

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**“ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL INCRUSTANTE Y CORROSIVO EN
POZOS PRODUCTORES Y LÍNEAS DE TRANSFERENCIA DEL CAMPO
DACIÓN, SAN TOMÉ”**

**Realizado por:
Br. María Fernanda Guevara Mathison**

**Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como
requisito parcial para optar al Título de:**

INGENIERO QUÍMICO

Puerto la Cruz, Agosto 2010

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**“ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL INCRUSTANTE Y CORROSIVO EN
POZOS PRODUCTORES Y LINEAS DE TRANSFERENCIA DEL CAMPO
DACIÓN, SAN TOMÉ”**

ASESORES

**Ing. Fidelina Moncada MSc.
Tutor Académico**

**Ing. Yusila Torres
Tutor Industrial**

Puerto la Cruz, Agosto 2010

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**“ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL INCRUSTANTE Y CORROSIVO EN
POZOS PRODUCTORES Y LINEAS DE TRANSFERENCIA DEL CAMPO
DACIÓN, SAN TOMÉ”**

**Ing. Fidelina Moncada MSc.
Tutor académico**

**Ing. Frank Parra
Jurado Principal**

**Ing. Ronald Arias
Jurado Principal**

Puerto la Cruz, Agosto 2010

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

RESUMEN

En el campo Dación ubicado en el Distrito San Tomé, la producción de agua es muy alta en comparación con la de crudo, hecho que genera problemas operacionales, y es por esto que resulta necesario el estudio de las tendencias corrosivas e incrustantes en pozos y líneas de transferencia. Para ello se seleccionaron 27 pozos, los cuales tienen cambios de zona o arenas con tendencias corrosivas y/o incrustantes, se obtuvieron una serie de parámetros operacionales tanto en fondo de pozo como en la línea de transferencia, se realizó la caracterización fisicoquímica del agua de producción. Para realizar los perfiles de velocidades de corrosión e incrustación en fondo de pozo y los perfiles de corrosión en líneas de transferencia se utilizaron los simuladores ScaleCorr 6.2 y BPCassandra, con el fin de clasificar las principales arenas del campo según el desarrollo de estos dos procesos y proponer el tratamiento químico adecuado a los pozos y líneas de transferencia estudiados. Se determinó que hay altas concentraciones de CO₂ (1 al 14%) y de H₂S (1 a 240 ppm) en la fase gas, el mecanismo predominante es por CO₂, las aguas de formación tienen alta dureza, cierto grado de alcalinidad y alta concentración de cloruros. Estos factores proveen un ambiente corrosivo y, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, también promueven la incrustación. Las arenas T LM 202, U1 LG 206, T LG 206, A6M LG 238, A6I GS 122, TL GG613 y L4 LG 217 tienen tendencias corrosivas e incrustantes, y las arenas A6U GS 92 y L3S LG 227 tienen tendencias solamente corrosivas. Por otra parte se determinó que es necesario iniciar la aplicación del tratamiento corrosivo a los pozos LM 228, LG 246 y LG 538, e igualmente se debe iniciar el tratamiento químico para la corrosión en las líneas de transferencias de los pozos LM 225, LM 228, LG 250, LG 543, LG 246, ya en que todos ellos se determinó que las velocidades de corrosión son severas.

DEDICATORIA

A Dios que está siempre conmigo dándome amor, fortaleza, sabiduría, paciencia y la oportunidad para cumplir este sueño.

A mis padres Fernando Guevara e Yngrid Mathison porque son mi fuente de inspiración y un ejemplo de profesionalismo, por darme su apoyo y amor incondicional, por toda la formación espiritual e intelectual que me han dado.

A mi hermana “Nela la mejor” por ser mi mejor amiga y acompañarme en momentos de felicidad y angustia a lo largo de mi carrera; y a mi hermano Roberto porque con él he aprendido muchas cosas de la vida, a él le dedico mi tesis para que luche por sus triunfos.

A mi abuela Lila, tía nena, familia Mathison, y demás familiares porque con su amor y presencia en mi vida han ayudado a mantenerme en el camino.

A todos mis amigos, porque han contribuido en mi crecimiento personal y profesional.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por ser mi guía en momentos difíciles, por permitirme creer en que todo es posible cuando se quiere.

A mis padres, Fernando e Yngrid y a mis hermanos Ingrid y Roberto, por estar conmigo para enseñarme algo todos los días.

Al personal de la superintendencia de tratamiento y calidad de fluidos del campo Dación: José Díaz, Agustín Carmona, José Quijada, Nardo Rodríguez, Luis Rebolledo, Cesar Guarisma y Edwin Cheng por darme toda su colaboración con el trabajo de campo, por los conocimientos técnicos que me han otorgado, las experiencias vividas, y porque fueron un gran ejemplo de trabajo en equipo y profesionalismo. ¡Muchísimas gracias!

Al personal del centro de análisis San Tomé, en especial a Jimme Salazar, José Cedeño, Jorge Narváez, José Palma y Diaurnis Mata, por permitirme el uso de las instalaciones para realizar los análisis de agua y por la amistad que me brindaron.

A José Orellana de la gerencia de optimización de PDVSA San Tomé, por su colaboración en la obtención de información necesaria para llevar a cabo este proyecto y porque me hizo reflexionar y recordar cuál es mi sueño, de verdad muchas gracias.

A Pedro Herrera de la empresa Champion Technologies, por su cooperación para la realización de las simulaciones y por los conocimientos técnicos aportados.

A la Ing. Yusila Torres por aceptarme como tutora Industrial, por prestar su colaboración para el desarrollo de este proyecto y por ser un excelente ejemplo de líder.

A mi tutora académica, la profesora Fidelina Moncada, le agradezco su contribución y dedicación en este proyecto.

A la empresa PDVSA San Tomé por brindarme la oportunidad de desarrollar mi trabajo de grado en sus instalaciones y junto a un equipo de excelentes profesionales.

Le agradezco de todo corazón a Luis Carlos Cesin, por haber puesto en mi esa chispa para estudiar ingeniería química, y por su apoyo incondicional en la carrera y en cada aspecto de mi vida.

A esas personas maravillosas que conocí en la Universidad de Oriente: Laudimar Rengel, Luis Alejandro Rosas, Moira Rodríguez, Jesús Velásquez, Diego Páez, Yaneska Macero, Marybeth Torrealba, Fergie Fernandez, Roberth Fajardo, Cariana Campos y Antonio Bejarano, por ser un excelente equipo de estudio buscando siempre el éxito, porque me enseñaron a valorar el compañerismo, la competencia sana; y por ser muy buenos amigos. ¡Muchísimas gracias!

A todos los profesores con los que recibí clases en la Universidad de Oriente por los conocimientos impartidos necesarios para alcanzar con éxito mi objetivo de ser ingeniero químico, mil gracias.

ÍNDICE

RESOLUCIÓN	iv
RESUMEN	v
DEDICATORIA	vi
AGRADECIMIENTOS	vii
ÍNDICE	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	xiv
ÍNDICE DE TABLAS	xvi
CAPÍTULO I	18
EL PROBLEMA	18
1.1 Reseña Histórica De La Empresa	18
1.2 Ubicación Geográfica Del Lugar De Estudio	19
1.3. Planteamiento Del Problema	19
1.4. Objetivos	22
1.4.1. Objetivo General	22
1.4.2. Objetivos Específicos	22
CAPÍTULO II	23
MARCO TEÓRICO	23
2.1 Antecedentes	23
2.2 Corrosión	24
2.2.1 Factores Que Favorecen El Proceso De Corrosión	26
2.2.1.1 Factores Electroquímicos	26
2.2.1.2 Factores Ambientales	27
2.2.1.3 Factores Metalúrgicos	28
2.2.1.4 Factores Termodinámicos	28
2.2.2 Tipos De Corrosión	29
2.2.2.1 Corrosión Uniforme	29
2.2.2.2 Corrosión Galvánica	30
2.2.2.3 Corrosión Por Picaduras	30

2.2.2.4 Corrosión Intergranular	31
2.2.2.5 Corrosión Por Esfuerzo	31
2.2.2.6 Corrosión Microbiológica	31
2.2.2.7 Corrosión Por CO ₂	32
2.2.2.8 Corrosión Por H ₂ S	35
2.2.2.9 Corrosión Por Efecto Combinado De CO ₂ Y H ₂ S	37
2.2.3 Efectos De Flujos Multifásicos Sobre La Corrosión	39
2.2.3.1 Velocidad Superficial	40
2.2.3.2 Velocidad Límite	41
2.2.4 Técnicas Para La Medición De Corrosión	42
2.2.4.1 Monitoreo De La Corrosión	43
2.2.4.2 Técnicas De Monitoreo De Corrosión	43
2.2.4.3 Aplicaciones De Las Técnicas De Monitoreo De Corrosión	44
2.2.5 Tratamiento Químico De La Corrosión	45
2.2.5.1 Clasificación De Los Inhibidores De Corrosión	46
2.2.5.2 Aplicación De Los Inhibidores De Corrosión	47
2.2.5.3 Biocidas	48
2.3 Incrustación	49
2.3.1 Tipos De Incrustación	49
2.3.2 Factores Que Inciden En La Formación De Incrustaciones	50
2.3.2.1 Concentración Iónica	50
2.3.2.2 Caídas De Presión	50
2.3.2.3 Cambios De Temperatura	51
2.3.2.4 pH	51
2.3.2.5 Mezcla De Dos O Más Aguas Incompatibles	51
2.3.2.6 Turbulencias	52
2.3.3 Tratamiento Químico Para La Incrustación	52
2.3.3.1 Mecanismos De Los Inhibidores De Incrustación	52
2.3.4 Tipos De Inhibidores De Incrustación	54
2.3.4.1 Orgánicos	54

2.3.4.2 Inorgánicos.....	54
2.4 Métodos De Levantamiento Artificial	55
2.4.1 Bomba Electrosumergible (BES)	56
2.4.2 Bombeo De Cavidad Progresiva.....	57
2.4.3 Bombeo Mecánico	58
2.4.4 Levantamiento Artificial Por Gas (LAG)	58
2.5 Sistemas Computarizados.....	60
2.5.1 Centinela.....	60
2.5.2 ScaleCorr 6.2.....	60
2.5.3 BPCassandra.....	61
2.5.3.1. Predicción Básica De Velocidad De Corrosión	61
2.5.3.2. Predicción De La Velocidad De Corrosión Considerando Flujo Sensible.....	61
CAPÍTULO III	62
DESARROLLO DEL TRABAJO	62
3.1 Identificación De Los Pozos Que Han Experimentado Cambios De Arena Y Presentan Probabilidades De Tendencias Corrosivas E Incrustantes.....	62
3.1.1 Cambios De Arena	62
3.1.2 Pozos Que Tienen Arenas Con Tendencias Corrosivas Y/O Incrustantes	62
3.1.3 Historial De Fallas En Líneas De Transferencia	63
3.1.4 Pozos Productores Activos	63
3.1.5 Corte De Agua Y Crudo Producido	63
3.1.6 Método De Levantamiento Artificial	63
3.2 Medición De Las Variables Operacionales Y Búsqueda De Los Parámetros Operativos Asociados A La Completación De Los Pozos. 64	64
3.2.1 Medición De Las Variables Operacionales	64
3.2.1.1 Medición De Temperatura.....	64
3.2.1.2 Medición de H ₂ S Y CO ₂	64

3.2.2 Parámetros Operativos Asociados A La Completación De Los Pozos.....	65
3.3 Caracterización De Las Propiedades Fisicoquímicas Del Agua De Producción Manejada Por Los Pozos Y Líneas De Transporte De Fluido	65
3.3.1 Determinación De La Dureza (Norma COVENIN 2771)	67
3.3.1.1 Dureza Total.....	67
3.3.1.2 Dureza Cálcica	67
3.3.1.3 Dureza Magnésica	68
3.3.2 Determinación De Cloruros (Norma COVENIN 3141)	68
3.3.3 Determinación De Alcalinidad (Norma COVENIN 2780).....	69
3.3.3.1 Alcalinidad Parcial	69
3.3.3.2 Alcalinidad Total	69
3.3.4 Determinación Del Hierro (Método Estándar Para El Análisis Del Agua Y Aguas Residuales 3500-Fe B Y Norma COVENIN 2110)...	70
3.3.5 Determinación De Sulfatos (Norma ASTM D 516-07).....	71
3.3.6 Cálculo Del Ion Sodio (Norma API RP-45)	72
3.3.7 Equipos.....	73
3.3.8 Materiales	73
3.3.9. Sustancias	74
3.4. Elaboración De Los Perfiles De Velocidades De Corrosión Y Ocurrencia De Deposiciones Inorgánicas A Lo Largo Del Sistema De Producción Del Pozo Y Líneas De Transferencia	76
3.5 Clasificación De Las Principales Arenas Productoras Del Campo Dación Según La Tendencia Corrosiva Y/O Incrustante	77
3.6. Propuesta Del Tratamiento Químico Adecuado Para Los Pozos Productores Y Líneas De Transporte De Fluidos Estudiados.....	79
CAPÍTULO IV.....	82
DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	82
4.1 Discusión De Resultados	82

4.1.1 Identificación De Los Pozos Que Han Experimentado Cambios De Arena O Presentan Probabilidades De Tendencias Corrosivas E Incrustantes.....	82
4.1.2 Medición De Las Variables Operacionales Y Búsqueda De Los Parámetros Operativos Asociados A La Completación De Los Pozos.....	84
4.1.3 Caracterización De Las Propiedades Fisicoquímicas Del Agua De Producción Manejada Por Los Pozos Y Líneas De Transporte De Fluido.....	87
4.1.4 Elaboración De Los Perfiles De Velocidades De Corrosión Y Ocurrencia De Deposiciones Inorgánicas A Lo Largo Del Sistema De Producción Y Líneas De Transferencia	91
4.1.4.1 Perfiles De Velocidades De Corrosión E Incrustación En Fondo De Pozo	91
4.1.4.2 Velocidades De Corrosión En Líneas De Transferencia ...	98
4.1.5 Clasificación De Las Principales Arenas Productoras Del Campo Dación Según La Tendencia Corrosiva Y/O Incrustante	102
4.1.6 Propuesta Del Tratamiento Químico Adecuado Para Los Pozos Productores Y Líneas De Transporte De Fluidos	103
4.2. Conclusiones.....	104
4.3. Recomendaciones.....	106
BIBLIOGRAFÍA.....	108
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO....	111

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación geográfica del campo Dación.....	19
Figura 2. Corrosión por CO ₂ generalizada y por picaduras [7].....	34
Figura 3. Corrosión por H ₂ S (A) generalizada y (B) por picaduras [7].....	37
Figura 4. Completación del pozo empleando LAG [17].....	59
Figura 5. Medición de los gases H ₂ S y CO ₂ utilizando el Dragger.....	64
Figura 6. Toma de muestras en la tubería de producción (A. Cabezal de pozo y B. Quills en la llegada al múltiple)	66
Figura 7. Velocidad de corrosión e índice de saturación en el pozo LM 228	93
Figura 8. Velocidad de corrosión e índice de saturación en el pozo MS 641	93
Figura 9. Velocidad de corrosión e índice de saturación en el pozo LG 246	94
Figura 10. Velocidad de corrosión e índice de saturación en el pozo LG 538.....	94
Figura 11. Velocidad de corrosión e índice de saturación en el pozo LG 393.....	95
Figura 12. Velocidad de corrosión e índice de saturación en el pozo LG 553.....	95
Figura 13. Velocidad de corrosión e índice de saturación en el pozo LG 335.....	96
Figura 14. Velocidad de corrosión e índice de saturación en el pozo LG 341	96
Figura 15. Perfil de velocidad de corrosión del fluido manejado por la línea de transferencia del pozo LM 225.....	100
Figura 16. Perfil de velocidad de corrosión del fluido manejado por la línea de transferencia del pozo LM 228.....	100

Figura 17. Perfil de velocidad de corrosión del fluido manejado por la línea de transferencia del pozo LG 250	101
Figura 18. Perfil de velocidad de corrosión del fluido manejado por la línea de transferencia del pozo LG 543	101
Figura 19. Perfil de velocidad de corrosión del fluido manejado por la línea de transferencia del pozo LG 246	102

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Corrosividad de acuerdo a la Presión parcial de CO ₂	35
Tabla 2. Tipos de deposiciones inorgánicas de acuerdo a su solubilidad en algunos compuestos [14].....	49
Tabla 3. Continuación. Tipos de deposiciones inorgánicas de acuerdo a su solubilidad en algunos compuestos [14]	50
Tabla 4. Aguas según su dureza [18]	75
Tabla 5. Salmueras en el campo petrolero [19]	75
Tabla 6. Corrosividad de acuerdo a la concentración de los cloruros [9].	75
Tabla 7. Corrosión esperada según el corte de agua y pH.....	75
Tabla 8. Potencial corrosivo de acuerdo a las velocidades de corrosión según la norma NACE RP0775 [20]	77
Tabla 9. Interpretación del índice de saturación establecido por Odde-Tomson.....	77
Tabla 10. Variables consideradas para clasificar las arenas según la tendencia corrosiva y/o incrustante.....	78
Tabla 11. Inhibidor de corrosión empleado de acuerdo al corte de agua [8]	80
Tabla 12. Volumen mínimo de inhibidor por día (galones) a inyectar, según la profundidad de la bomba y la corrosividad [8]	80
Tabla 13. Concentración de inhibidor de corrosión necesario de acuerdo a la corrosividad.....	80
Tabla 14. Factores a considerar para la selección del inhibidor de incrustación.....	81
Tabla 15. Pozos seleccionados como población de estudio.....	82
Tabla 16. Continuación. Pozos seleccionados como población de estudio	83
Tabla 17. Parámetros operativos asociados a la completación del pozo.	84

Tabla 18. Continuación. Parámetros operativos asociados a la completación del pozo	85
Tabla 19. Parámetros operacionales asociados a las líneas de transferencia	86
Tabla 20. Porcentaje de CO ₂ y ppm de H ₂ S en el gas.	87
Tabla 21. Propiedades fisicoquímicas del agua de producción de los pozos seleccionados pertenecientes al campo Dación.....	89
Tabla 22. Tendencias corrosivas y/o incrustantes de las principales arenas productoras estudiadas del campo Dación	102
Tabla 23. Metodología para la aplicación del inhibidor de corrosión en pozos y líneas de transferencia	104

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 Reseña Histórica De La Empresa

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), es una empresa propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, creada el 30 de agosto de 1975 por el ejecutivo nacional mediante el decreto presidencial N° 1.123, registrada por la Ley Orgánica que reserva al estado la industria y comercio de los hidrocarburos.

