,64			19/09/2009	40%BSW 39000ppmCl
							19/06/2009	LIMPIEZA TURBINA
							27/05/2009	LIMPIEZA TURBINA
							06/05/2009	LIMPIEZA TURBINA
10	Ui	BH	201	77,64	9		31/10/2009	LIMPIEZA TURBINA
							20/09/2009	30% BSW 40750 ppmCl
							20/06/2009	LIMPIEZA TURBINA
							27/05/2009	LIMPIEZA TURBINA
12	Ui	BH	262	50,88	20		20/06/2009	LIMPIEZA TURBINA
							15/06/2009	12% BSW 396000ppmCl
							05/06/2009	LIMPIEZA TURBINA
							02/05/2009	LIMPIEZA TURBINA
13	BT	BH	196	28,57	9		30/10/2009	LIMPIEZA TURBINA
							19/06/2009	LIMPIEZA TURBINA
							27/05/2009	LIMPIEZA TURBINA
							13/01/2009	CAMBIO BOMBA S E JET

Fuente PETROECUADOR, 2009.

Tabla A1.4. Historial de todos los pozos presentes en la estación Shushuqui (Continuación)

14	Ui	BH	109	90,92	6		19/06/2009	LIMPIEZA TURBINA
							07/05/2009	C BOMBA
							03/05/2005	LIMPIEZA TURBINA
15								POZO CERRADO
16								CERRADO
17	Ui	BES	148	76	14	50	07/10/2009	RECUPERAN VALVULA
18	Ui	BH	216	71,2	10		27/10/2009	LIMPIEZA TURBINA
							04/10/2009	LIMPIEZA TURBINA
19								CERRADO
20	Ui							CERRADO
21	Us	BH	188	64,05	14		27/10/2009	LIMPIEZA TURBINA
							03/10/2009	16% BSW 75000 ppmCl

Fuente PETROECUADOR, 2009.

Tabla A1.5. Historial de todos los pozos presentes en la estación Pacayacu

N° Pozo	Tipo de arena	Tipo de levantamiento	BPPD	% BSW	Gas	H _z	Fecha	Observaciones
2	Um	BES	59	86	116	60	30/10/2009	CHEQUEAN TUBERÍA
							29/10/2009	RECUPERAN ST
							28/10/2009	LIMPIEZA DE TURBINA
3								CERRADO
4	BT	BES	200	60	117,52	52	20/09/2009	CAMBIAN ST
							29/09/2009	55% BSW 36500 ppmCl
5	Ui	BES	322	72	40	58	14/09/2009	CALIBRADOR 2,87 HASTA CAMISA

Fuente PETROECUADOR, 2009.

Tabla A1.6. Historial de todos los pozos presentes en la estación Shuara

N° Pozo	Tipo de arena	Tipo de levantamiento	BPPD	% BSW	Gas	H _z	Fecha	Observaciones
ARAZA 1	Ui	BES	191	88	119	55	28/10/2009	CALIBRADOR 2,78
							12/08/2009	SALINIDAD 9500 ppmCl BSW 86%
ARAZA 2D	T inf	BES	214	30		55	27/10/2009	CIERRAN CAMISA DE CIRCULACIÓN
							19/09/2009	PRUEBAN TUBING

Fuente PETROECUADOR, 2009.

Tabla A1.6. Historial de todos los pozos presentes en la estación Shuara (Continuación)

1																			REINYECTOR
2																			REINYECTOR
3	Us	GAS LIFT	186	40	1861														SALINIDAD 71000 ppmCl CALIBRAN TBG
4	Ts	BES	106	88	156	57,4													CALIBRADOR 86% BSW SALINIDAD 8000 ppmCl PROBLEMAS CORROSION
6	Ui+Us	BES	340	29,5	113	55													CAMBIAN VALVULA EN NOGO SUBEN EQUIPOS PROBLEMA CORROSIÓN
9																			CAMBIAN VALVULA EN NOGO ALTO %BSW SALINIDAD 8000 ppmCl PROBLEMAS CORROSION
12	Ui	BES	406	92	225	57													CALIBRADOR 2,75 HASTA CAMISA CHEQUEAN TUBERÍA INCREMENTAN Hz 55 A 56
13	Ts	BES	209	60	54	55													RECUPERAN ST 40% BSW 22000ppmCl SALE W.O. INICIA W.O.