PDVSA, lleva a cabo las operaciones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos (aguas arriba) en Venezuela. Así como operaciones de venta, comercialización, refinación, transporte, infraestructura, almacenamiento y embarque (aguas abajo) en Venezuela, el Caribe, América del sur, América del norte y Europa.

PDVSA, Se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera; tiene como actividad planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades operativas de sus divisiones, tanto en Venezuela, como en el exterior; ocupa una destacada posición entre los refinados mundiales y su red de manufactura y mercado. Además, realiza actividades en las áreas de investigación y desarrollo tecnológico, educación y adiestramiento en sectores vinculados con la industria energética. También promueve y participa en el desarrollo de las comunidades cercanas a sus áreas de operación significando para la empresa el compromiso de contribuir con el desarrollo armónico de las comunidades donde desarrolla actividades.

1.2 Ubicación Geográfica Del Lugar De Estudio

PDVSA Exploración y producción, División Ayacucho Distrito San Tomé, se encuentra ubicada específicamente en el centro de la Mesa de Guanipa, zona industrial Campo Norte, Municipio Freites. Este Distrito comprende la mayor parte del sur de los estados Anzoátegui y Guárico y se extiende hasta Casma-Soledad. Comprende un área aproximada de 24.000 Kilómetros cuadrados

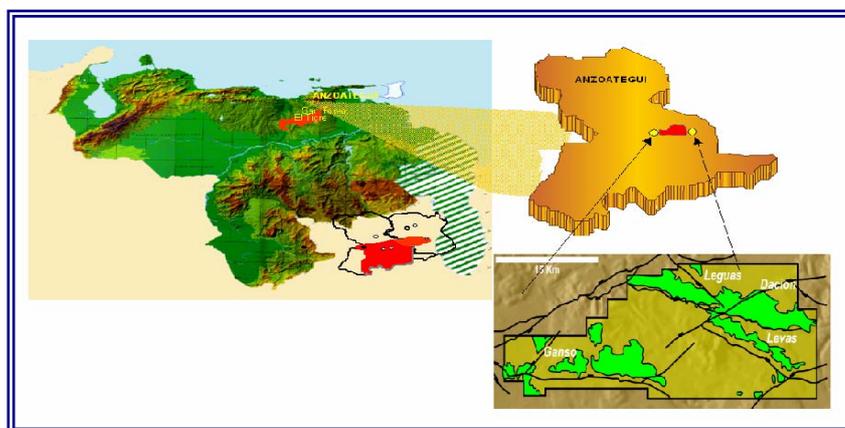


Figura 1. Ubicación geográfica del campo Dación.

El campo Dación, perteneciente a la unidad de producción Liviano – Mediano, se encuentra ubicado al sureste del estado Anzoátegui y agrupa los campos petroleros DACION, GANSO y LEVAS.

1.3. Planteamiento Del Problema

La Superintendencia de Tratamiento y Calidad de Fluidos (T.C.F.), perteneciente a la Gerencia de Producción de PDVSA Distrito San Tomé, División Exploración y Producción Faja del Orinoco, Estado Anzoátegui, sirve de apoyo a la Unidad de Producción (U.P) DACION y se encarga de manera general de la aplicación y evaluación de los productos químicos necesarios para el tratamiento del crudo, desde el proceso de extracción

hasta el bombeo del crudo hacia el Centro de Almacenamiento y Transporte de Crudo San Tomé (CATCSTM). Adicionalmente, este departamento se encarga de la aplicación de los productos químicos necesarios para asegurar la integridad mecánica de las instalaciones de producción, acondicionar el agua asociada al proceso de producción de crudo en pozos, múltiples, estaciones de flujo y de descarga, plantas de inyección de agua y pozos inyectoros. El campo Dación tiene una producción promedio de 29.853 barriles netos de petróleo por día y 259.982 barriles de agua por día.

Uno de los principales problemas que presenta este campo es la degradación de los materiales que componen los sistemas de producción y líneas de las instalaciones, explicación que se le atribuye a los procesos corrosivos, erosivos y/o incrustantes causados por la gran producción de agua en relación con la producción neta de petróleo, así como por los diferentes compuestos contenidos en los fluidos de proceso, las condiciones operacionales, la composición de la arena en la que se encuentra el pozo y a la longevidad de las instalaciones del campo Dación.

El gas de producción de los pozos es una mezcla de gases orgánicos con concentraciones considerables de H_2S y CO_2 . La disolución en el agua de producción de alguno(s) de estos agentes y, las características fisicoquímicas que posee el agua de producción, pueden provocar una aceleración de las velocidades corrosivas e incrustantes. Todo esto se encuentra íntimamente relacionado a las variables operacionales, entre ellas: presión, temperatura, velocidad de flujo, el patrón de flujo, la relación gas/hidrocarburo y presiones parciales de H_2S y CO_2 . Este grave problema disminuye la vida útil de los equipos, provocando fallas en el sistema de producción y líneas de transferencia de fluido, que a la vez ocasiona pérdidas de producción por paradas no

programadas, e incremento de los costos de mantenimiento y operación de los mismos.

A raíz de estos inconvenientes surge la necesidad del estudio en pozos productores y líneas de transferencia del campo Dación. El objetivo principal de este proyecto consiste en determinar las tendencias corrosivas e incrustantes de los sistemas productores y líneas de transferencia de (U.P) DACION. Para atacar el problema se realizará una selección de pozos y líneas de transferencia con probabilidades de tendencias corrosivas e incrustantes, muestreos del agua de producción para la caracterización de las propiedades fisicoquímicas como dureza, alcalinidad, cloruros, sulfuros, pH, hierro disuelto, también se determinarán las concentraciones de H₂S y CO₂ en el gas y se hará la recolección de información referente a las variables operativas en fondo de pozo y líneas de transferencia desde cabezal hasta el múltiple.

Los resultados obtenidos de este proyecto serán empleados como base para la recomendación a la empresa del tratamiento químico que se debe inyectar en los pozos y líneas seleccionadas, y es ahí donde radica la importancia del estudio realizado, ya que la medición de los potenciales de corrosión e incrustación y las acciones para remediar las tasas elevadas de estos fenómenos permiten incrementar la efectividad costo-operativa del sistema en estudio, con el fin de elevar la vida útil de los equipos y tuberías de producción en fondo de pozo, así como en las tuberías de transferencia de fluido para el control de la corrosión e incrustación.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Estimar las tendencias incrustantes y corrosivas en pozos productores y líneas de transferencia del campo Dación, San Tomé.

1.4.2. Objetivos Específicos

1. Identificar los pozos que han experimentado cambios de arena y presentan probabilidades de tendencias corrosivas e incrustantes.
2. Realizar las mediciones de las variables operacionales y recopilación de los parámetros operativos asociados a la completación de los pozos.
3. Caracterizar las propiedades fisicoquímicas del agua manejada por el sistema de producción de los pozos y por las líneas de transporte de fluido.
4. Elaborar los perfiles de velocidades de corrosión y ocurrencia de deposiciones inorgánicas a lo largo del sistema de producción del pozo y líneas de transferencia.
5. Clasificar las principales arenas productoras del campo Dación según la tendencia corrosiva y/o incrustante.
6. Proponer el tratamiento químico adecuado de acuerdo para los pozos productores y líneas de transferencia estudiados.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Márquez, [1] en 2001, realizó un estudio conceptual de corrosión e incrustación por aguas de formación en las estaciones GED 3,6 y 14. Este trabajo estuvo orientado al estudio del comportamiento de varios químicos inhibidores de incrustación empleados en las estaciones antes nombradas, y el manejo conceptual de la corrosión de materiales industriales. Entre las conclusiones destaca que la actividad microbiológica induce, cataliza y coopera en un proceso de corrosión ya existente, pero no es capaz aisladamente de producir corrosión y, debido a las reacciones químicas producidas en el proceso, se origina hidrogeno atómico, que puede difundir por el material, contribuyendo a su fragilización.

Mata, [2] en 2003, evaluó la corrosión en las líneas de flujo de pozos productores de gas condensado. Para ello estudió la velocidad de corrosión en líneas de flujo de pozos productores de gas condensado pertenecientes al área mayor Anaco. Mata llegó a la conclusión que los análisis fisicoquímicos son las mediciones más adecuadas para la evaluación de la corrosividad y que la efectividad y selección de los inhibidores, depende de la corrosividad y composición de los fluidos del campo, tipo de completación del pozo, niveles de fluido, del diámetro del pozo y la variabilidad en los cortes de agua y de CO₂.

Rodríguez, [3] en 2004, realizó un estudio sobre las mejoras en la resistencia a la corrosión interna en tuberías que transportan crudo y/o

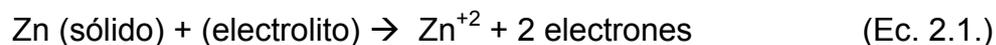
gas en el distrito sur, San Tome PDVSA. Rodríguez estableció un sistema para evaluar el impacto de los factores que afectan la corrosión interna de tuberías de flujos de fluidos multifásicos, y realizó una evaluación económica para mejorar la resistencia de dichas tuberías a la corrosión interna mediante el uso de inhibidores de corrosión. Llegó a la conclusión que el alto contenido de agua, que posee una gran cantidad de iones cloruros disueltos en ella, acelera la corrosión interna de las líneas de flujo y, que el CO_2 y H_2S contribuyen de forma moderada al desarrollo de este proceso.

2.2 Corrosión

Se define como la destrucción o el deterioro de un material debido a la reacción con el medio ambiente. En general todos los ambientes son corrosivos, pudiéndose enumerar algunos: aire y humedad, agua dulce y salada, atmósferas industriales y urbanas, gases, ácidos orgánicos e inorgánicos, entre otros. La velocidad a que un material se corroe depende del ambiente donde se encuentre, a medida que pasa el tiempo se va creando una capa fina de material en la superficie, que van formándose inicialmente como manchas hasta que llegan a aparecer imperfecciones en la superficie del metal [4].

En presencia de un medio acuoso, la corrosión es de naturaleza electroquímica. Tal corrosión es un proceso espontáneo que denota la existencia de una zona anódica (que sufre la corrosión), una zona catódica y un electrolito, siendo imprescindible la presencia de estos tres elementos para que este tipo de corrosión pueda existir (se requiere asimismo de contacto eléctrico entre la zona anódica y la catódica) [4]. El término *ánodo* se emplea para describir aquella porción de una superficie metálica en la que tiene lugar la corrosión (disolución) y en la cual se liberan electrones como consecuencia del paso del metal en forma de

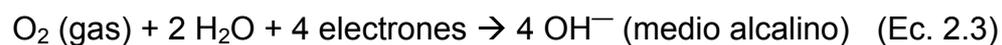
iones, al electrolito. La reacción que sucede en el ánodo, por ejemplo para el caso del zinc, es:



esta es, una reacción de oxidación.

Como los electrones, en un conductor metálico, se mueven en sentido opuesto al convencional, en el ánodo la corriente eléctrica sale del metal para entrar a la solución. El término *cátodo* se aplica a la porción de una superficie metálica en la cual los electrones producidos en el ánodo se combinan con determinados iones presentes en el electrolito.

Las reacciones catódicas más comunes en presencia de agua son [4]:



estas representan reacciones de reducción.

El producto primario de la oxidación del hierro es el hidróxido ferroso blanco, Fe(OH)_2 que a su vez se oxida a hidróxido férrico de color rojizo, Fe(OH)_3 . La presencia de la herrumbre es una manifestación clara de la existencia de corrosión para el caso del hierro y sus aleaciones (aceros). Para la mayoría de los metales, el fenómeno de la corrosión puede estudiarse en función de la forma o tipo de corrosión.

2.2.1 Factores Que Favorecen El Proceso De Corrosión

La resistencia que ofrece un material ante el fenómeno de corrosión es afectada por elementos de diversas naturalezas: electroquímicos, ambientales, metalúrgicos y termodinámicos [5].

2.2.1.1 Factores Electroquímicos

Involucran la producción de un flujo de electrones, siendo este gobernado por factores de tipo electroquímicos como son las reacciones electroquímicas, polarización y pasividad.

- **Reacciones electroquímicas:** Son aquellas que consumen electrones. Durante el proceso de corrosión puede ocurrir más de una reacción de oxidación y reacción de reducción. Las reacciones anódicas y catódicas son dependientes una de otra; si se producen reacciones anódicas, se produce también reacciones catódicas; por lo tanto es posible reducir la corrosión reduciendo una de las dos reacciones.
- **Polarización:** Es el proceso mediante el cual dos materiales con potenciales diferentes al del hidrógeno al estar conectados, comienzan un proceso de corrosión hasta alcanzar el equilibrio. La polarización se puede dar por concentración o difusión y por activación.
- **Pasividad:** Es la pérdida de actividad química de ciertos metales bajo condiciones ambientales particulares. Estas favorecen la disminución de la velocidad de corrosión porque se forma una película protectora sobre la superficie del metal, la cual es estable por encima de ciertas condiciones de oxidación y es destruida eventualmente al ser expuesta a ambientes corrosivos muy severos.

2.2.1.2 Factores Ambientales

Estos factores tienen relación directa con las condiciones predominantes en el ambiente al cual se encuentra expuesto el material. Entre estos factores se pueden mencionar:

- **Efecto del oxígeno y oxidante**

Durante la corrosión, la tasa de reacciones de oxidación es igual a la tasa de reacciones de reducción, o en otros términos más sencillos, la producción y el consumo de electrones es igual. Este principio permite explicar por qué una solución ácida que contiene oxígeno disuelto es más corrosiva que la misma solución libre de oxígeno.

- **Efecto de la temperatura**

La temperatura incrementa la velocidad de reacción de casi todas las sustancias químicas, al igual que en la mayoría de los procesos de corrosión. La variación de la temperatura provoca también efectos específicos como cambios de fase que introducen una segunda fase corrosiva.

- **Efecto de la velocidad**

Depende de las características del metal y del ambiente expuesto. En los procesos de corrosión que son controlados por procesos de polarización por activación, la velocidad del fluido no tiene efecto en la velocidad de corrosión. Por el contrario, si la corrosión se encuentra controlada por polarización de concentración, entonces a medida que la velocidad del fluido aumenta, la velocidad de corrosión también aumenta.

Existen velocidades del fluido a las cuales estas películas protectoras se deterioran y la velocidad de corrosión se incrementa. La velocidad que define este punto de incremento en la velocidad de corrosión se le denomina crítica. Esta velocidad crítica depende de las propiedades del producto de corrosión que forma la película protectora.

2.2.1.3 Factores Metalúrgicos

Los metales y sus aleaciones son sólidos cristalinos, lo que significa que los átomos de un metal están ordenados. Los metales, cuando se encuentran en su estado natural tienen un estado termodinámico estable. Luego en los procesos de manufactura de aceros y otras aleaciones, al metal se le añade energía; durante este proceso, si no se ha cambiado significativamente el metal, su termodinámica tampoco habrá cambiado. Entonces cuando el metal procesado es expuesto a un ambiente natural, este se regresa a su estado natural mediante el proceso de corrosión para formar compuestos como hidróxido de hierro $\text{Fe}_2(\text{OH})_3$.

Cuando el metal se ha solidificado y enfriado se crean los bordes entre los granos de metal. Los bordes de los granos son áreas de mucha energía y son los más activos químicamente y es por eso que son atacados más rápidamente que las mismas caras del grano cuando son expuestos a ambientes corrosivos. También las zonas de imperfección en la estructura de los metales son puntos susceptibles a la corrosión. Las zonas de imperfección se manifiestan como interrupciones en las cadenas de átomos que forman el cristal. Estas interrupciones aparecen por la ausencia de una matriz de átomos, la presencia de un átomo impuro o por la presencia de una matriz de átomos en el lugar equivocado [5].

2.2.1.4 Factores Termodinámicos

Para la corrosión, la termodinámica indica si una reacción puede ocurrir espontáneamente o no. Para esto se utiliza el concepto de energía libre.

El cambio de energía libre es una medida directa de la capacidad de un sistema de producir trabajo o de la capacidad eléctrica máxima

disponible en el sistema. Si el cambio de energía libre de un estado a otro de un sistema es negativo, indica una pérdida de energía libre y la dirección espontánea de la reacción del sistema. Si no existen fuerzas externas actuando en un sistema, el sistema siempre tratará de transformarse en un estado donde su energía sea el mínimo. Si el cambio de energía libre es positivo, entonces implica que la reacción ocurre si se le añade energía al sistema, pero no ocurre espontáneamente [5].

Las reacciones sirven como guía para determinar si las reacciones son termodinámicamente posibles bajo las circunstancias dadas. Se puede decir entonces, que un metal tiende a corroerse cuando está en contacto con una solución donde las reacciones catódicas son posibles con un potencial de equilibrio mayor que el de las reacciones de disolución del metal.

Es importante mencionar que la termodinámica indica si las reacciones son posibles, pero no dice nada acerca de la velocidad a la cual ocurren. Una reacción que sea termodinámicamente posible puede estar ocurriendo a velocidades tan lentas que para la práctica se puede decir que no ocurre del todo.

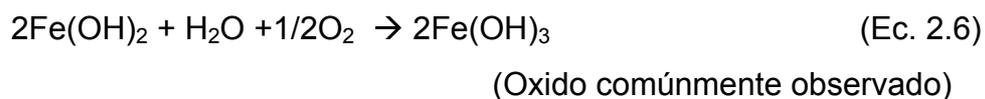
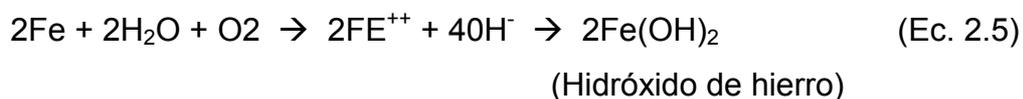
2.2.2 Tipos De Corrosión

Se clasifican de acuerdo a la apariencia del metal corroído, dentro de las más comunes están [6]:

2.2.2.1 Corrosión Uniforme

Es la forma más común de corrosión y se caracteriza por el desgaste uniforme y general del material, por una reacción electroquímica en la superficie de este. El material se va adelgazando progresivamente hasta

que falla. Este tipo de corrosión se representa por las siguientes reacciones:



2.2.2.2 Corrosión Galvánica

Ocurre cuando metales diferentes se encuentran en contacto, ambos metales poseen potenciales eléctricos diferentes lo cual favorece la aparición de un metal como ánodo y otro como cátodo, a mayor diferencia de potencial el material más activo será el ánodo.

2.2.2.3 Corrosión Por Picaduras

Es un ataque electroquímico muy localizado que lleva al desarrollo de agujeros o picaduras que penetran rápidamente al metal.

Las picaduras se desarrollan como pequeños huecos o perforaciones muy agudas, que generalmente crecen en la dirección de la gravedad, desarrollándose hacia abajo en superficies horizontales o con menos frecuencias en superficies verticales, requieren de tiempo para formarse antes de ser visibles y del medio corrosivo, aunque por lo general al aumentar el ataque, la velocidad del picado se hace mayor.

2.2.2.4 Corrosión Intergranular

Es un tipo de corrosión selectiva que toma lugar, preferiblemente, en los límites de los granos de algunas aleaciones de Cobre, Cromo, Níquel, Aluminio, Magnesio y Zinc cuando son soldados de manera inadecuada o maltratadas térmicamente. Esta comienza en la superficie expuesta al ambiente corrosivo y penetra hasta desarrollarse a lo largo de toda la extensión de los granos de forma caótica, pudiendo reaparecer en cualquier parte de la superficie cuando el material es deformado nuevamente. Este fenómeno ocurre mucho cuando hacen soldaduras.

2.2.2.5 Corrosión Por Esfuerzo

Ocurre cuando un material se fractura por la presencia de un medio corrosivo, aquellos materiales que son sensibles a la aplicación de esfuerzos pueden agrietarse espontáneamente cuando están sujetos simultáneamente a esfuerzos y agentes corrosivos específicos, en un rango favorable y temperatura.

2.2.2.6 Corrosión Microbiológica

Es el proceso resultante de la actividad de organismos vivos, usualmente por sus procesos de ingestión de nutrientes y eliminación de desperdicios que son ácidos o hidróxidos corrosivos que atacan al material. En las aguas de los campos petroleros se pueden encontrar muchas clases diferentes de bacterias, que pueden ser separadas en dos grupos:

- **Bacterias aeróbicas:** Son aquellas que se desarrollan en ambientes en los que el oxígeno está presente en el agua. Los principales problemas en aguas que contienen oxígeno son la presencia de moho, algas,

hongos, bacterias y otras sustancias babosas que tienden a tapar y ensuciar los equipos. Las bacterias aeróbicas oxidan el sulfuro elemental para producir ácido sulfúrico, son llamadas bacterias oxidantes de sulfuro. Los síntomas de problemas con estas bacterias son: bajo pH, daños notables al medio ambiente y altos índices de corrosión.

- **Bacterias anaeróbicas:** Son bacterias que se desarrollan en donde no existe oxígeno presente. Las bacterias sulfato-reductoras, única especie anaeróbica que puede causar corrosión en campos petroleros, digiere los sulfatos contenidos en el agua y los reduce a sulfuro de hidrogeno (H_2S), que es usualmente corrosivo a la mayoría de los metales. El producto de corrosión de las bacterias sulfato-reductoras es sulfuro de hierro (FeS). Los síntomas de problemas con estas bacterias son: olor a H_2S , aguas oscuras y productos negros de corrosión.

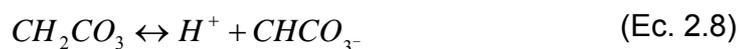
2.2.2.7 Corrosión Por CO_2

El dióxido de carbono (CO_2) es un componente del gas natural, por lo cual en los pozos productores de crudo y gas es común encontrarlo. El manejo de CO_2 seco, no implica la ocurrencia de daños por corrosión en aceros al carbono y de baja aleación, pero cuando el CO_2 está asociado a la presencia de agua, la potencialidad de que ocurra un proceso de corrosión aumenta significativamente. La corrosión por CO_2 es conocida como corrosión dulce y el mecanismo por el cual se rige éste fenómeno se puede dividir en tres etapas:

El CO_2 se disuelve en presencia de agua para formar ácido carbónico (ácido débil por su poca disociación) el cual se disocia mediante reacciones y equilibrios químicos involucrados en el proceso corrosivo mediante varios pasos [7]:



La disociación del ácido carbónico (característica corrosiva del sistema CO_2/H_2O), origina iones bicarbonato (2.8) y la subsiguiente formación de iones carbonato (2.9), que dan paso a la formación del carbonato de hierro (Ec. 2.10):



La velocidad de corrosión en aceros de baja aleación es proporcional a la concentración de CO_2 en el sistema que tenga agua asociada. Se ha establecido un criterio de corrosividad del gas de acuerdo a la presión parcial del CO_2 en el gas.

La corrosión por CO_2 es particularmente severa en condiciones de alta presión parcial, alta velocidad de flujo y $T < 180$ °F, donde la combinación de los efectos de corrosión y erosión pueden ocasionar elevadas velocidades de corrosión localizada en forma de picaduras. Velocidades de corrosión por encima de 20 mpy (milésimas de pulgada por año) (0,50 mm/año) implican alta corrosión, y se deben tomar acciones correctivas. Cuando la velocidad de corrosión es de 5 mpy (0,125 mm/año) o inferior indica que la corrosión es despreciable y no se requiere tomar acciones correctivas para su control.

Los factores que influyen en la corrosión por CO_2 son: pH, temperatura, dimensión del sistema, régimen de flujo, relación volumétrica entre fases, velocidad de los fluidos, presión, características físico-químicas del medio, material expuesto y presencia de sólidos en el fluido.

A. Formas De Corrosión Por CO₂

Los productos de corrosión pueden originar una capa protectora en la superficie del metal denominada capa pasivante o por el contrario pueden presentarse como una capa porosa e irregular permitiendo la degradación progresiva del acero [7].

Este tipo de corrosión se presenta generalmente como:

- Picaduras Generalizadas, se producen con temperaturas hasta 60 °C
- Caminos de Picaduras con bordes externos agudos, filosos y limpios, se producen con temperaturas cercanas a los 100 °C. Mientras que el fondo y las paredes de las picaduras presentan características suavizadas y redondeadas.

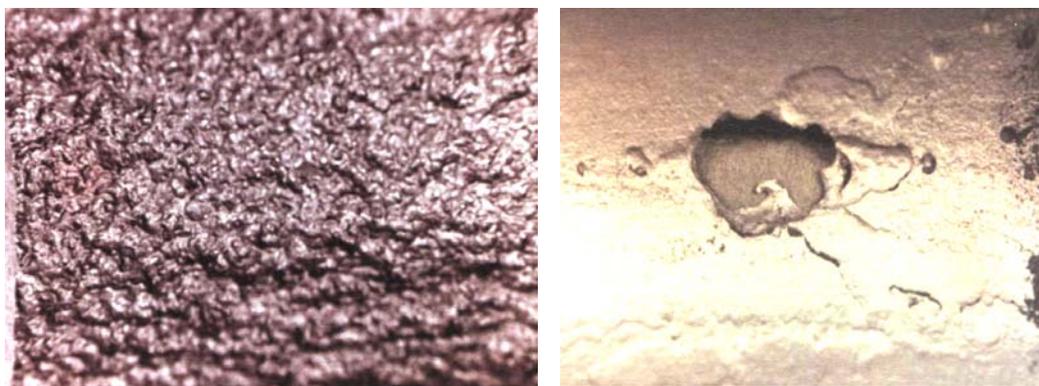


Figura 2. Corrosión por CO₂ generalizada y por picaduras [7]

De acuerdo a la norma NACE MR075-2000 el grado de corrosividad se puede predecir de acuerdo a la Presión parcial de CO₂ [8].

Tabla 1. Corrosividad de acuerdo a la Presión parcial de CO₂

Pp_{CO2} (psi)	Corrosividad
< 7	Leve
7 - 30	Moderada
> 30	Alta

La presión parcial de CO₂ (Pp_{CO2}) se calcula con la siguiente ecuación [8]:

$$Pp_{CO2} = \frac{P \times \%CO_2}{100} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Donde

P = Presión total del sistema.

%CO₂ = Porcentaje de CO₂ en la fase gas.

2.2.2.8 Corrosión Por H₂S

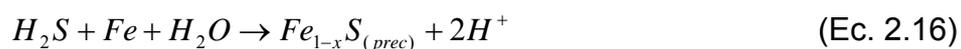
El fenómeno de corrosión por H₂S en tuberías de producción de crudo, tiene lugar en presencia de sulfuro de hidrógeno (H₂S) y agua [7]. El sulfuro de hidrógeno se disuelve en el agua para formar una doble disociación, dada por:



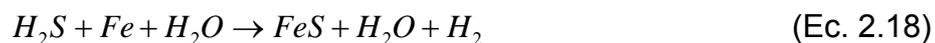
Paralelamente el hierro presente en las tuberías se oxida para formar el ion ferroso:



Finalmente la reacción asociada a este proceso corrosivo es:



Aunque de una forma más general se puede resumir la corrosión por sulfuro de hidrógeno como:



Como producto de la reacción se obtiene Sulfuro de Hierro (FeS) con desprendimiento de hidrógeno [7].

La corrosión por H₂S generalmente se presenta bajo las siguientes formas:

- Película de FeS.
- Picaduras distribuidas al azar de forma cónica y bordes filosos, de color negro o azul profundo.

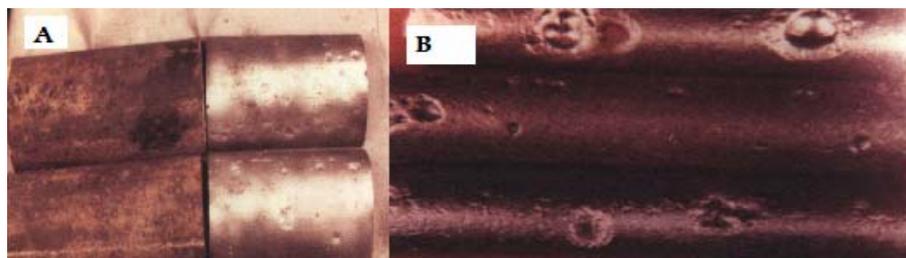


Figura 3. Corrosión por H₂S. (A) generalizada y (B) por picaduras [7]

posibilidad de que ocurra la corrosión y, cuando los ppm son menores a 4 las probabilidades son pocas [9].

La presión parcial de H₂S se calcula de la siguiente manera:

$$P_{H_2S} = \frac{P_x \frac{\text{ppm H}_2\text{S}}{10000}}{100} \quad (\text{EC. 2.19})$$

Donde

P= Presión total del sistema (psi).

ppm H₂S = Concentración de H₂S en la fase gas .

2.2.2.9 Corrosión Por Efecto Combinado De CO₂ Y H₂S

El gas de producción de los pozos es una mezcla de gases orgánicos con concentraciones considerables de H₂S, CO₂ y Cl⁻. La presencia de alguno de estos agentes, en un medio acuoso, es capaz de producir graves daños por corrosión, pero la combinación de los mismos a determinadas condiciones operacionales puede acelerar o disminuir la velocidad de corrosión [7].

La relación entre las presiones parciales de H₂S y CO₂ es un buen indicativo para determinar el mecanismo de corrosión predominante en el sistema:

$$\frac{P_{CO_2}}{P_{H_2S}} > 200 \quad \text{Corrosión por CO}_2 \quad (\text{Ec. 2.20})$$

$$\frac{P_{CO_2}}{P_{H_2S}} < 200 \quad \text{Corrosión por H}_2\text{S} \quad (\text{Ec. 2.21})$$

Es importante el efecto del H₂S en la corrosión por CO₂, ya que pueden formarse películas de productos de corrosión en forma competitiva entre el sulfuro de hierro (FeS) y el carbonato de hierro (FeCO₃), según sea la temperatura, concentración del agente corrosivo y la presión. La aceleración o disminución de la velocidad de corrosión dependerá de cuál mecanismo sea el predominante [7].

- En sistemas donde domina el CO₂, la presencia de pequeñas cantidades de H₂S (relación de P_{pCO₂}/P_{pH₂S} > 200) puede inducir la formación de sulfuro de hierro (FeS) a temperaturas por debajo de 120°C. Esto se produce directamente sobre la superficie del metal como una función de la reacción entre el Fe⁺² y el S²⁻ la cual es influenciada por el pH y la temperatura. Esta reacción en la superficie puede inducir a la formación de una película delgada en la superficie, que puede disminuir la corrosión.
- En sistemas donde el H₂S domina la relación P_{pCO₂}/P_{pH₂S} < 200, hay formación preferencial de una capa estable de sulfuro de hierro en un rango de temperatura de 60 a 240°C. Inicialmente se forma la mackinawita (FeS) la cual se forma como resultado de un fenómeno de absorción. En altas concentraciones y temperaturas, el sulfuro de hierro

es estable. Sin embargo, por debajo de 60°C o sobre los 240°C, la capa de FeS se vuelve inestable y porosa, por lo que no provee protección a la corrosión [7].

2.2.3 Efectos De Flujos Multifásicos Sobre La Corrosión

El buen entendimiento del flujo de fluidos en un estudio de corrosión interna es de vital importancia, sea este un flujo monofásico o multifásico. La pérdida de hierro en tuberías e instalaciones de acero ocurre por una reacción electroquímica; esta corrosión se intensifica por una transferencia de masa de los iones Fe^{+2} lejos de la pared de la tubería, y en algunos casos la reacción de corrosión por sí misma es el factor limitante de la velocidad de corrosión, y en otros casos es acelerado por efectos de la velocidad del fluido en varias maneras [10].

La velocidad de flujo acelera la corrosión debido a que:

- Incrementa la tasa de transferencia de masa.
- Remueve la película protectora de la pared del metal (Productos de corrosión, inhibidores) por el golpe de gotas de líquido o burbujas de gas.
- Remueve la película protectora de la pared del metal por el esfuerzo cortante sobre la pared de la tubería.
- Ocasiona daños mecánicos de la tubería por abrasión de partículas sólidas arrastradas por los fluidos.
- Permite el crecimiento de bacterias cuando el fluido se encuentra bajo depósitos.

2.2.3.1 Velocidad Superficial

La velocidad superficial de una fase en un flujo multifásico es calculado como si estuviera solo. Se calculan por las siguientes formulas [10]:

$$V_{SG} = \frac{MPCD * T * Z}{P * 3060 * A} \quad (\text{Ec 2.22})$$

$$V_{SL} = \frac{BFPD * 0,000065}{A} \quad (\text{Ec 2.23})$$

$$\text{Velocidad superficial de la mezcla} = V_{SG} + V_{SL} \quad (\text{Ec. 2.24})$$

Donde

MPCD= Flujo de gas (miles de pies cúbicos por día).

VSG= Velocidad superficial del gas (pie/s)

VSL=Velocidad superficial del líquido (pie/s)

BFPD= Flujo de líquido en barriles de fluido por día.

T= Temperatura absoluta (°R).

Z= Factor de compresibilidad (Se utiliza 0,9 si es desconocido).

P= Presión fluyente (psia).

A = Área de la sección transversal de la tubería (pie²).

2.2.3.2 Velocidad Límite

La norma API RP 14E sugiere la siguiente fórmula para estimar la velocidad límite o erosional [10]:

$$V_E = \frac{C}{\sqrt{\rho}} \quad (\text{Ec. 2.25})$$

Donde

V_E = Velocidad erosional (pie/s).

C = Constante (Comúnmente se utiliza 100 y toma el valor de 85 cuando el fluido arrastra 5-10% sólidos).

ρ_M = Densidad promedio de la mezcla gas/líquido (lb/pie³).

$$\rho_M = \frac{12409 \cdot S_L \cdot P + 2,7 \cdot S_G \cdot P}{198,7 \cdot P + RT} \quad (\text{Ec. 2.26})$$

Donde

S_L = Gravedad específica de la mezcla de líquidos.

P = Presión (psia).

S_G = Gravedad específica del gas.

R = Relación gas/líquido (pie³/bbl).

T = Temperatura (°R).

Los datos de velocidad se utilizan en el desarrollo de optimización de programas de tratamiento anticorrosivo. La relación de velocidad es definido como la relación de la velocidad real de la mezcla entre la velocidad límite establecida por las normas API, el cual sitúa una corrosión por erosión significativa cuando se opera a una velocidad de flujo mayor que 0,8 veces la velocidad erosional [10].

2.2.4 Técnicas Para la medición de corrosión

La medición de la corrosión emplea una variedad de técnicas destinadas a determinar que tan corrosivo es el ambiente del sistema y a que tasa o rapidez se experimenta la pérdida de metal. La medición de la corrosión es un método cuantitativo por medio del cual la efectividad de las técnicas de control y prevención de la corrosión pueden ser evaluadas y proveer la retroalimentación necesaria para optimizarlas [11]. Existe una amplia variedad de técnicas para la medición de la corrosión, incluyendo:

- **Análisis químico:** medición de pH, gas disuelto (O_2 , CO_2 , H_2S), conteo de iones metálicos (Fe^{2+} , Fe^{3+}), análisis microbiológico.
- **Pruebas no destructivas:** ultrasonido, radiografía, termografía, corriente Eddy/ Flujo Magnético, cochinos inteligentes.
- **Datos operacionales:** pH, tasa de flujo, presión, temperatura.
- **Fluido electroquímico:** medición de potencial medición potencio-estática, medición potencio-dinámica, impedancia A.C.
- **Monitoreo de corrosión:** cupones de pérdida de peso, resistencia eléctrica, polarización lineal, penetración de hidrógeno, corriente galvánica.

Las técnicas de monitoreo de corrosión proveen una medición directa y en línea de la pérdida de metal y/o tasa de corrosión en el sistema de un proceso industrial. Típicamente, un programa de medición de la corrosión, inspección y mantenimiento utilizado en cualquier industria, emplea una combinación de técnicas de medición en línea, directa e indirecta.

- Monitoreo de corrosión: directa y en línea.
- Pruebas no destructivas: directas.
- Análisis químicos: indirecta y desconectada.
- Datos operacionales: indirectas y en línea.

2.2.4.1 Monitoreo de la Corrosión

La tasa de corrosión determina que tan duradera puede ser la vida útil de una planta y su seguridad operacional. La medición de la corrosión y las acciones para remediar las tasas de corrosión elevadas permiten incrementar la efectividad costo-operativa de la planta, para alcanzar la reducción de los costos asociados a la renovación de las instalaciones de un proceso [11].

2.2.4.2 Técnicas de monitoreo de corrosión

Existe un gran número de técnicas para el monitoreo de la corrosión. La lista siguiente detalla las más comunes usadas en las aplicaciones industriales:

- Cupones de corrosión (Medición de pérdida de peso).
- Resistencia eléctrica (Probetas E/R).
- Resistencia de polarización lineal (Probetas LPR).
- Galvánica (ZRA)/Potencial.

- Penetración de hidrógeno.
- Microbiológica.
- Erosión por arena.

De las técnicas mencionadas, la de los cupones de corrosión, el método E/R y el método LPR constituyen los más importantes en el monitoreo de la corrosión industrial.