Fuente PETROECUADOR, 2009.

Tabla A1.6. Historial de todos los pozos presentes en la estación Shuara (Continuación)

14B	Ui	BES	173	86	86	56	29/06/2009	CALIBRADOR 2,78
							18/06/2009	86% BSW 19500 ppmCl
15							15/07/2009	SUBEN EQUIPO PROBLEMAS DECORROSION
16							17/08/2009	BAJAN EQUIPO DE FONDO
								CERRADO
17								CERRADO
18								CERRADO
19								CERRADO
20	Ts + Ui	BES	59	88	64	01/01/2009		° API SECO 9000ppmCl
						25/06/2009		BAJAN CALIBRADOR
						15/07/2009		SUBEN EQUIPO DE FONDO PROBLEMAS DE CORROSIÓN
						16/08/2009		BAJAN EQUIPO DE FONDO
22	Ui	BES	114	80	23,8	56	02/05/2009	RECUPERAN VALVE
25	Us	BES	128	80	112	53	02/05/2009	INCREMENTAN Hz 78% BSW 86500 ppmCl
							10/06/2009	SUBEN EQUIPO DE FONDO PROBLEMAS CORROSION
							16/07/2009	BAJAN EQUIPO DE FONDO
							21/08/2009	SUBEN EQUIPO DE FONDO PROBLEMAS
							23/09/2009	BAJAN EQUIPO DE FONDO

Fuente PETROECUADOR, 2009.

Tabla A1.7. Historial de todos los pozos presentes en la estación Secoya

N° Pozo	Tipo de arena	Tipo de levantamiento	BPPD	% BSW	Gas	Frecuencia (Hz)	Fecha	Observaciones
1	Ui	BES	499	68	210	52	11/09/2009	INCREMENTO DE Hz 50 A 52
							06/09/2009	TERMINA WO
							01/09/2009	INICIA WO
2	Ts	BES	269	86	402	50	10/07/2009	TERMINA WO
								INICIA WO
3	Ui	BES	283	84	159	59	24/06/2009	RECUPERAN ST VALVE
							16/06/2009	REGULAN FRECUENCIA
							15/06/2009	TERMINA WO
							30/04/2009	INICIA WO
4	Ui	GAS LIFT	186	40			25/06/2009	RECUPERAN TAPONES
							24/06/2009	CHEQUEAN COMPLETACION
							19/06/2009	SALE WO
							15/06/2009	IIINICIA WO
5	Ui	BES	171	60	171		18/10/2009	CALIBRADO
8	Tsup	BES	393	84	313	55	06/05/2009	SALE WO
							27/04/2009	INICIA WO
10	T	BES	269	70	95	57	13/10/2009	INCREMENTAN FRECUENCIA

Fuente PETROECUADOR, 2009.

Tabla A1.7. Historial de todos los pozos presentes en la estación Secoya (continuación)

11	Ti	BES	269	78	58	28/03/2009	REGULAN FRECUENCIA
						27/03/2009	SALE WO
						02/03/2009	INICIA WO
13	Tinf	BES	220	50	173	56	AUMENTAN Hz 54 A 56
						17/09/2009	TERMINA WO
						24/08/2009	INICIA WO
						23/06/2009	TERMINA WO
						14/06/2009	INICIA WO
14	Ui	BES	856	80	380	60	SALE WO
						08/03/2009	INICIA WO
						07/03/2009	BES OFF FASE A TIERRA
						18/03/2009	TERMINA WO
						07/03/2009	INICIA WO
16	Ui	BES	191	80	98	63	AUMENTA Hz 62 A 63
						03/01/2009	SALE WO
						12/12/2009	INICIA WO
17	Ui	BES	533	40	156	52	TERMINA WO
						29/08/2009	INICIA WO
						03/03/2009	TERMINA WO
						21/02/2009	INICIA WO