2.2.4.3 Aplicaciones De Las Técnicas De Monitoreo De Corrosión

El monitoreo de corrosión es típicamente implementado en las siguientes situaciones [11]:

- Procesos con riesgos asociados a niveles de presión, temperatura, toxicidad, inflamabilidad y peligros de explosión.
- Procesos altamente corrosivos.
- Cambios en las condiciones operacionales que pueden causar cambios significativos en las tasas de corrosión.
- Auditar la efectividad de un inhibidor de corrosión.
- En procesos con bacheos, donde la corrosión se presenta debido a ciclos repetitivos.
- En proceso con cambios en la alimentación.
- Para evaluación de la corrosión de diferentes aleaciones.
- En estructuras donde se utilice protección catódica o anódica.
- Donde es de gran importancia supervisar los productos derivados del fenómeno corrosivo.

2.2.5 Tratamiento Químico De La Corrosión

El tratamiento químico de la corrosión implica la inyección de inhibidores de corrosión. Los inhibidores son sustancias químicas que protegen al metal contra el ataque electroquímico de soluciones agresivas. Son usados ampliamente por la industria para modificar el comportamiento de las aguas, a efectos de un mejor control de la corrosión [12]. Estos proporcionan a la superficie del metal un cierto nivel de protección que puede ser por:

- Incremento del comportamiento de la polarización aniónica o catódica
- Disminución del movimiento o difusión de iones a la superficie metálica.
- Incremento de la resistencia eléctrica de la superficie del metal.

Los inhibidores de corrosión hacen su trabajo a dosis relativamente bajas (en ppm) y normalmente no interaccionan químicamente en proporciones estequiométricas. El comportamiento de los inhibidores puede ser muchas veces peligroso, ya que en función de la concentración o de las circunstancias, pueden jugar tanto el papel de inhibidores como de estimuladores de la corrosión.

Los químicos comúnmente utilizados son las aminas derivadas de los hidrocarburos alifáticos o cíclicos y el principio de operación de la mayoría de estos inhibidores de corrosión es la adsorción en la superficie metálica creando una barrera que impide la acción del agente corrosivo. En la composición global de los inhibidores de corrosión se utilizan varias sustancias. Los ingredientes principales son los activos filmicos (moléculas orgánicas) y el solvente. Los activos son de dos tipos: solubles en hidrocarburos y solubles en agua.

2.2.5.1 Clasificación De Los Inhibidores De Corrosión

Existen varias formas de clasificarlos, de las cuales la más aceptada es debida a su mecanismo de acción [12]. Esta clasificación comprende:

A. Inhibidores Pasivantes (Anódicos)

Actúan formando un compuesto insoluble (óxido férrico), el cual precipita en los lugares anódicos, evitando la reacción anódica y por tanto, inhibiendo todavía más la corrosión. Ejemplos de estos son ciertos fosfatos, tungstenos y molibdenos que requieren la presencia de oxígeno para pasivar el acero, y los inhibidores que pueden pasivar el acero en ausencia de oxígeno como cromato sódico, nitritos, nitratos. Estos inhibidores son los más efectivos y por lo tanto los más utilizados [12]. Uno de los principales problemas de los inhibidores anódicos es que tienen que estar presentes en una concentración suficiente, con el objeto de asegurar que cualquier posible defecto en la película de óxido será cubierto, ya que de lo contrario puede ocurrir una corrosión por picaduras (localizada) muy intensa.

B. Inhibidores catódicos

Actúan sobre toda la superficie y son menos eficaces. Reducen la corrosión mediante la formación de una capa o película de alta resistencia eléctrica sobre la superficie, la cual funciona como una barrera para la corriente de corrosión [12]. Estos funcionan por tres mecanismos diferentes:

- Como venenos catódicos.
- Como precipitados catódicos.
- Secuestrantes de oxígeno.

Entre los inhibidores catódicos se encuentran el sulfato de cinc, sulfato de magnesio, bicarbonato de calcio, entre otros.

C. Inhibidores orgánicos

Los efectos anódicos y catódicos son observados algunas veces en la presencia de inhibidores orgánicos, pero como una regla general, los inhibidores orgánicos afectan toda la superficie del metal cuando se encuentran en una concentración suficiente. Los inhibidores orgánicos son comúnmente designados como formadores de film que protegen al metal por la formación de un film hidrofóbico en la superficie del mismo. Su efectividad depende de la composición química, la estructura molecular y la afinidad por la superficie del metal. Como la formación del film es un proceso de adsorción, la presión y la temperatura del sistema son factores importantes [12].

En este tipo de inhibidores, el constituyente catódico disminuye la velocidad de corrosión y así permite al constituyente anódico "sellar" la capa de óxido con una concentración mucho menor que si estuviera actuando solo. Actualmente, los sistemas de inhibidores que se están empleando para el control de la corrosión de aguas son de este tipo, por ejemplo, el sistema cromato/polifosfato de cinc [11].

2.2.5.2 Aplicación De Los Inhibidores De Corrosión

La selección de un inhibidor es muy importante, pero la propia aplicación de un inhibidor es aun más importante. Si un inhibidor no cubre las áreas corrosivas, no puede ser efectivo. La máxima protección de corrosión puede ser alcanzada por la continua inyección del inhibidor a través de la tubería dual, capilar, perforada o por los mandriles. Alguno de estos métodos suministrará una continua aplicación de inhibidor para

mantener la protección de la corrosión. Las concentraciones del inhibidor son basadas en el volumen del fluido producido, dependiendo de la severidad de las condiciones. Muchos de los pozos no están equipados con facilidades para el tratamiento continuo y deben ser tratados por algún tipo de tratamiento por bache [12].

2.2.5.3 Biocidas

El sulfuro de hidrógeno (H_2S) proveniente de la actividad de las bacterias sulfato-reductoras (BSR), precipita al combinarse con metales pesados y forma, en la mayoría de los casos, una película negra de sulfuro de hierro (FeS), que puede producir taponamientos y pérdidas localizadas de metal denominada picado [13]. Las bacterias se asocian entre sí mediante la producción de una matriz polisacárida conocida como biopelícula, la cual les permite adherirse a la superficie metálica, acumular nutrientes y protegerse de cambios externos adversos. Cuando esta “gelatina” se adhiere en la interfaz metal/producto se genera un proceso de ataque al metal caracterizado por una expansión concéntrica circular con respecto al cúmulo de bacterias, presenta excavaciones con bordes definidos, redondeados, no angulosos, tipo sacabocado y agrupados a manera de panal de abejas. Esta morfología, típica de la corrosión bacteriana, es un elemento clave para determinar la participación de los microorganismos en procesos de corrosión interna. [13].

En la mayoría de los casos, eliminar la presencia de microorganismos resulta imposible, ya que pueden estar asociados a la misma formación o entrar durante las primeras fases de la explotación. Por lo tanto, la alternativa aplicable es implementar programas de mitigación mediante el uso de agentes químicos con acción biocida, que permitan mantener los niveles poblacionales de bacterias controlados para que no representen una amenaza por corrosión interna.

Existen dos tipos de biocidas:

- Oxidantes, que en su mayoría son utilizados en sistemas de tratamiento de aguas con bajo contenido de materia orgánica. En este caso, el químico “quema” la bacteria y destruye sus estructuras celulares de forma inmediata.
- No oxidantes, usados principalmente en sistemas que tienen altas concentraciones de materia orgánica, como el agua de producción petrolera. En este caso, el químico altera procesos metabólicos y fisiológicos del microorganismo, que luego de cierto tiempo de contacto produce la inhibición de crecimiento y finalmente muere.

2.3 Incrustación

Son consideradas como depósitos inorgánicos adherentes y duros, formados principalmente por minerales disueltos en agua, cuando se excede el producto de solubilidad, debido a cambios de presión, temperatura u otras variables que permiten que estos salgan de solución y precipiten. Las incrustaciones son comunes en aguas de campos petroleros y se forma por combinación del ion calcio con iones carbonato y bicarbonato [14].

2.3.1 Tipos De Incrustación

Tabla 2. Tipos de deposiciones inorgánicas de acuerdo a su solubilidad en algunos compuestos [14]

Nombre químico	Formula química	Nombre mineral
<i>Deposiciones solubles en agua</i>		
Cloruro de sodio	NaCl	Halita
<i>Deposiciones solubles en ácido</i>		
Carbonato de calcio	CaCO ₃	Calcita
Carbonato de hierro	FeCO ₃	Siderita

Tabla 3. Continuación. Tipos de deposiciones inorgánicas de acuerdo a su solubilidad en algunos compuestos [14]

Nombre químico	Formula química	Nombre mineral
Sulfuro de hierro	FeS	Trolita
Oxido de hierro	Fe ₂ O ₃	Hematita
Oxido de hierro	Fe ₃ O ₄	Magnetita
Hidróxido de magnesio	Mg(OH) ₂	Brucita
<i>Deposiciones insolubles en ácido</i>		
Sulfato de calcio	CaSO ₄	Anhidrita
Sulfato de calcio hidratado	CaSO ₄ .2H ₂ O	Yeso
Sulfato de bario	BaSO ₄	Barita
Sulfato de estroncio	SrSO ₄	Celestita
Sulfato de bario-estroncio	BaSr(SO ₄) ²⁻	

2.3.2 Factores Que Inciden En La Formación De Incrustaciones

2.3.2.1 Concentración Iónica

La composición iónica del agua tiene mayor impacto sobre la deposición de escamas. Si los iones que forman las incrustaciones no están presentes en el agua, ellos no pueden unirse y precipitar. Para lograrlo deben estar disueltos en concentraciones que exceden sus solubilidades a una presión o temperatura dada.

2.3.2.2 Caídas De Presión

La solubilidad de un gas en un líquido es directamente proporcional a la presión parcial que ejerce el gas arriba del agua. A mayor presión, mayor solubilidad del gas en el agua. El CO₂ disuelto en el agua reacciona para formar ácido carbónico, el cual reduce el pH y la precipitación del carbonato de calcio. Si la presión es reducida, el dióxido

de carbono comienza a actuar desde el agua aumentando el pH y precipitando el carbonato de calcio débil cuando es mezclado con agua [15].

2.3.2.3 Cambios De Temperatura

La temperatura afecta la solubilidad de los iones, gases y la velocidad de muchas reacciones; a mayor temperatura mayor será la rapidez con la que ocurren las reacciones. La solubilidad de muchas sustancias crece con la temperatura, aunque sus solubilidades están limitadas. La solubilidad del sulfato de bario y estroncio decrece ligeramente con el aumento de la temperatura. El carbonato de calcio tiene una solubilidad inversa, cuando la temperatura aumenta su solubilidad disminuye. La solubilidad de sulfato de calcio aumenta con la temperatura hasta 96 °F, después disminuye tan pronto comienza a incrementarse. Cuando la temperatura aumenta, la solubilidad de los gases ácidos tales como CO₂ y H₂S decrecen, como esos gases ácidos evolucionan desde el agua, el pH incrementa y la deposición de escamas de carbonato de calcio por consiguiente también aumenta [15].

2.3.2.4 pH

El pH influye en la solubilidad del carbonato de calcio en el agua. A más bajo pH, mayor será la solubilidad del carbonato de calcio.

2.3.2.5 Mezcla De Dos O Más Aguas Incompatibles

Una agua que contenga iones bario (Ba⁺²) no debe mezclarse con otra que contenga iones sulfatos (SO₄²⁻), pues reaccionarán para tratar de formar el sulfato de bario. Aguas que contienen altas concentraciones de calcio, tampoco deben unirse con las que tienen altas concentraciones de

carbonato, puesto que el carbonato de calcio o de bario pueden precipitar [15].

2.3.2.6 Turbulencias

La turbulencia crea caídas de presión, la cual reduce la presión parcial y libera gases ácidos. Esto resulta en un incremento del pH y la tendencia de carbonato de calcio a precipitar, también impactan a la solubilidad del carbonato de calcio [15].

2.3.3 Tratamiento Químico Para La Incrustación

El tratamiento químico para la incrustación comprende el empleo de productos químicos que pueden demorar, reducir o prevenir la formación de incrustaciones cuando se adicionan en pequeñas cantidades a aguas normalmente formadoras de depósitos. Funcionan con alguno de los siguientes mecanismos:

- Previniendo la nucleación, lo que bloquea la formación de los cristales.
- Evitando el crecimiento de los cristales cuando estos comienzan a formarse; en este caso el inhibidor se adsorbe sobre la superficie de los cristales mientras estos son diminutos y previenen así su crecimiento.
- Evitando que se adhieran a depósitos incrustantes ya formados.

2.3.3.1 Mecanismos De Los Inhibidores De Incrustación

Los inhibidores de incrustaciones usualmente trabajan para prevenir la nucleación o el proceso de crecimiento de estos cristales [16].

A. Efecto umbral

Es la capacidad que tienen los inhibidores de incrustación de mantener grandes cantidades de sales incrustantes en solución. Algunos fosfonatos son excelentes inhibidores por efecto umbral y su relación aproximada es de 1 molécula de fosfonato por 5000 o 10000 moléculas de sal incrustante [16]. La forma de actuar de estos productos es que se adsorbe sobre los puntos de crecimiento del cristal incrustante, alterando de este modo su modelo de crecimiento, de manera tal que los cristales se formen lentamente y de manera distorsionada.

B. Secuestrantes

Actúan formando un complejo estable y soluble en agua con el ión metálico. En este caso, la relación de producto-ión metálico es un balance molecular de 1:1. Se trata de una forma más costosa de prevenir incrustaciones pero bastante efectiva. Los quelatos se usan para reducir las concentraciones de los iones de calcio y la tendencia incrustante [16]. La formación de un complejo metálico soluble es específicamente definido como proceso de secuestro. Los agentes secuestrantes pueden ser orgánicos e inorgánicos, pero más comúnmente se conocen los orgánicos.

C. Dispersantes

Son polímeros sintéticos derivados del ácido acrílico: poliacrilatos, poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas, copolímeros, termopolímeros y dispersantes orgánicos naturales como taninos, lignosulfatos, almidones, etc. Actúan adsorbiéndose sobre la superficie de la partícula coloidal y reforzando de esta forma su carga negativa, produciendo un efecto de

repulsión contra otras partículas. De esta forma se evita un aglomeramiento para formar partículas más grandes que precipitan [16].

2.3.4 Tipos De Inhibidores De Incrustación

2.3.4.1 Orgánicos

A. Esteres: son efectivos para el control de depósitos de sulfatos, efectivos a más bajas concentraciones que otros tipos de inhibidores, funcionan como modificador de crecimiento de cristales. Se desgastan muy rápido porque se adsorben sobre los sólidos suspendidos.

B. Fosfanatos: son recomendados para el tratamiento de carbonato de calcio, actúan como modificador de cristales e inhiben gran cantidad de depósitos incrustantes. Son afectados por altas concentraciones de hierro y presentan problemas potenciales de solubilidad en salmueras con alto contenido de calcio.

C. Polímeros: se usan a altas temperaturas (> 350 °F) y sirven para la mayoría de los tipos de incrustaciones. Actúan como modificadores de cristales y deben usarse en concentraciones elevadas. Como tienen elevado peso molecular, se ve limitada su solubilidad en salmueras de calcio.

2.3.4.2 Inorgánicos

A. Polifosfatos inorgánicos: son materiales sólidos no cristalinos, que funcionan como modificador de cristales. Pueden presentar problemas de reversión (hidrólisis del polifosfato a ortofosfato), poseen baja solubilidad en salmueras de gran contenido de calcio, pueden formar precipitados de fosfato de calcio.

2.4 Métodos De Levantamiento Artificial

En los yacimientos, los fluidos están sujetos a la acción de varias fuerzas y energías naturales: fuerzas de presión, fuerzas de fricción por viscosidad, de gravedad de energía y fuerzas capilares, las cuales actúan en el movimiento de los fluidos hacia los pozos o para retenerlos en el yacimiento. Cuando esas energías son suficientes para promover el desplazamiento de los fluidos desde su interior hasta el fondo del pozo y de allí a la superficie, se dice que "El pozo fluye naturalmente", es decir, el fluido se desplaza como consecuencia del diferencial de presión entre la formación y el pozo.

Para obtener el máximo beneficio económico del yacimiento, es necesario seleccionar el método de producción óptimo, este es el que permite mantener los niveles de producción de la manera más económica posible. Al realizar la explotación del yacimiento la presión de éste disminuye, lo que implica que la producción de fluidos baja hasta el momento en el cual, el pozo deja de producir por sí mismo. La mayoría de los pozos son capaces de producir por flujo natural en la primera etapa de su vida productiva, no obstante una vez finalizada la producción por flujo natural, es necesario seleccionar un método de levantamiento artificial que permita seguir produciendo eficientemente el yacimiento.

El Método de Levantamiento Artificial consiste en extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo. Tienen como propósito minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos, sin que generen problemas de producción [17].

2.4.1 Bomba Electrosomergible (BES)

Este método de levantamiento artificial es aplicable cuando se desea producir grandes volúmenes de fluido, en pozos medianamente profundos y con grandes potenciales [17]. Sin embargo, los consumos de potencia por barril diario producido son también elevados, especialmente en crudos viscosos. Una instalación de este tipo puede operar dentro de una amplia gama de condiciones y manejar cualquier fluido o crudo, con los accesorios adecuados para cada caso [17]. Los principales componentes del equipo de subsuelo son los siguientes:

- **Motor eléctrico:** es la fuente de potencia que genera el movimiento a la bomba para mantener la producción de fluidos. Se recomienda colocarlo por encima de las perforaciones.
- **Protector o sello:** se encuentra entre el motor y la bomba, permite conectar el eje de la bomba al eje del motor. Además absorbe las cargas axiales de la bomba y compensa la expansión o contracción del motor, y no permite la entrada de fluidos al motor.
- **Sección de succión:** está constituida por la válvula de retención y la válvula de drenaje. La primera de ellas disminuye la presión hidrostática sobre los componentes de la bomba, y la segunda se utiliza como factor de seguridad para circular el pozo de revestidor a tubería de producción o viceversa.
- **Separador de gas:** está ubicado entre el protector y la bomba, reduce la cantidad de gas libre que pasa a través de la bomba. Su uso es opcional y se emplea cuando se prevé alta relación gas – petróleo (RGP).
- **Bomba electrosomergible:** es de tipo centrífugo–multietapas, cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor fijo. El movimiento rotativo del impulsor imparte un movimiento tangencial al fluido que pasa a través de la bomba, creando la fuerza centrífuga que impulsa al

fluido en forma radial, es decir, el fluido viaja a través del impulsor en la resultante del movimiento radial y tangencial, generando al fluido verdadera dirección y sentido del movimiento.

- **Cables trifásicos:** suministran la potencia al motor eléctrico, y deben cumplir con los requerimientos de energía del mismo. Están aislados externamente con un protector de bronce o aluminio, en la parte media un aislante y cada cable está internamente aislado con plástico de alta densidad.

Es posible la aplicación de Bombeo Electrosumergible en pozos que se encuentren bajo las siguientes condiciones: altas tasas de producción, alto índice de productividad, baja presión de fondo, alta relación agua – petróleo, y baja relación gas – líquido (RGL). En caso de alta RGL, se puede emplear este método utilizando un separador de gas.

2.4.2 Bombeo De Cavidad Progresiva

El sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidad progresiva es una bomba de desplazamiento rotativo positivo. Esa bomba es accionada desde la superficie por medio de cabillas que transmiten la energía a través de un motor eléctrico ubicado en la superficie. La bomba consta de dos hélices, una dentro de la otra: el estator con una hélice interna doble y el rotor con una hélice externa simple. Cuando el rotor se inserta dentro del estator, se forman dos cadenas de cavidades progresivas bien delimitadas y aisladas. A medida que el rotor gira, estas cavidades se desplazan a lo largo del eje de la bomba, desde la admisión en el extremo inferior hasta la descarga en el extremo superior, transportando, de este modo el fluido del pozo hasta la tubería de producción.

2.4.3 Bombeo Mecánico

Consiste en una bomba de subsuelo de acción recíproca, que es abastecida con energía producida a través de una sarta de cabillas. La energía es suministrada por un motor eléctrico o de combustión interna colocado en la superficie. Cuando el balancín está en el punto muerto inferior sus válvulas fija y viajera se hallan cerradas. Al comenzar la carrera ascendente, la presión de fondo y el efecto de succión del pistón permite la apertura de la válvula fija; el fluido pasa del pozo hacia el interior de la bomba. Al mismo tiempo, la columna de fluido ejerce una presión sobre la válvula viajera y permanecerá cerrada durante la carrera ascendente. El fluido continúa llenando la bomba hasta que el pistón llega hasta el punto muerto superior. La válvula fija cierra y comienza la carrera descendente, el pistón se mueve hacia abajo y produce un efecto de compresión. Cuando la presión interna es superior a la que existe sobre la válvula viajera, esta se abre y el fluido es transferido al pistón hasta llegar al punto muerto inferior, donde se repite el ciclo de bombeo [17].

2.4.4 Levantamiento Artificial Por Gas (LAG)

Es un método que consiste en inyectar gas a una presión determinada y a diferentes profundidades, en la parte inferior de la columna de fluido de la tubería del pozo, con el fin de disminuir la densidad de la mezcla fluyente y reducir el peso de la columna hidrostática sobre la formación, y de esta forma ayudar a subir los fluidos del yacimiento desde el fondo del pozo hasta la superficie. Así, en los pozos explotados por el método LAG de flujo continuo, el gas es inyectado continuamente al pozo a fin de que se mezcle con los fluidos del mismo y se reduzca la densidad de la columna de fluidos, disminuyéndose la diferencia de presiones entre el fondo del pozo y la

superficie [17]. Se requieren únicamente dos clases de equipos de subsuelo para el de levantamiento artificial por gas:

- **Válvula de levantamiento artificial por gas:** Las válvulas son básicamente reguladoras. El elemento de carga en la válvula de levantamiento artificial por gas, es generalmente un fuelle cargado con gas. Sin embargo, muchas válvulas se construyen utilizando resortes como elementos de carga y existen también algunas válvulas que emplean una combinación de resortes y fuelles cargados como elementos de carga. Todas las válvulas de levantamiento tienen una válvula de retención para evitar que los fluidos del pozo fluyan hacia atrás por la válvula.
- **Mandril:** Es el equipo hecho de material tubular que sostiene a la válvula en su lugar en la tubería de producción y es por donde se inyecta el gas.

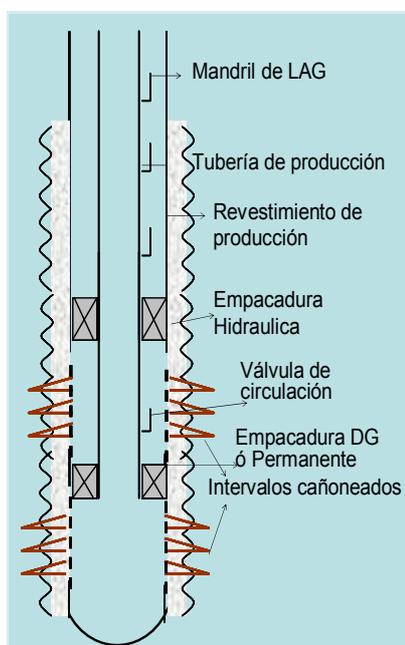


Figura 4. Completación del pozo empleando LAG [17]

2.5 Sistemas Computarizados

2.5.1 Centinela

Es el sistema que almacena, procesa y actualiza la información del negocio petrolero, además actúa como centro de recopilaciones de toda la data necesaria para cubrir con las condiciones y necesidades actuales de producción.

El sistema centinela permite el almacenamiento y uso de todos los parámetros y características referentes al comportamiento de producción de los pozos, procesamiento y utilización de gas, contabilización de crudos y productos, además de mantener información actualizada de las instalaciones y equipos de las divisiones de occidente y oriente.

Centinela es un sistema corporativo conformado por 16 módulos: aico, agua, pozo, gas vapor, seila, tabla, guía de usuario, tutorial, ole, ayuda, enlace, ido, RAP, seguridad centinela y eléctrico. Sin embargo, de todos estos módulos el que se que se utiliza en este trabajo es el de pozos, el cual apoya el control y seguimiento diario de los parámetros de producción de pozos, además de mantener actualizados los datos históricos de pruebas y muestras.

2.5.2 ScaleCorr 6.2

Este programa está destinado para la predicción de la incrustación y corrosión empleando los modelos de Oddo y Tomson y los de corrosión por CO₂ publicados por De Waard y Lotz. A diferencia de otros programas, ScaleCorr requiere de parámetros de producción, que son necesarios para obtener predicciones lo mas exactas posibles, creando un ambiente del pozo en el simulador próximo al real.

Para la predicción de la incrustación y corrosión desde fondo hasta superficie, el programa realizará los cálculos usando parámetros fisicoquímicos y operacionales del pozo.

2.5.3 BPCassandra

El modelo de predicción de corrosión BPCassandra está basado en los modelos de corrosión de CO₂ publicados por De Waard y colaboradores. Este programa calcula la velocidad de corrosión de dos formas, una considerando modelos de predicción del pH y otra considerando un flujo multifásico. Este último se construye tomando en cuenta las propiedades de los líquidos y dos modelos de flujos hidráulicos: flujo horizontal y vertical.

2.5.3.1. Predicción Básica De Velocidad De Corrosión

Es el modo más simple de predicción de corrosión, está basado en resultados experimentales de ensayos de autoclave y por consecuencia no toma en cuenta los efectos del flujo en la corrosión.

2.5.3.2. Predicción De La Velocidad De Corrosión Considerando Flujo Sensible

Está basado en datos de experimentos con flujos dinámicos y es sensible a los efectos del flujo. Cabe destacar que los resultados de velocidades de corrosión en flujo sensible no se deben considerar si este valor es menor que el otro modelo.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DEL TRABAJO

En este capítulo se explicarán detalladamente las acciones tomadas y las actividades realizadas, en conjunto con las técnicas y herramientas utilizadas para cumplir con los objetivos propuestos:

3.1 Identificación De Los Pozos Que Han Experimentado Cambios De Arena Y Presentan Probabilidades De Tendencias Corrosivas E Incrustantes

Los pozos que se van a estudiar se encuentran en el campo Dación y las variables que se tomaran en consideración para la identificación de estos pozos son:

3.1.1 Cambios De Arena

Se seleccionaron pozos a los que se les ha realizado cambio de arena en aras de optimizar la producción, debido a que la nueva arena en la que se encuentra produciendo el pozo puede presentar cambios significativos en la composición química, ocasionando un aumento o disminución en las tendencias corrosivas y/o incrustantes, lo que acarrea un cambio de tratamiento químico.

3.1.2 Pozos Que Tienen Arenas Con Tendencias Corrosivas Y/O Incrustantes

Se eligieron una serie de pozos que no poseen tratamiento químico y que están localizados en arenas con tendencias corrosivas e

incrustantes. Estas tendencias fueron basadas en el hecho de que en dichas arenas se encuentran pozos productores que poseen inyección de inhibidores de corrosión, incrustación o producto dual.

3.1.3 Historial De Fallas En Líneas De Transferencia

Se consideró el historial de fallas por filtraciones en líneas de transferencia, ya que hay antecedentes de fallas por posible corrosión. Estos historiales fueron tomados de la gerencia de mantenimiento mayor de san Tomé.

3.1.4 Pozos Productores Activos

Para la realización de este trabajo solo se seleccionaron pozos productores de categoría 1, nombrados así por el programa Centinela, que se refiere a pozos que se encuentran produciendo crudo actualmente.

3.1.5 Corte De Agua Y Crudo Producido

Se escogió como parámetro fundamental para la selección de los pozos un porcentaje de agua y sedimentos mayores al 60%. Así como también se consideró la producción diaria de crudo, descartándose los pozos que presentaron poca producción de crudo.

3.1.6 Método De Levantamiento Artificial

Los pozos que se van a estudiar emplean levantamiento artificial por gas o por medio de una bomba electrosumergible, ya que estos dos métodos son los que tienen en campo las facilidades para la aplicación del tratamiento químico a fondo de pozo.

Los valores de los parámetros 3.1.4, 3.1.5 y 3.1.6 se tomaron del programa Centinela. Una vez terminado el proceso de selección en base a los criterios antes descritos, se totalizaron 27 pozos como objeto de estudio para el desarrollo del presente trabajo.

3.2 Medición De Las Variables Operacionales Y Búsqueda De Los Parámetros Operativos Asociados A La Completación De Los Pozos

3.2.1 Medición De Las Variables Operacionales

3.2.1.1 Medición De Temperatura

Se tomó la temperatura en el cabezal del pozo y en la llegada de la tubería al múltiple de producción por medio de un medidor de temperatura infrarrojo.

3.2.1.2 Medición de H₂S Y CO₂

Para medir los niveles de H₂S y CO₂ del gas proveniente del pozo se utilizó el detector (Dragger), las galoneras en donde se concentraban los gases y las ampollas graduadas. Estas mediciones se realizaron en el cabezal del pozo, y se muestra en la figura 3.1.



Figura 5. Medición de los gases H₂S y CO₂ utilizando el Dragger

3.2.2 Parámetros Operativos Asociados A La Completación De Los Pozos

La presión en cabezal y en la línea de transferencia no se tomó directamente en campo sino que se tomaron del programa Centinela.

Para la obtención de la temperatura y presión de la zona más baja de la formación en producción se utilizó una base de datos de PDVSA San Tomé que tiene registrada las actividades de subsuelo realizadas en los diferentes pozos.

La recolección de los parámetros operativos asociados a la completación de los pozos se realizó con el apoyo de la gerencia de optimización, quienes proporcionaron los diagramas mecánicos de los pozos sometidos a estudio. Con estos diagramas se obtuvo el diámetro de la tubería de producción (pulgadas), profundidad del pozo (pies), profundidad de la zona más baja de la formación en producción (pies) y profundidad de la bomba (pies).

3.3 Caracterización De Las Propiedades Fisicoquímicas Del Agua De Producción Manejada Por Los Pozos Y Líneas De Transporte De Fluido

Una vez identificados los pozos se procedió al muestreo de cada uno de ellos. La caracterización fisicoquímica del agua de formación de los pozos seleccionados, se realizó en el Centro de Análisis San Tome (CASTM), y por ser un estudio en fondo de pozo y líneas de transferencia asociados a estos, la toma de muestras se hizo en los siguientes puntos:

- En el cabezal del pozo, a través de la instalación de un toma-muestra a nivel de superficie en la tubería de producción. Se tomaron dos

muestras de 500 ml en envases plásticos; una se utilizó para el análisis fisicoquímico y la otra se acidificó con 2 ml de ácido clorhídrico (HCl), para la realización del conteo de los iones totales de hierro presentes en el agua manejada por el sistema de producción del pozo.

- En la llegada al múltiple de la tubería de producción asociada al pozo, utilizando un quill y recolectando en un envase plástico de 500 ml. Se acidificó la muestra para la realización del análisis del conteo total de hierro en las líneas de transferencia.

La figura 3.2 muestra la toma de muestras en los puntos antes descritos.



Figura 6. Toma de muestras en la tubería de producción (A. Cabezal de pozo y B. Quill en la llegada al múltiple)

Las muestras en ambos casos contienen agua y crudo, por lo tanto para la caracterización del agua de formación se debe realizar previamente una filtración de la misma, para evitar contaminantes en los análisis.

3.3.1 Determinación De La Dureza (Norma COVENIN 2771)

La determinación de la dureza se obtuvo mediante una titulación empleando una bureta con reservorio.

3.3.1.1 Dureza Total

1. Tomar una alícuota de 1 ml de la muestra en un matraz erlenmeyer de 250 ml y se diluye hasta 50 ml con agua destilada.
2. Agregar 2 ml de una solución amortiguadora de pH 10.
3. Agregar una pizca del indicador en polvo (Negro de Eriocromo T).
4. Titular con solución estándar de EDTA al 0,02 N hasta que se observe el viraje en el punto final de la titulación de color rosado a azul.
5. Anotar los mililitros (ml) gastados de EDTA.

$$DT = \frac{V_{EDTA} \times N_{EDTA} \times PE_{EDTA} \times 1000}{V_M} \quad (EC 3.1)$$

Donde:

DT = Dureza total (mg CaCO₃/L).

V_{EDTA} = Volumen de solución valorada de EDTA para titular la muestra (ml).

N_{EDTA} = Normalidad de la solución de EDTA (N).

PE_{EDTA} = Peso equivalente del EDTA = 50,045 (g/mol).

V_m = Volumen de la muestra (ml).

3.3.1.2 Dureza Cálcica

1. Tomar una alícuota de 1 ml de la muestra en un matraz erlenmeyer de 250 ml y se diluye hasta 50 ml con agua destilada.
2. Agregar 2 ml de solución de Hidróxido de Sodio 0,1 N.

3. Agregar una pizca del indicador en polvo Murexide.
4. Titular con la solución estándar de EDTA al 0,02 N hasta que se observó el viraje en el punto final de la titulación de color rosado a morado.
5. Registrar el volumen gastado de solución titulante.

$$D_{Ca} = \frac{V_{EDTA} \times N_{EDTA} \times PE_{EDTA} \times 1000}{V_M} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde:

D_{Ca} = Dureza cálcica (mg Ca^{+2} /L).

V_{EDTA} = Volumen de solución valorada de EDTA para titular la muestra (ml).

N_{EDTA} = Normalidad de la solución de EDTA (N).

PE_{EDTA} = Peso equivalente del EDTA = 50,045 (g/mol).

V_m = Volumen de la muestra (ml).

3.3.1.3 Dureza Magnésica

La dureza magnésica se determina mediante la aplicación de una ecuación.

$$D_{Mg} = D_T - D_{Ca} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

D_{Mg} = Dureza Magnésica (mg Mg^{+2} /L).

3.3.2 Determinación De Cloruros (Norma COVENIN 3141)

1. Tomar una alícuota de 0,5 ml de la muestra en un matraz erlenmeyer de 250ml y se diluye hasta 50 ml con agua destilada.

2. Añadir 1 ml de solución indicadora de Cromato de Potasio, observándose el cambio a un color a amarillo.
3. Titular con solución estándar de Nitrato de Plata 0,1 N hasta que aparece un color rojizo.
4. Registrar el volumen gastado de solución titulante.

$$Cl^- = \frac{V_{AgNO_3} \times N_{AgNO_3} \times PM_{Cl} \times 1000}{V_M} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Donde:

(Cl⁻) = Cloruros (mg Cl⁻/L).

V_{AgNO₃} = Volumen de solución valorada de AgNO₃ para titular la muestra (ml).

N_{AgNO₃} = Normalidad de la solución de AgNO₃ (N).

PM_{Cl} = Peso molecular del cloro = 35,453 (g/mol).

V_m = Volumen de la muestra (ml).

3.3.3 Determinación De Alcalinidad (Norma COVENIN 2780)

3.3.3.1 Alcalinidad Parcial

1. Agregar en un beaker 1 ml de la muestra y se enrasa hasta 50 ml con agua destilada.
2. Agregar 3 gotas de solución indicadora de fenolftaleina y debe observarse una coloración rosada. Si tal cambio no se produce, la alcalinidad parcial es cero (0).

3.3.3.2 Alcalinidad Total

1. Agregar en un beaker 1 ml de la muestra y se enrasa hasta 50 ml con agua destilada.

2. Agregar 2 gotas de anaranjado de metilo y se titula hasta que se observe un cambio de color amarillo a naranja.
3. Registrar el volumen consumido de H₂SO₄ 0,2 N en la titulación.

$$A_T = \frac{V_{H_2SO_4} \times N_{H_2SO_4} \times 1000}{V_M} \quad (\text{EC. 3.5})$$

Donde

At = Alcalinidad total (HCO₃⁻/L).

V_{H₂SO₄} = Volumen de solución valorada H₂SO₄ para titular la muestra (ml).

N_{H₂SO₄} = Normalidad de la solución de H₂SO₄ (N).

V_m = Volumen de la muestra (ml).

3.3.4 Determinación Del Hierro (Método Estándar Para El Análisis Del Agua Y Aguas Residuales 3500-Fe B Y Norma COVENIN 2110)

Este análisis se realizó a través del Espectrofotómetro Agilent 8453 UV-VISIBLE, empleando el siguiente procedimiento:

1. Extraer una porción de muestra acidulada y verterla en un balón aforado de 100 ml.
2. Agregar 1 ml de disolución de cloruro de Hidroxilamina, 10 ml de solución de Acetato de Amonio, 4 ml de 1,10 Fenantrolina y se afora hasta la marca con agua destilada.
3. Mezclar cuidadosamente la solución y se deja reaccionar durante 10 a 15 minutos para que se desarrolle el color al máximo.
4. Preparar el blanco de la prueba realizando el mismo procedimiento que para la muestra, empleando agua destilada.
5. Introducir en el espectrofotómetro la longitud de onda para el ion hierro a 510 nm.

6. Agregar en una celda seca de 10 ml el blanco y se coloca en el portacelda.
7. Presionar *Blank* para hacer el cero del ensayo
8. Retirar el blanco, se agrega la muestra en otra celda seca de 10 ml y se coloca en el portacelda.
9. Presionar calcular (*Sample*) y se muestra una gráfica de absorbancia en función de la longitud de onda.

Para el cálculo de los ppm de hierro se utilizó la ecuación obtenida de la curva de calibración del espectrofotómetro.

$$Y = f \times \frac{X}{0,2002} \quad (\text{Ec.3.6})$$

Donde

Y = Concentración de hierro total en el agua (mgFe⁺²/L).

X= Absorbancia (ηm).

f= Factor de dilución.