Fuente PETROECUADOR

Tabla A1.7. Historial de todos los pozos presentes en la estación Secoya (Continuación)

18	Ui	BES	321	52		59	13/06/2009	RECUPERAN VALVE LIMPIA
							06/06/2009	SUBE FRECUENCIA 57 A 59
							07/09/2008	TERMINA WO
							15/08/2008	INICIA WO
19	Us	BES	428	10	127	51	08/10/2009	CAMBIAN VALVE
							29/04/2009	TERMINA WO
							25/04/2009	INICIA WO
20	Ui	GAS LIFT	130	26	1988		16/06/2009	NO ADMITE INYECCION DE GAS
21	Ui	BES	391	68		51	17/10/2009	BAJAN CALIBRADOR
							25/10/2009	SUBEN FRECUENCIA
22	Ui	BES	327	80	119	60	13/05/2009	INTENTAN RECUPERAR VALVE
24	Us	BES	369	40	62	61	01/06/2009	40%BSW 3870 ppmCl

Fuente PETROECUADOR, 2009.

Tabla A1.7. Historial de todos los pozos presentes en la estación Secoya (Continuación)

27	Ui	BES	236	90	60	26/09/2009	BAJAN CALIBRADOR
						27/07/2009	BAJAN CALIBRADOR
28	Ui	BES	171	70	56	02/10/2009	SALINIDAD 23300 ppmCl SUBEN FRECUENCIA 50-52
						13/09/2009	
						10/09/2009	TERMINA WO
						01/09/2009	INICIA WO
29	Ui	BES	159	80	60	24/03/2009	SUBEN FRECUENCIA
						19/03/2009	TERMINA WO
						13/03/2009	INICIA WO
						10/03/2009	SUBEN FRECUENCIA
30	T's	BES	307	52	55	17/10/2009	40%BSW 13000ppmCl
						14/10/2009	TERMINA WO
						09/10/2009	INICIA WO
31	Ui	BES	418	52	59	20/09/2009	RECUPERA VALVE
						22/05/2009	60% BSW 37250 ppmCl
						19/05/2009	TERMINA WO
						14/05/2009	INICIA WO
						17/10/2008	TERMINA WO
						10/10/2009	INICIA WO

Fuente PETROECUADOR, 2009.

Tabla A1.7. Historial de todos los pozos presentes en la estación Secoya (Continuación)

32	T	BES	313	80	217	57	08/04/2009	CAMBIAN VARIADOR
							23/03/2009	RECUPERAN VALVE
							17/03/2009	TERMINA WO
							15/03/2009	INICIA WO
33	Ui	BES	309	65	117	55	21/10/2009	65%BSW 34000ppmCl
							19/10/2009	TERMINA WO
							17/10/2009	REINICIA WO
							27/08/2009	SUSPENDEN WO
							23/08/2009	INICIA WO
34	Ui	BES	48	82	209	50	27/08/2009	BAJAN CALIBRADOR
35	Ts	BES	140	70	58	55	27/08/2009	BAJAN CALIBRADOR
							28/12/2008	SUBEN FRECUENCIA 53 A 55
							20/12/2008	TERMINA WO
							10/12/2009	INICIA WO
36	Ui	BES	136	66	72	55	02/10/2009	50% BSW 3500ppmCl
							27/09/2009	TERMINA WO
							18/09/2009	INICIA WO
							16/08/2009	BES OFF FASE A TIERRA
							03/08/2009	64% BSW 40500%ppmCl

Fuente PETROECUADOR, 2009.