3.3.5 Determinación De Sulfatos (Norma ASTM D 516-07)

Este análisis se realizó a través del Espectrofotómetro Hach DR 2800 UV-VISIBLE a una longitud de onda de 420 ηm, empleando el siguiente procedimiento:

1. Agregar en un balón aforado de 100 ml: 10 ml de la muestra, 5 ml del reactivo acondicionante y se afora con agua destilada.
2. Agregar 0,3 g de cristales de Cloruro de Bario e inmediatamente se inicia el conteo de agitación por 1 minuto exactamente a velocidad constante.
3. Preparar el blanco del ensayo realizando el mismo procedimiento que para la muestra.

4. Dejar en reposo la solución por 5 ± 0.5 min después de la agitación para el desarrollo de la turbidez de acuerdo al Estándar Método 4500-SO₄²⁻ E. Método Turbidimétrico.
5. Medir la turbidez del blanco.
6. Medir la turbidez del Sulfato de Bario en la muestra.
7. Registrar la lectura máxima.

Para el cálculo de los ppm de sulfatos se emplea la siguiente ecuación:

$$Y = \frac{X}{0,0238} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Donde

Y = Absorbancia (ηm)

X = Concentración de ion sulfato en el agua ($\text{mgSO}_4^{2-}/\text{L}$).

3.3.6 Cálculo Del Ion Sodio (Norma API RP-45)

La norma API RP-45, "Recomendación práctica para el análisis de aguas de campos petroleros", acordó permitir que los iones de sodio sean calculados por la diferencia entre los aniones cloruro, sulfato, bicarbonato y carbonato, y los cationes calcio, hierro y magnesio.

$$\text{Na}^{+2} = [(\text{Cl})^{-} + \text{SO}_4^{2-} + \text{HCO}_3^{-} + \text{CO}_3^{2-}] - (\text{Ca}^{+2} + \text{Mg}^{+2} + \text{Fe}^{+2}) \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Donde

Na^{+2} = Concentración del ion sodio ($\text{mgNa}^{+2}/\text{L}$).

3.3.7 Equipos

- Bureta automática 775 Dosimat, de 20 ml, con reservorio de 1L, precisión de 0,001 ml.
- Espectrofotómetro Agilent 8453 UV-VISIBLE, unidad de medición absorbancia (Abs.), precisión de 0,00001.
- Espectrofotómetro Hach DR 2800 UV-VISIBLE, unidad de medición absorbancia, precisión de 0,001.
- Medidor de pH marca CONSORT, modelo C932, precisión de 0,1.
- Balanza digital marca METTLER AT261 DeltaRange®, precisión de $\pm 0,0001$ g.
- Dragger marca GALVEC, modelo GV-100S, unidad de medición (ppm) y precisión de ± 5 %.
- Infrarrojo marca OAKTON, error de $\pm 0,5$ °F.
- Ampollas de CO₂ marca GASTEC, rango de 1.0-10 %.
- Ampollas de H₂S marca GASTEC, rango de 10-120 ppm.

3.3.8 Materiales

- Matraces erlenmeyer de 250 ml.
- Espátulas.
- Beakers de 250 ml.
- Micropipeta.
- Buretas de 10 ml con reservorio de 50 ml (Clase A).
- Piceta.
- Balones aforados con capacidad de 1000 y 100 ml.
- Celdas de 1 cm y 2,5 cm.
- Agitador magnético.
- Cronometro.
- Cucharilla capacidad de 0,2 a 0,3 ml.

- Vidrios de reloj pequeños.

3.3.9. Sustancias

- Buffer de dureza (para ajustar al pH 10).
- Indicador negro de Eriocromo T.
- Solución EDTA al 0,02 N.
- Solución NaOH 0,1 N.
- Indicador Murexide.
- Solución indicadora de cromato de potasio (K_2CrO_4) al 5% (p/v).
- Solución estándar de nitrato de plata al 0,01N.
- Solución indicadora de fenolftaleína alcohólica al 0,25 % (v/v).
- Solución indicadora de anaranjado de metilo.
- Acido sulfúrico (H_2SO_4) 0,02 N.
- Reactivo acondicionado.
- Sulfato amonio de hierro sexta hidratado ($Fe(NH_4)(SO_4) \cdot 6H_2O$).
- Cristales de cloruro de Bario ($BaCl_2$).
- Hidroxilamina ($NH_2OH \cdot HCl$).
- Fenantrolina ($C_{12}H_8N_2 \cdot H_2O$).
- Buffer de acetato de amonio ($NH_4C_2H_3O_2$).
- Buffer de acetato de sodio ($NaC_2H_3O_2$).
- Permanganato de potasio ($KMnO_4$) al 0,02 M.
- Acido clorhídrico al 5 %.
- Agua destilada.

La caracterización fisicoquímica del agua de formación, puede predecir un poco la tendencia que ésta tiene al desarrollo de la corrosión e incrustación. Para ello se considera:

Tabla 4. Aguas según su dureza [18]

Dureza total (ppm CaCO ₃)	Clasificación
< 50	Blanda o suave
50 - 100	Ligeramente dura
100 – 200	Moderadamente dura
> 200	Dura

Tabla 5. Salmueras en el campo petrolero [19]

Agua	Ppm de cloruros
Agua fresca	0 – 12.000
Salmuera baja	12.000 - 30.000
Salmuera mediana	30.000 - 60.000
Salmuera pesada	> 60.000

Tabla 6. Corrosividad de acuerdo a la concentración de los cloruros [9]

Ion cloruro (ppm)	Corrosividad
50	Baja
200	Moderada
500	Severa

Tabla 7. Corrosión esperada según el corte de agua y pH

Corte de agua %	Acero mojado	pH - 0 a 7	pH - 7 a 14	Corrosión
0 – 25%	No	X	X	No
25% - 45%	Posible	X	-	Incierto
25% - 45%	Posible	-	X	Dudoso
> 45%	Si	X	-	Si
> 45%	Si	-	X	Posible

En la tabla 7, cuando el corte de agua en un pozo se encuentra entre 25 y 45% y maneja pH ácido, se habla de que la corrosión es incierta ya que hay que considerar factores tales como presión, temperatura, presión parcial de CO₂ y H₂S, entre otros para determinar si la corrosión es posible; y se habla de un dudoso desarrollo de la corrosión porque a bajos cortes de agua y pH básico, no se favorece de manera significativa la corrosión.

3.4. Elaboración De Los Perfiles De Velocidades De Corrosión Y Ocurrencia De Deposiciones Inorgánicas A Lo Largo Del Sistema De Producción Del Pozo Y Líneas De Transferencia

Con la finalidad de determinar la tendencia de desarrollo de procesos corrosivos o la ocurrencia de deposiciones inorgánicas a lo largo de la completación, se utilizó la herramienta predictiva ScaleCorr 6.2; la misma conjuga parámetros operativos y fisicoquímicos para generar perfiles de velocidades de corrosión y de SI's (Índices de saturación) a lo largo del pozo. Los parámetros requeridos para llevar a cabo las simulaciones son: temperatura y presión en cabezal, profundidad vertical del pozo, punto medio de la profundidad más bajo de producción, temperatura y presión más baja de la formación en producción, diámetro de la tubería, profundidad de la bomba, producción de los fluidos, dureza total, ion calcio, magnesio, hierro, alcalinidad total y parcial, sulfatos, cloruros, porcentaje de CO₂ en la fase gas, gravedad API del crudo y gravedad específica del gas.

Por otra parte, con la finalidad de evaluar los potenciales corrosivos y parámetros hidráulicos (patrón de flujo, velocidad de flujo) asociados a las líneas de transferencia, se efectuaron simulaciones utilizando la herramienta BPCassandra, para el empleo de este programa es necesario conocer las características fisicoquímicas del agua, así como especificaciones de la tubería, temperatura, presión, porcentaje de CO₂ y H₂S, velocidad del líquido y el diámetro hidráulico.

Para determinar cuan corrosivo e incrustante es el medio en el que se encuentra la tubería, se consideran una serie de parámetros establecidos por ciertas normas y documentos técnicos presentados a continuación:

Tabla 8. Potencial corrosivo de acuerdo a las velocidades de corrosión según la norma NACE RP0775 [20]

Corrosividad	Velocidad de Corrosión promedio (mpy)
Baja	< 1,0
Moderada	1,0 – 4,9
Alta	5,0 – 10
Severa	> 10

Tabla 9. Interpretación del índice de saturación establecido por Oddo-Tomson

Índice de Saturación	Formación de Incrustación
< 0	No es posible
0,0 – 0,5	Posibilidad de formación de escala marginal
0,5 – 1,0	La escala es posible que ocurra, pero no será severa
1,0 – 2,0	Escala casi segura que ocurra, fuertemente incrustante
> 2,0	Situación de incrustación severa

3.5 Clasificación De Las Principales Arenas Productoras Del Campo Dación Según La Tendencia Corrosiva Y/O Incrustante

Para la clasificación de las arenas según la tendencia corrosiva y/o incrustante, se analizaron los perfiles de velocidades de corrosión e incrustación de los pozos que fueron estudiados, de forma tal que éstos se puedan sumar al conjunto de pozos que actualmente se encuentran productivos en esas arenas, con el propósito de crear un criterio que permita establecer de acuerdo al número de pozos que tienen o no tratamiento químico, y el tipo de producto aplicado, si la arena tiende a favorecer los procesos corrosivos y/o incrustantes.

Tabla 10. Variables consideradas para clasificar las arenas según la tendencia corrosiva y/o incrustante

Arena	P _{TQ} /P _T	Tipo de tratamiento	Pozos estudiados	
			Cantidad	Tendencia
T LM 202	12/20	Corrosivo e incrustante	2	Corrosiva
U1 LG 206	12/19	Corrosivo e incrustante	1	Corrosiva
T LG 206	5/17	Corrosivo e incrustante	1	Corrosiva
A6U GS 92	2/16	Corrosivo e incrustante	3	Corrosiva
A6M,8 LG 238	5/12	Corrosivo e incrustante	3	Corrosiva/incrustante
S5 LG 214	1/8	Corrosivo	1	Incrustante
L2U,L LG 215	1/6	Corrosivo	1	Corrosiva
A6I GS 122	4/5	Corrosivo e incrustante	1	Corrosiva/incrustante
L3S LG 227	1/5	Corrosivo	3	Corrosiva
M1L LG 213	1/4	Corrosivo e incrustante	1	Corrosiva
TL GG 613	2/3	Corrosivo e incrustante	1	Corrosiva
U1 GS 104	1/3	Corrosivo e incrustante	2	Corrosiva/incrustante
L4 LG 217	1/3	Corrosivo e incrustante	2	Corrosiva/incrustante
S5 MS 602	1/3	Corrosivo e incrustante	1	Corrosiva
U2U GS 107	1/1	Corrosivo e incrustante	1	Corrosiva
F5 LG 208	1/1	S.Q.	1	Corrosiva
L4 LM 407	1/1	S.Q.	1	Corrosiva

P_{TQ} =Pozos con tratamiento químico.

P_T = Pozos totales

S.Q= Sin tratamiento químico

3.6. Propuesta Del Tratamiento Químico Adecuado Para Los Pozos Productores Y Lineas De Transporte De Fluidos Estudiados

Para determinar los pozos que requieren la aplicación de tratamiento químico se tomaron en cuenta los siguientes aspectos:

- La velocidad de corrosión e índice de saturación, los cuales establecen la tendencia de la corrosión e incrustación.
- La concentración del ion hierro, que revela la presencia de corrosión en las tuberías.
- Historiales de fallas en líneas de transferencia, que indica evidencia física de la corrosión.
- Fecha en que aumentó el corte de agua en los pozos, ya que esta es el medio que favorece el desarrollo de fenómenos corrosivos y/o incrustantes.
- Años de vida de la tubería de fondo de pozo en la arena productora, lo cual proporciona junto con la fecha de aumento de corte de agua, la ocurrencia de posibles fallas por corrosión y/o incrustación, y determina desde cuando se favorece el desarrollo de estos procesos.

Una vez que se determine si es necesaria la aplicación de un tratamiento químico, se procederá a proponer el tratamiento adecuado. En el campo Dación el tratamiento químico se aplica de forma continua por medio de bombas dosificadoras, en las cuales la velocidad de la inyección del inhibidor se rige por la relación del tratamiento deseado y la velocidad de la producción de agua. La inyección continua el inhibidor es suministrado a través de capilares o por la línea de gas a fondo de pozo, en aras de que se mantenga una película protectora sobre los equipos de subsuelo.

Para seleccionar el tipo el tratamiento químico adecuado para la corrosión o incrustación, se deben considerar los siguientes criterios:

Tabla 11. Inhibidor de corrosión empleado de acuerdo al corte de agua [8]

Corte de Agua (%)	Inhibidor
< 50	Soluble en petróleo y dispersable en agua
> 80	Soluble en agua

Tabla 12. Volumen mínimo de inhibidor por día (galones) a inyectar, según la profundidad de la bomba y la corrosividad [8]

Corrosividad	Profundidad de la bomba (pie)				
	0 a 3478	3480 a 4501	4504 a 5499	5502 a 6503	> 6503
Leve	2,5	2,5	3,5	4,0	4,5
Moderada	3,0	4,5	6,5	7,5	9,0
Alta	3,5	6,5	8,5	9,5	10,5

Tabla 13. Concentración de inhibidor de corrosión necesario de acuerdo a la corrosividad

Corrosión	Concentración (ppm)
Leve	25
Moderada	35
Severa	50

Es importante resaltar que los valores de las tablas 12 y 13 son referenciales, y se emplean como base para iniciar la aplicación del tratamiento químico, ya que en el campo se debe monitorear el sistema para determinar la efectividad del producto, de forma tal que se pueda determinar la dosis óptima.

Para la selección del inhibidor de incrustación se debe tomar en cuenta:

Tabla 14. Factores a considerar para la selección del inhibidor de incrustación

	Esteres fosfáticos	Fosfonatos	Poliacrilatos
Tipo incrustación	SO ₄	Recomendados para CaCO ₃	Mayoría de incrustaciones
Temperatura	< 200 F	< 350 F	< 450 F
pH	> 2	A bajos pH	
Solubilidad en la salmuera	Limitada por alto contenido de calcio	Altamente compatible	Limitada por alto contenido de calcio
Monitoreo	Fácil	Fácil	Fácil

CAPÍTULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Discusión De Resultados

4.1.1 Identificación De Los Pozos Que Han Experimentado Cambios De Arena O Presentan Probabilidades De Tendencias Corrosivas E Incrustantes

En base a los criterios establecidos en el capítulo 3, se seleccionaron 27 pozos ya que cumplían con las condiciones requeridas. En la tabla 4.1 se muestran las características de esos pozos.

Tabla 15. Pozos seleccionados como población de estudio

Pozo	Arena	Fallas	M.L.A.	BBPD	BNPD	AYS	°API
GS 271	U2U GS 107	0	BES	988	10	99,00	20,7
MS 638	TL GG 613	0	BES	2068	347	89,87	14,6
LG 341	A6M,8 LG 238	1	BES	3438	54	98,42	17,0
LG 374	A6M,8 LG 238	0	BES	1702	101	97,50	20,4
LG 377	A6M,8 LG 238	0	BES	5011	136	97,26	14,9
GS 260	A6I GS 122	1	BES	4898	355	96,79	20,3
GS 242	U1 GS 104	0	BES	513	47	84,25	16,8
LM 225	U1 GS 104	0	LAG	1478	318	78,20	20,6
GS 262	T LM 202	2	BES	329	75	75,24	20,1
LM 228	T LM 202	1	LAG	1652	211	90,88	19,0
GG 212	T LM 202	0	BES	2238	521	92,04	33,2
LG 250	U1 LG 206	0	LAG	2177	86	96,00	15,3
LG 396	T LG 206	0	LAG	819	162	80,00	20,5
LG 211	F5 LG 208	1	LAG	189	78	72,00	20,1
LG 437	S5 LG 214	1	LAG	359	156	56,00	17,5
LG 543	L2U,L LG 215	0	LAG	1936	115	94,00	21,5
LM 411	L4 LM 407	5	LAG	1527	60	96,00	23,7

Tabla 16. Continuación. Pozos seleccionados como población de estudio

Pozo	Arena	Fallas	M.L.A.	BBPD	BNPD	AYS	°API
LG 393	A6U GS 92	0	LAG	1928	64	96,66	19,5
LG 538	A6U GS 92	0	LAG	1944	212	92,49	21,9
LM 214	A6U GS 92	0	LAG	1146	122	82,48	18,8
LG 331	L4 LG 217	0	LAG	1432	71	95,00	20,4
LG 292	L4 LG 217	1	LAG	1196	47	96,00	20,8
LG 335	L3S LG 227	0	LAG	1502	208	86,00	23,1
LG 291	L3S LG 227	0	LAG	1142	113	90,00	23,00
LG 553	L3S LG 227	0	LAG	1747	86	95,00	20,6
LG 246	M1I LG 213	0	LAG	1764	35	98,00	19,1
MS 641	S5 MS 602	0	BES	1171	58	92,19	20,7

M.L.A = Método de levantamiento artificial.

LAG = Método de levantamiento artificial por gas.

BES = Método de levantamiento artificial empleando bomba electrosumergible.

BBPD = Barriles producidos de crudo y agua por día.

BNPD = Barriles netos producidos de crudo por día.

AYS = Agua y sedimentos.

Se consideró el corte de agua mayor al 60%, debido a que los problemas por corrosión e incrustación, se desarrollan en mayor proporción cuando hay una gran cantidad de agua de formación presente en el sistema.

El estudio relacionado a la inyección de tratamiento químico para el control de corrosión e incrustación se debe comenzar en pozos productores, ya que es ahí donde se manejan altas presiones y temperaturas que favorecen la corrosión, y porque ocurren los primeros cambios en el agua de formación motivado por los cambios de presión tan pronto ésta ingresa en la tubería de producción, lo que puede traer como consecuencia la precipitación de carbonato de calcio y sulfato de calcio.

Una vez que el fluido de producción se aproxima a la superficie, también ocurren cambios de presión y reducción en la temperatura, por lo que se

liberan algunos gases, promoviéndose aun más los cambios de fase. Por esto, el agua de formación en los diferentes pozos fue estudiada en su recorrido desde que ingresa a la tubería de producción en fondo de pozo hasta la llegada al múltiple.

Solo en algunos casos no se realizó el estudio completo, como lo fue para el pozo GG 212 al cual previamente se le realizó un estudio en fondo de pozo resultando este muy corrosivo y, en el LG 437 solo se estudió la línea de transferencia por presentar filtración, a pesar de no tener un corte de agua elevado.

4.1.2 Medición De Las Variables Operacionales Y Búsqueda De Los Parámetros Operativos Asociados A La Completación De Los Pozos

Para elaborar los perfiles de velocidades de corrosión e índice de saturación, son indispensables una serie de parámetros operativos los cuales se encuentran en la tabla 4.2 y 4.3.

Tabla 17. Parámetros operativos asociados a la completación del pozo

Pozo	D	T	P _C	P _{pozo}	P _{ZBP}	P _F	T _F	G _P	P _{BES}	G _I
GS 271	3 1/2	129,0	200	6922	6746	2066,3	252,9	194	N/A	295
MS 638	3 1/2	153,0	130	8209	8206	1789,9	232,2	32	5462	0
LG 341	3 1/2	145,0	115	5700	5339	1823,9	164	26	4902	0
LG 374	3 1/2	147,5	140	4776	4648	1823,9	164	20	4240	0
LG 377	3 1/2	153,0	130	4793	4652	1579,4	157,8	42	4274	0
GS 260	2 3/8	159,5	140	5077	4672	1344,8	164,0	31	4296	0
GS 242	3 1/2	164,0	130	6713	6568	1501,7	209,5	41	5979	0
LM 225	3 1/2	149,0	220	6895	6748	2100,3	204,1	38	N/A	660
GS 262	3 1/2	127,5	170	6852	6728	2297,5	195,4	240	6279	0
LM 228	3 1/2	156,5	380	7422	7126	1974	206,0	189	N/A	511

Tabla 18. Continuación. Parámetros operativos asociados a la completación del pozo

Pozo	D	T _C	P _C	P _{pozo}	P _{ZBP}	P _F	T _F	G _P	P _{BES}	G _I
LG 250	2 7/8	159,0	160	6684	6451	2026	195,4	40	N/A	855
LG 396	3 1/2	146,5	180	7103	6925	2079,1	195,2	95	N/A	723
LG 211	2 7/8	116,5	160	6554	5410	1617,5	173,3	36	N/A	958
LG 543	3 1/2	149,0	240	6687	6134	1941,8	181,5	25	N/A	492
LM 411	2 7/8	144,5	180	6372	5708	1642,5	177,7	224	N/A	418
LG 393	3 1/2	127,5	240	4759	4532	807,7	158,5	45	N/A	660
LG 538	3 1/2	137,5	300	7479	4532	1305,6	159,6	110	N/A	590
LM 214	2 7/8	130,5	110	5966	4395	1464,9	158,4	120	N/A	264
LG 331	3 1/2	152,0	110	6222	5968	1450,0	182,6	78	N/A	669
LG 292	3 1/2	152,5	180	7994	6215	1376,2	183,0	51	N/A	646
LG 335	3 1/2	136,5	240	6867	6096	1533,0	180,3	44	N/A	582
LG 291	2 7/8	139,5	180	6100	5934	1786,9	182,4	24	N/A	550
LG 553	3 1/2	141,0	240	6718	6318	1549,5	179,8	29	N/A	687
LG 246	2 7/8	136,5	190	6621	5976	1601,9	188,5	55	N/A	768
MS 641	3 1/2	154,5	150	7976	7974	1200	214,6	20	5478	0

D= Diámetro de la tubería de producción en la completación del pozo (plg).

T_C= Temperatura en cabezal de pozo (F).

P_C = Presión total de flujo en el cabezal (psi).

P_{pozo}= Profundidad del pozo (pie).

P_{ZBP}= Profundidad de la zona más baja en producción (pie).

P_F = Presión de la zona más baja en producción (psi).

T_F = Temperatura de la zona más baja en producción (°F)

G_P = Gas producido por el pozo (MPCD).

P_{BES} = Profundidad de la bomba (pie).

G_I = Gas inyectado (MPCD).

N/A = No aplica (LAG).

Tabla 19. Parámetros operacionales asociados a las líneas de transferencia

Pozo	T	P	D	Pozo	T	P	D
GS 271	122,0	160	4	LG 437	102,0	120	4
MS 638	142,5	120	4	LG 543	113,5	220	4
LG 341	109,5	110	6	LM 411	122,5	160	6
LG 374	-	140	4	LG 393	127,5	150	4
LG 377	120,5	130	4	LG 538	105,0	120	4
GS 260	152,0	140	4	LM 214	123,0	110	4
GS 242	142,0	120	6	LG 331	91,5	110	6
LM 225	114,5	160	4	LG 292	140,0	160	6
GS 262	113,5	140	4	LG 335	112,0	150	6
LM 228	152,0	160	4	LG 291	180	139,5	4
GG 212	175,0	150	6	LG 553	150	118,0	4
LG 250	138,0	160	4	LG 246	160	100,0	3
LG 396	132,5	140	6	MS 641	140	123,5	4
LG 211	116,5	160	4				

T= Temperatura de la línea en la llegada al múltiple (°F).

P = Presión total de flujo en la línea de transferencia (psi).

D= Diámetro de la tubería de producción en la línea de transferencia (plg).

Se sabe que a medida que la corriente de fluido asciende a la superficie disminuyen la temperatura y la presión, en consecuencia estas dos variables en fondo de pozo son mayores que en cabezal, lo que se corrobora en la tabla 4.2, al comparar las presiones y temperaturas en fondo de pozo y cabezal. Estos cambios en las variables operacionales traen como consecuencias cambios de fase en la corriente del fluido, ya que parte de los hidrocarburos y el agua que se encontraban en la fase gaseosa condensan.

Por otro lado, el CO₂ y el H₂S, que se encuentran en la fase gas provienen de la formación, ya que estos son componentes del gas natural, por lo cual en los pozos productores de crudo y gas es común encontrarlos. Estos dos componentes son responsables del desarrollo de procesos corrosivos en las tuberías de producción debido a la disolución de los mismos en el agua, en

la tabla 4.4 se encuentran los resultados de las mediciones de estos compuestos en campo.

Tabla 20. Porcentaje de CO₂ y ppm de H₂S en el gas.

Pozo	%CO ₂	ppm H ₂ S	Pozo	%CO ₂	ppm H ₂ S
GS 271	5,0	60	LM 411	3,0	45
MS 638	14,0	60	LG 393	5,0	90
LG 341	1,0	5	LG 538	6,0	55
LG 374	3,5	10	LM 214	6,0	40
LG 377	2,0	1	LG 331	6,0	90
GS 260	4,0	10	LG 292	5,0	65
GS 242	7,0	180	LG 335	6,0	90
LM 225	6,0	80	LG 291	4,0	15
GS 262	9,0	240	LG 553	5,5	30
LM 228	7,0	80	LG 246	10,0	180
GG 212	6,0	10	MS 641	13,0	5
LG 250	5,5	80			
LG 396	5,5	80			
LG 211	4,0	20			
LG 437	1,0	60			
LG 543	6,0	65			

Las presiones parciales de CO₂ en los sistemas varían entre 4 y 27 psi como se puede observar en la tabla A.1, por lo tanto según la norma NACE MR075-2000 hay probabilidades de que algunos de estos pozos presenten tendencias corrosivas moderadas. La concentración de H₂S en la fase gas se encontró en un rango entre 1 y 240 ppm, sin embargo, aunque hay un efecto combinado debido a la presencia de H₂S y CO₂ en el sistema, los valores calculados de la relación P_{pCO_2}/P_{pH_2S} (Ver tabla A.1) tienen valores superiores a 200, indicando que el mecanismo de corrosión predominante es por CO₂.

4.1.3 Caracterización De Las Propiedades Físicoquímicas Del Agua De Producción Manejada Por Los Pozos Y Líneas De Transporte De Fluido

En operaciones de manejo de agua, la principal preocupación son aquellos iones y minerales disueltos que le dan al agua ciertas propiedades físicas, que son importantes desde el punto de vista de taponamiento (incrustación) y corrosión. En la tabla 4.5 se encuentran los resultados del análisis fisicoquímico del agua de formación, realizado a todos los pozos seleccionados.

El pH es un indicativo de cuan corrosiva es el agua para el acero o el hierro. Es afectado por la alcalinidad, compuestos de hierro, presión y temperatura. La mayoría de las aguas del campo petrolero tienen un pH entre 6 y 7,5, lo que concuerda con los valores leídos en el laboratorio. Este parámetro tiende a ser bajo cuando se disuelven los gases ácidos H_2S y CO_2 incrementándose así la corrosividad del agua, y cuando estos gases se desorben, tiende a ser más alto el pH pudiendo producir la precipitación de sólidos disueltos. El pH medido en el laboratorio tiene un margen de error, pues cambia rápidamente después que la muestra es tomada de un sistema presurizado, debido al escape de los gases disueltos, por eso se debe medir directamente en el sitio o calcularlo con ecuaciones que consideren el efecto de los cambios de presión y temperatura del sistema.

La dureza está formada por las sales de calcio y magnesio solubles en el agua, en el caso de las aguas de formación estudiadas se observa que la dureza total oscila entre los 450 y 2900 ppm, por lo tanto se considera que el agua es muy dura ya que tiene valores mayores a los 200 ppm [18]. El ion calcio, es el mayor constituyente en las aguas de los campos petroleros y puede tomar valores tan altos como los 30.000 $mgCa^{+2}/L$ [21]. El análisis de este ion es de mucha importancia ya que proporciona una medida de cuan incrustante puede ser el agua ya que, al combinarse con los iones carbonatos o sulfatos, se convierten en severos agentes incrustantes. Por otro lado, el ion magnesio, forma carbonato de magnesio y precipita como hidróxido de magnesio en aguas con alto valor de pH.

La alcalinidad es la capacidad de neutralizar ácidos y viene dada por los iones carbonatos (CO_3^{2-}) y bicarbonatos (HCO_3^-) presentes en el agua. En aguas de pozos petroleros en donde el pH es menor que 8,2 la alcalinidad es sinónimo del ion bicarbonato, debido a que las concentraciones de los carbonatos son consideradas cero "0", este es el caso de las aguas manejadas por los pozos estudiados en el campo Dación. La concentración del ion bicarbonato no sobrepasa los 1000 ppm, por lo tanto las aguas no son altamente alcalinas, porque en los pozos petroleros se maneja un rango desde los 100 hasta los 2000 ppm[21].

Tabla 21. Propiedades fisicoquímicas del agua de producción de los pozos seleccionados pertenecientes al campo Dación

Pozo	pH	Cl ⁻	A.P	A.T	D.T	D _{Ca} ⁺²	D _{Mg} ⁺²	Na ⁺¹	SO ₄ ⁼	Fe ⁺² pozo	Fe ⁺² línea
GS 271	7,2	23064,199	0	640	3121,31	2576,32	544,99	11123,79	0,126	11,00	12,40
MS 638	7,1	15898,926	0	824	1139,52	1020,92	118,61	8985,62	0,210	4,99	7,49
LG 341	7,2	14741,218	0	710	1000,90	930,84	70,06	8622,64	0,462	7,30	7,50
LG 374	7,1	15171,448	0	600	1100,99	1000,90	100,09	8722,72	0,336	5,24	-
LG 377	7,0	14373,568	0	550	1050,95	750,68	300,27	8091,28	0,504	4,40	4,71
GS 260	7,1	10614,929	0	740	750,68	600,54	600,54	5334,03	0,252	3,80	4,18
GS 242	7,1	21701,154	0	680	2852,57	2602,34	250,23	10808,04	5,210	14,29	16,73
LM 225	6,8	20128,862	0	590	2576,32	1888,70	687,62	9652,34	10,336	7,87	9,82
GS 262	7,5	21225,947	0	840	2328,59	2031,33	297,27	11163,01	23,151	7,69	8,92
LM 228	6,8	20424,156	0	489	2675,41	2552,30	123,11	10147,15	16,681	10,85	13,92
GG 212	7,3	21141,856	0	620	2923,13	2179,96	743,17	10003,81	1,387	0,40	2,50
LG 250	7,5	19761,213	0	550	2279,05	1684,51	594,53	9840,02	0,000	6,74	8,34
LG 396	7,5	29523,891	0	670	2724,95	1783,60	941,35	15403,23	38,319	12,79	14,33
LG 211	7,3	16753,670	0	965	714,64	408,37	306,28	9823,89	12,773	2,90	3,91
LG 437	7,6	18807,263	0	380	2246,02	1633,47	612,55	9339,25	73,193	-	-
LG 543	7,7	18955,509	0	1237	1337,71	693,62	644,08	10364,84	0,336	4,16	6,50
LM 411	7,4	16829,823	0	685	1174,06	918,83	255,23	9454,02	4,832	5,25	6,04
LG 393	7,3	8899,752	0	943	459,41	357,32	102,09	5245,98	0,252	1,79	1,98
LG 538	7,1	11014,269	0	987	612,55	459,41	153,14	6405,53	0,840	5,41	6,07
LM 214	7,2	8268,224	0	971	459,41	255,23	204,18	4774,23	0,084	10,77	12,60
LG 331	6,9	16959,283	0	758	969,87	867,78	102,09	9898,91	1,471	5,05	5,16
LG 292	7,5	16322,136	0	891	663,60	510,46	153,14	9774,97	1,681	3,13	4,46

LG 335	7,5	16969,437	0	905	918,83	867,78	51,05	10004,81	11,471	7,46	7,83
LG 291	7,3	16248,521	0	927	510,46	408,37	102,09	9947,74	1,387	2,77	5,41
LG 553	7,5	19301,648	0	912	1089,98	842,26	247,72	11159,41	0,002	6,11	8,57
LG 246	6,8	18271,654	0	1005	816,73	765,69	51,05	10944,17	1,597	6,40	9,28
MS 641	7,3	12468,826	0	654	1089,98	663,60	426,38	6619,95	0,462	6,34	10,45

Cl^- = Ion cloruros [mgCl⁻/L].

A.P= Alcalinidad Parcial [mgCO₃⁼/L].

A.T=Alcalinidad Total [mg HCO₃⁻/L].

D.T= Dureza Total [mgCaCO₃/L].

D_{Ca}⁺² = Dureza cálcica [mgCa⁺²/L].

D_{Mg}⁺² = Dureza magnésica [mgMg⁺²/L].

Na⁺² = Ion sodio [mgNa⁺²/L].

SO₄⁼ = Ion sulfato [mgSO₄⁼/L].

Fe⁺² = Ion hierro [mgFe⁺²/L].

Los cloruros incrementan la salinidad de agua trayendo consigo un aumento en la conductividad y la corrosividad. De acuerdo a los resultados obtenidos, las aguas tienden a ser salmueras bajas, ya que la concentración de cloruros oscilan entre 12 y 30 mil ppm [19], y también son una fuente de corrosión severa ya que las concentraciones de este ion son mayores a 500 ppm [9].

El análisis del ion hierro es utilizado para detectar y monitorear la corrosión en sistemas de manejo de agua porque la presencia de la herrumbre es una muestra de que se está desarrollando un proceso de corrosión. En los pozos estudiados los ppm totales del ion hierro oscilan entre 2 y 15 ppm, indicando que hay una posible corrosión.

El ion sulfato es un problema por su habilidad de reaccionar con el calcio y el bario formando incrustaciones altamente insolubles, y porque sirve como fuente de energía para las bacterias sulfato reductoras (BSR), las cuales inducen el desarrollo de la corrosión. Los resultados reflejados en la tabla 4.5

muestran los valores de la concentración de los iones sulfatos, los cuales varían entre 0,002 y 74 ppm.

El sodio es totalmente soluble y no precipita con algún anión a menos que ocurra una sobresaturación, lo cual es improbable. La máxima concentración de cloruro de sodio es aproximadamente 140.000 ppm como ion sodio (Na^{+2}) [21]. Los resultados de las concentraciones del ion sodio varían entre 5.200 y 11.200 ppm.

4.1.4 Elaboración De Los Perfiles De Velocidades De Corrosión Y Ocurrencia De Deposiciones Inorgánicas A Lo Largo Del Sistema De Producción Y Líneas De Transferencia

Para cada uno de los pozos evaluados, fue realizada una simulación a través del software ScaleCorr 6.2 y BPCassandra, los mismos utilizan información específica del sistema productivo y realiza una corrida de las condiciones ideales que podrían estar presentándose a lo largo de la completación del pozo y línea de transferencia.

4.1.4.1 Perfiles De Velocidades De Corrosión E Incrustación En Fondo De Pozo

De acuerdo a las simulaciones realizadas los pozos que presentan una elevada velocidad de corrosión son LM 228, MS 641, LG 246, LG 538, LG 393, LG 553 y LG 335, con valores superiores a los 30 mpy.

Las figuras 7 a 14 realizadas empleando los resultados arrojados por el simulador Scale Corr 6.2, muestran claramente una diferencia cuando se emplea un levantamiento artificial por gas o una bomba electrosumergible. En el caso de la inyección de gas para producir el ascenso del fluido a la superficie (Figuras 7 y 9 a 14), se visualiza el cambio que ocurre en la curva de velocidad de corrosión, a la profundidad correspondiente al último mandril. Del total del

flujo de gas manejado por el pozo, la mayor parte proviene de la adición del mismo por los mandriles ubicados a lo largo de la completación, esta inyección de gas trae consigo una disminución de la presión del fluido por la reducción de su densidad, trayendo como consecuencia un descenso en la velocidad de corrosión.

Por otro lado, en las graficas de los pozos que emplean una bomba electrosomergible como método de levantamiento artificial (Figuras 8 y 14), se aprecia un crecimiento en la velocidad de corrosión a la profundidad a la que está localizada la bomba, ya que ésta provoca un incremento de presión que ocasiona el aumento en la velocidad del fluido necesario para hacerlo llegar a la superficie. También se observa que después de que el fluido pasa por el equipo de levantamiento, la curva tiende a decrecer, este hecho se puede atribuir a que a medida que el fluido se acerca a la superficie continúa disminuyendo la presión y consigo la temperatura, trayendo como consecuencia cambios de fase en la corriente de fluido, en la cual los hidrocarburos y el agua condensan separándose así de la fase gaseosa, y a su vez al disminuir la presión y la temperatura ocurre la liberación de dióxido de carbono (CO_2) disuelto en la salmuera, lo que origina un aumento de pH y una disminución en la velocidad de corrosión.

Estos pozos presentan altas velocidades de corrosión, hecho que se atribuye a las presiones parciales de CO_2 , comprendidas entre 7 y 30 psi indicando una posible corrosión moderada y, adicional a la presencia de este gas, las condiciones de presión y temperatura, las características fisicoquímicas del agua de formación y los altos cortes de agua son factores que contribuyen a una mayor velocidad de corrosión.

En los pozos LG 341, LG 374, LG 377, GS 260, GS 242, LG 250, LG 543, LM 411 y LG 331 (Ver figura 14 y anexos C), las velocidades de corrosión obtenidas en el cabezal del pozo fueron de 0 mpy, sin embargo a mayores

profundidades si presentaron mayores tendencias corrosivas, lo que explica la presencia de hierro en el agua de formación.