Tabla A1.8. Historial de todos los pozos presentes en la estación Atacapi

N° Pozo	Tipo de arena	Tipo de levantamiento	BPPD	% BSW	Gas	Frecuencia (Hz)	FECHA	OBSERVACIONES
2	Ui	BES	535	4,8		55	10/09/2009	CALIBRADOR 2,75
							04/03/2009	5% BSW 27250ppmCl
							03/03/2009	TERMINA W.O.
							26/03/2009	INICIA W.O.
5	T	BES	259	1		49	25/01/2009	ASIENTAN VALVE
7	Ui	BES	160	84		56	13/01/2009	SALE WO
							12/01/2009	CHEQUEAN TUBING
8	Ui	BES	302	94		52	17/10/2009	88%BSW 2500ppmCl
							08/10/2009	TERMINA WO
							06/10/2009	INICIA WO
							04/10/2009	CIERRAN POZO DAÑO CABEZAL
							26/12/2008	RECUPERAN VALVE

Fuente PETROECUADOR, 2009.

Tabla A1.8. Historial de todos los pozos presentes en la estación Atacapi (Continuación)

9	Ui	BES	182	90		52	17/10/2009	23500ppmCl 90%BSW
							16/10/2009	90% BSW
10	Ui	BES	100	88	29	55	08/03/2009	TOMAN NIVEL 6041
							06/03/2009	TERMINAN WO
							01/03/2009	POZO NO APORTA
							17/02/2009	CAMBIO TRANSFORMADOR
11								REINYECTOR
12								CERRADO
13D	Us	BES	338	1	81	54	12/08/2009	RECUPERAN VALVULA LEVE PRESENCIA DE ESCALA
							31/12/2009	ARRANCAN NUEVAMENTE EQUIPO BES
14D	Ui	BES	158	90	29	60	10/09/2009	DISMINUYE FRECUENCIA 61 A 60
							28/05/2009	RECUPERAN VALVE
							16/01/2009	90%BSW 21950ppmCl

Fuente PETROECUADOR, 2009.

ANEXO II

EJEMPLO DE CÁLCULO PARA OBTENER LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN EN LOS CUPONES DE CORROSIÓN EVALUADOS

A continuación se detalla el ejemplo de cálculo de la velocidad de corrosión que presentó el cupón retirado de la estación Shuara del sistema de tuberías que corresponde al pozo número 06.

El cupón que fue sometido al análisis, se instaló el 26 de octubre de 2009 y fue retirado el 27 de diciembre de 2009 tuvo una exposición de 60 días en el interior de la tubería.

Para calcular la velocidad de corrosión en mpy se presentan los datos del cupón retirado en la tabla A 1.9, estos datos son necesarios para el cálculo según la norma NACE RP0775-2005.

Tabla A1.9. Datos para cálculo de velocidad de corrosión

Estación Shuara	Pozo 06
Cupón retirado	ZH-546
Fecha instalación	26/10/09
Fecha de retiro	27/12/09
Peso inicial W_i (g)	36,1419
Peso final W_f (g)	35,8854
Área (in ²)	5,2
Densidad (g/cm ³)	128,8
Tiempo exposición (días)	60

Con los datos de la tabla se procede a calcular el valor de la velocidad de corrosión (mpy) aplicando la ecuación [A2.2] que se muestra a continuación:

$$W = W_i - W_f \tag{A2.1}$$

$$W = (36,1419 - 35,8854)g = 0,2565g$$

$$V_c = 365000 * \frac{W}{A \times \delta \times t} \quad [A2.2]$$

$$V_c = 365000 \times \frac{0,2565g}{5,2in^2 \times 128,8 \frac{g}{cm^3} \times \frac{1cm^3}{(2,54in)^3} \times 60dia}$$

$$V_c = 0,99mpy$$

Donde:

W = Pérdida de peso

A = Área del cupón (in)

δ = Densidad del cupón (g/in³)

t = Tiempo de exposición (día)

ANEXO III

EJEMPLO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL ÍNDICE DE SATURACIÓN SEGÚN EL MODELO DE ODDO - THOMSON

A continuación se presenta el ejemplo de cálculo del índice de saturación I_s para el pozo número 06 de la estación Shuara perteneciente al mes de agosto de 2009.

Cálculo del coeficiente de fugacidad, para encontrar este coeficiente se aplica la ecuación [3.1] (Reizer, 1991).

$$fg = e^{P \left(2,84 \cdot 10^{-4} - \frac{0,255}{T+460} \right)} \quad [A3.1]$$

$$fg = e^{200 \left(2,84 \cdot 10^{-4} - \frac{0,255}{164+460} \right)}$$

$$fg = 0,97$$

Cálculo de la fracción en volumen de CO_2 en la fase gas

$$yg = \frac{xCO_2}{1 + \left(P * fg * \frac{(5 * BAPD + 10 * BPPD) * E^{-5}}{MMscfd * (T + 460)} \right)} \quad [A3.2]$$

$$yg = \frac{0,12}{1 + \left(200 * 0,97 * \frac{(5 * 545 + 10 * 364) * E^{-5}}{0,057 * (164 + 460)} \right)}$$

$$yg = 0,089$$

Cálculo de la fuerza iónica en moles/l

$$u = (2,2 * (Na^+) + 5 * (Ca^{++}) + 8,2 * (Mg^{++}) + 1,4 * (Cl^-) + 2,1 * (SO_4^-) + 0,8 * (HCO_3^-)) * E^{-5} \quad [A3.3]$$

$$u = (2,2 * 22024 + 5 * 5800 + 8,2 * 340,2 + 1,4 * 44950 + 2,1 * 250 + 0,8 * 146,4) * E^{-5}$$

$$u = 1,44$$

Cálculo del pH

$$pH = \log \left[\frac{\left(\frac{HCO_3^-}{61000} \right)}{P * fg * yg} \right] + 8,6 + 5,31E^{-3} * T - 2,253E^{-6} * T^2 - 2,237 * 10^{-5} * P - 0,99\sqrt{u} + 0,658 * u \quad [A3.4]$$

$$pH = \log \left[\frac{\left(\frac{146,4}{61000} \right)}{200 * 0,97 * 0,089} \right] + 8,6 + 5,31E^{-3} * 167,6 - 2,253E^{-6} * 167,6^2 - 2,237 * 10^{-5} * 200 - 0,99\sqrt{1,44} + 0,658 * 1,44$$

$$pH = 5,52$$

Cálculo del índice de saturación Is

$$Is = \log \left[\frac{(Ca^{++})(HCO_3^-)^2}{P * fg * yg} \right] + 5,85 + 15,19 * 10^{-3} T - 1,64 * 10^{-6} T^2 - 5,27 * 10^{-5} P - 3,334u^{\frac{1}{2}} + 1,43,77u \quad [A3.5]$$

$$Is = \log \left[\frac{(552)(280,6)^2}{200 * 0,97 * 0,089} \right] + 5,85 + 15,19 * 10^{-3} * 164 - 1,64 * 10^{-6} * 164^2 - 5,27 * 10^{-5} * 200 - 3,334 * 1,4^{\frac{1}{2}} + 1,43,77 * 1,4$$

$$Is = -0,72$$

Donde:

Ca^{++} = concentración de iones calcio (mol/l)

HCO_3^- = concentración de iones bicarbonato (mol/l)

T = temperatura operación (°F)

P = presión total absoluta (psia)

u = fuerza molar iónica (mol/l)

y_g = fracción molar o en volumen de CO₂

f_g = coeficiente de fugacidad de CO₂

$MMscfd$ = millones de pies cúbicos estándar por día

ANEXO IV

EJEMPLO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN GENERALIZADA EN BASE AL RESIDUAL DE HIERRO PRESENTE EN TUBERÍAS CUYA LONGITUD CONSTA DESDE EL CABEZAL DE POZO PRODUCTOR HASTA EL MANIFOLD DE LA ESTACIÓN RESPECTIVA

Para determinar la velocidad de corrosión generalizada presente en la línea de flujo para el pozo N° 6 de la estación Shuara, se empleó la ecuación [A4.1] la misma se encuentra establecida en la Norma NACE RP0192-98:

$$v_c = \frac{(11,97 * BAPD * (Fe_{manifold} - Fe_{cabeza}))}{3,28 * L * Di} \quad [A4.1]$$

$$v_c = \frac{(11,97 * 516,6 * (49,25 - 31,75))}{3,28 * 5200 * 4}$$

$$v_c = \frac{(11,97 * 516,6 * (49,25 - 31,75))}{3,28 * 5200 * 4}$$

$$v_c = 4,43 \text{ mpy}$$

Donde:

$BAPD$ = barriles de agua producidos por día en (Barr/d)

$Fe_{manifold}$ = hierro presente en manifold (ppm)

Fe_{cabeza} = hierro presente en cabeza de pozo (ppm)

L = longitud de la tubería (pies)

Di = diámetro interno de la tubería (in)

Los valores de 11,97 y 3,28 son dos constantes que nos sirven para introducir los datos directamente en la ecuación y obtener el valor de la velocidad de corrosión directamente en mpy (milésimas de pulgada por año), sin recurrir a la transformación de unidades.

Cálculo del coeficiente de fugacidad, para encontrar este coeficiente se aplica la ecuación [3.1] (Reizer, 1991).

$$fg = e^{P * \left(2,84 * 10^{-4} - \frac{0,255}{T + 460} \right)} \quad [A3.1]$$

$$fg = e^{200 * \left(2,84 * 10^{-4} - \frac{0,255}{164 + 460} \right)}$$

$$fg = 0,97$$

Cálculo de la fracción en volumen de CO₂ en la fase gas

$$yg = \frac{xCO_2}{1 + \left(P * fg * \frac{(5 * BAPD + 10 * BPPD) * E^{-5}}{MMscfd * (T + 460)} \right)} \quad [A3.2]$$

$$yg = \frac{0,12}{1 + \left(200 * 0,97 * \frac{(5 * 545 + 10 * 364) * E^{-5}}{0,057 * (164 + 460)} \right)}$$

$$yg = 0,089$$

Cálculo de la fuerza iónica en moles/l

$$u = (2,2 * (Na^+) + 5 * (Ca^{++}) + 8,2 * (Mg^{++}) + 1,4 * (Cl^-) + 2,1 * (SO_4^-) + 0,8 * (HCO_3^-)) * E^{-5} \quad [A3.3]$$

$$u = (2,2 * 22024 + 5 * 5800 + 8,2 * 340,2 + 1,4 * 44950 + 2,1 * 250 + 0,8 * 146,4) * E^{-5}$$

$$u = 1,44$$

Tabla A1.9. Historial de todos los pozos presentes en la estación Atacapi (Continuación)

9	Ui	BES	182	90	52	17/10/2009	2350ppmCl 90%BSW
						16/10/2009	90% BSW
10	Ui	BES	100	88	29	08/03/2009	TOMAN NIVEL 6041
						06/03/2009	TERMINAN WO
						01/03/2009	POZO NO APORTA
						17/02/2009	CAMBIO TRANSFORMADOR
11							REINYECTOR
12							CERRADO
13D	Us	BES	338	1	81	12/08/2009	RECUPERAN VALVULA LEVE PRESENCIA DE ESCALA
						31/12/2009	ARRANCAN NUEVAMENTE EQUIPO BES
14D	Ui	BES	158	90	29	10/09/2009	DISMINUYE FRECUENCIA 61 A 60
						28/05/2009	RECUPERAN VALVE
						16/01/2009	90%BSW 21950ppmCl

Fuente PETROECUADOR, 2009.