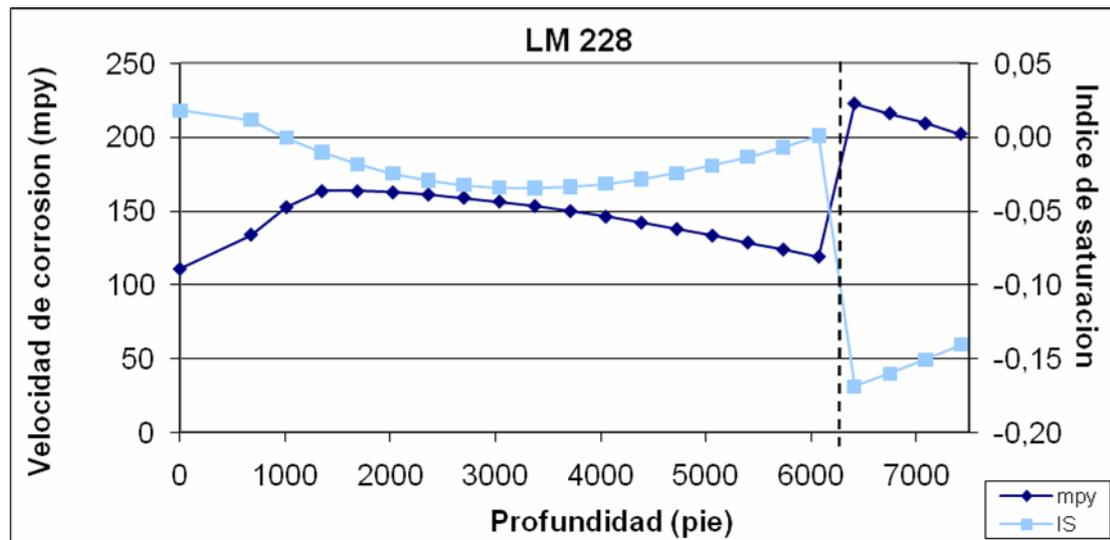


Figura 7. Velocidad de corrosión e índice de saturación en el pozo LM 228

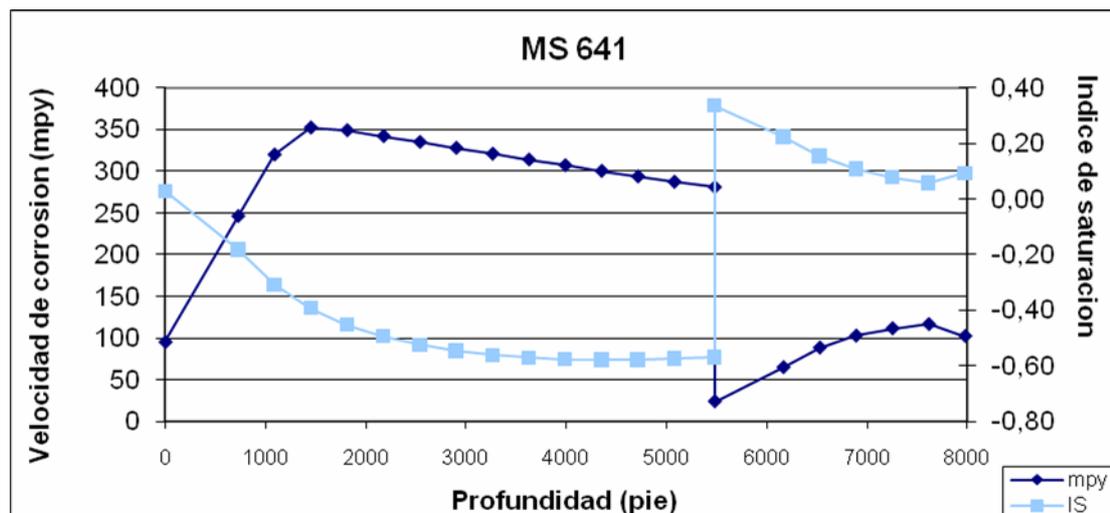


Figura 8. Velocidad de corrosión e índice de saturación en el pozo MS 641

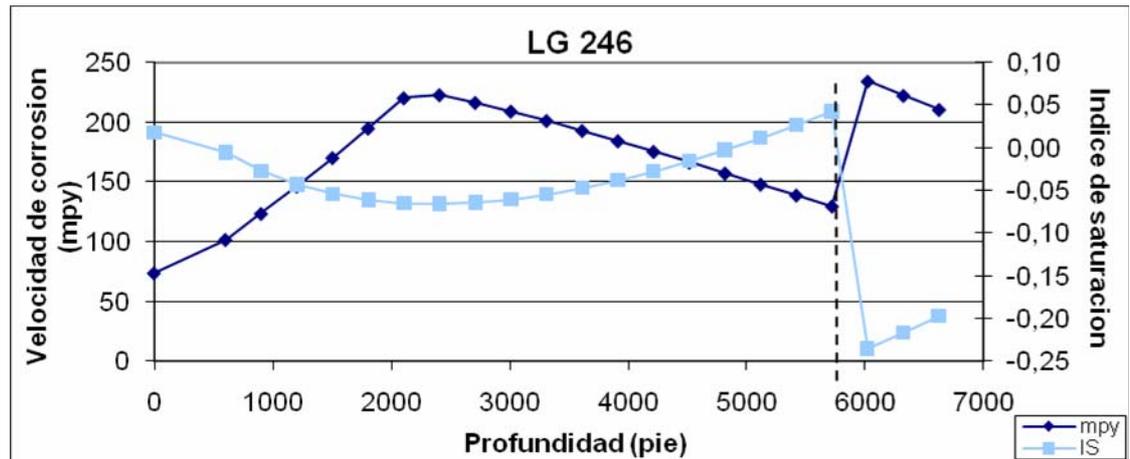


Figura 9. Velocidad de corrosión e índice de saturación en el pozo LG 246

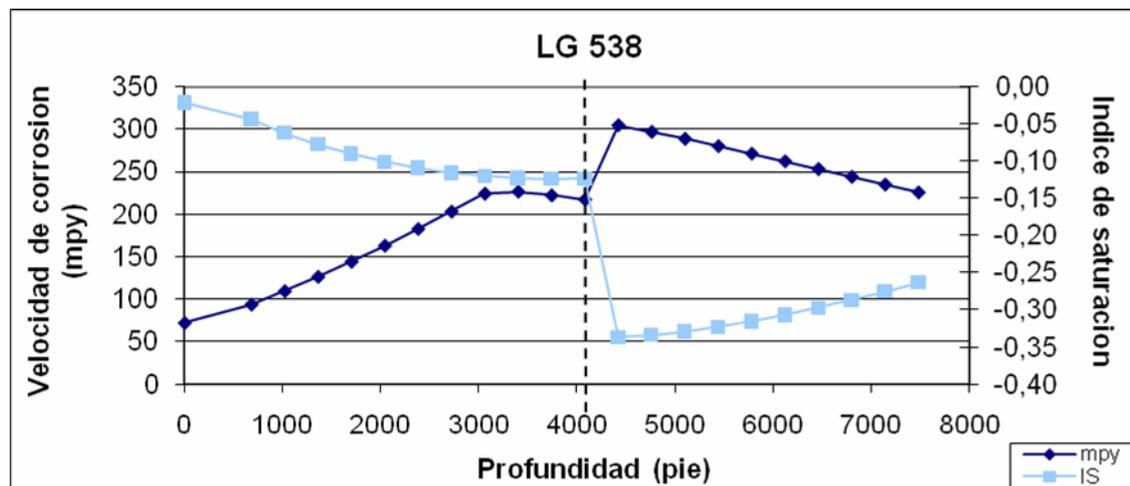


Figura 10. Velocidad de corrosión e índice de saturación en el pozo LG 538

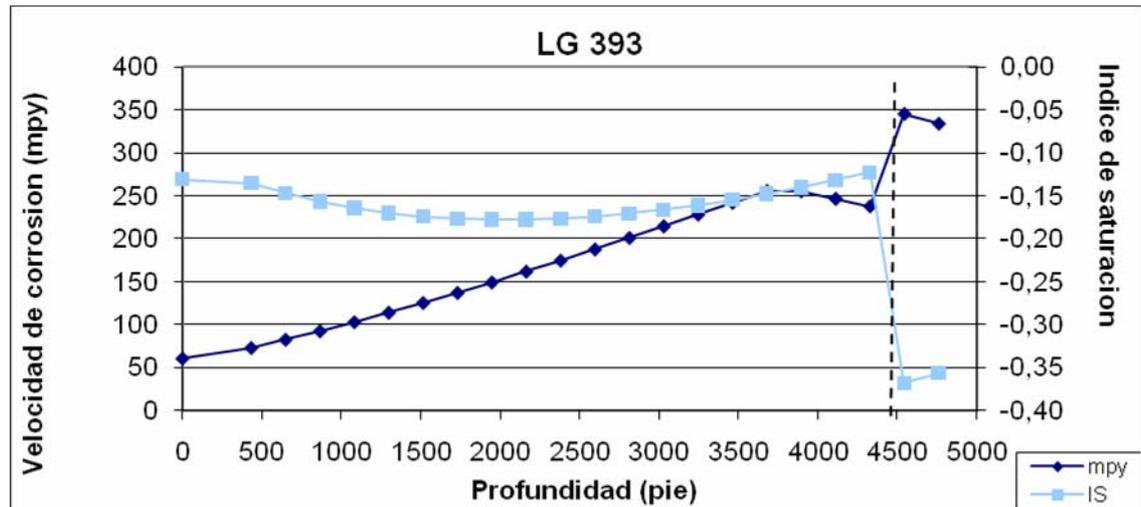


Figura 11. Velocidad de corrosión e índice de saturación en el pozo LG 393

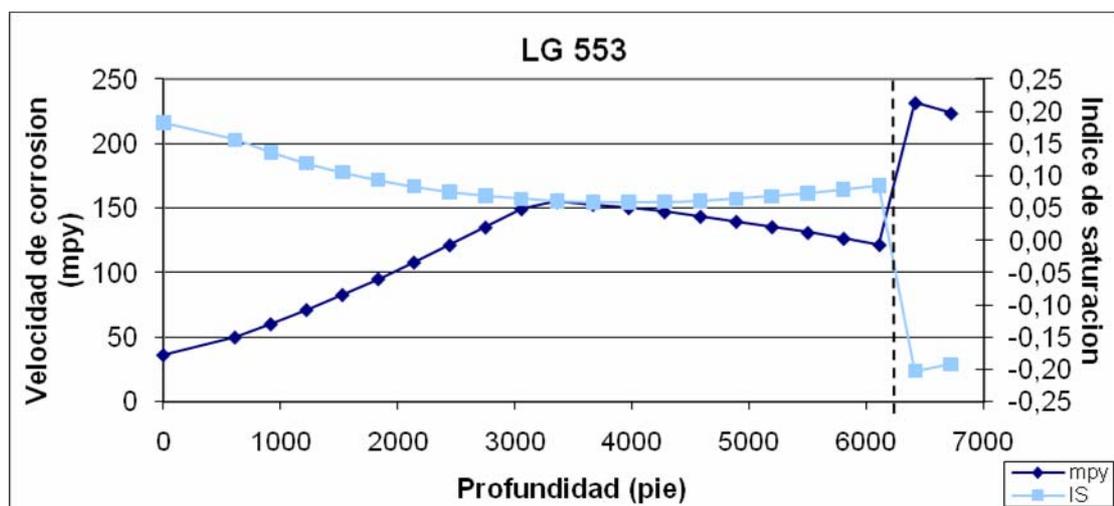


Figura 12. Velocidad de corrosión e índice de saturación en el pozo LG 553

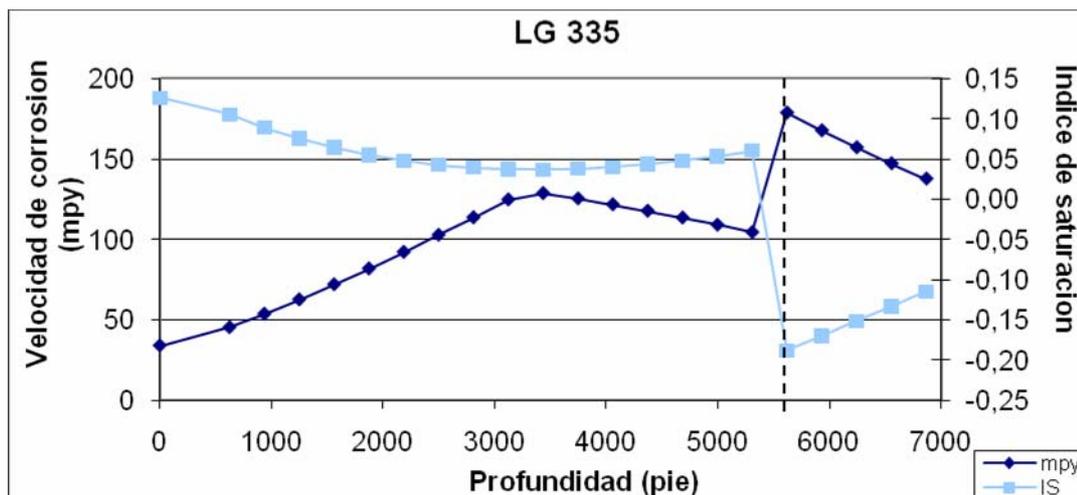


Figura 13. Velocidad de corrosión e índice de saturación en el pozo LG 335

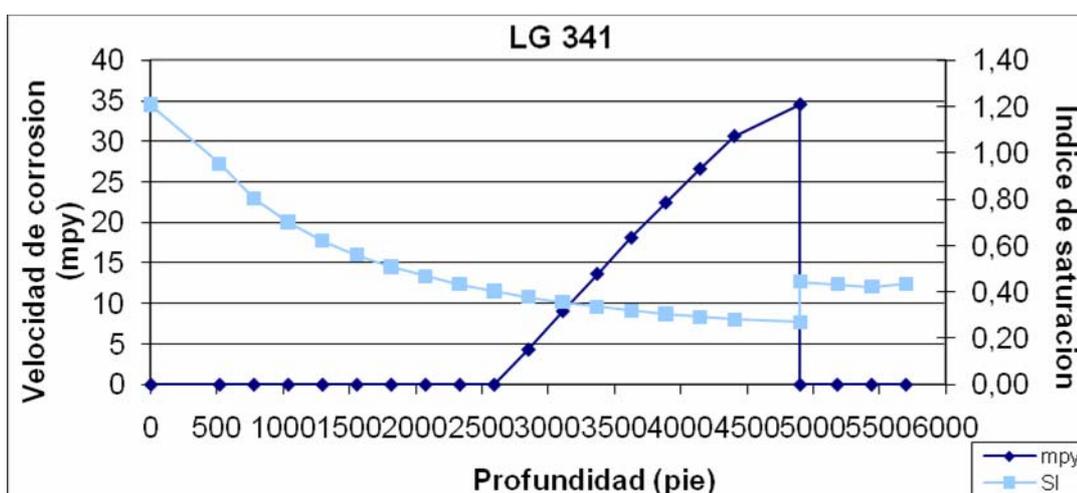


Figura 14. Velocidad de corrosión e índice de saturación en el pozo LG 341

En cuanto a los perfiles de índice de saturación, parámetro relativo al potencial incrustante, referido a la ocurrencia de deposición de la calcita por ser este el compuesto que presentó la tendencia a la incrustación, resulta que para el pozo LG 341 el índice de saturación es mayor a 1, lo cual indica que hay una alta tendencia a desarrollar incrustación fuerte en superficie. Los pozos LG 377, GS 260, GS 242 LG 331 tuvieron valores entre 0,5 y 1 indicando una posible formación de incrustación pero no severa; y los pozos GS 271, MS 638, LG 374, LM 225, GS 262, LG 250, LG 396, LG 211, LM 214, LG 437, LG 543, LM

411, LG 292, LG 335 y LG553 arrojaron valores de índices de saturación que consideran un desarrollo de la incrustación marginal ya que los valores se encuentran entre 0 y 0,5.

En las figuras 7 y 9 a 13, es notable el efecto de la inyección del gas para el levantamiento de los fluidos, ya que se observa un cambio brusco en la tendencia de la curva a una profundidad igual a la que se encuentra el último mandril, punto en el cual los índices de saturación aumentan, producto de la perturbación del equilibrio químico en que se encontraba la salmuera a la presión y temperatura del yacimiento, de forma tal que cuando ocurre un cambio significativo en la presión se excede el límite de solubilidad de la calcita [22]. Igualmente se observa que cuando el método empleado es una bomba electrosumergible (Figuras 8 y 14), a la profundidad a la que se encuentra la bomba, ocurre un descenso brusco en los índices de saturación, indicando una posible incrustación antes de la entrada del fluido a la bomba y, después de esta, la tendencia a la deposición de minerales inorgánicos disminuye por el aumento en la velocidad del fluido.

Así mismo se puede percibir en las figuras 7 a 14 que los índices de insaturación aumentan a medida que el fluido se aproxima a la superficie. Aunque se conoce que el carbonato de calcio aumenta su solubilidad en agua a medida que la temperatura disminuye, existe una dependencia compleja y no lineal con respecto a la composición de la salmuera, la temperatura y la presencia del gas por encima de la fase líquida, por tal motivo a medida que la presión se reduce, ocurre la liberación de dióxido de carbono disuelto en la salmuera, trayendo consigo un aumento en la concentración del ion bicarbonato, que conduce a la formación de incrustaciones calcáreas [22].

Por otro lado, en algunos pozos se registraron valores de índice de saturación positivos muy cercanos a cero o negativos, esto puede ocurrir porque el agua manejada por esos pozos no contiene los iones libres necesarios de calcio y carbonato para su combinación en la relación

estequiométrica necesaria para una mayor formación de carbonato de calcio, aun cuando existan las condiciones para que ocurra el desarrollo de incrustación, un ejemplo de esta situación se da para los pozos LG 538, LG 393 y LG 291. (Ver anexos D y concentraciones de ion calcio y carbonato en tabla 21).

Otro factor a considerar para explicar este hecho es una alta temperatura en la profundidad del pozo, ya que a medida que se reduce la presión, es posible que una parte del agua de la salmuera se evapore y pase a la fase gas, ocasionando una mayor concentración del mineral causando la posibilidad de incrustación, sin embargo a medida que el fluido se enfría el agua que vaporizó puede condensarse nuevamente diluyendo la salmuera líquida, por lo tanto la composición de la muestra del agua que se obtiene en cabezal puede que no sea significativa [22], este podría ser el caso para los pozos LM 228 y LG 246 que presentan altas temperaturas en la zona media de la formación de producción y de acuerdo a la simulación no tienen tendencia a la deposición de compuestos inorgánicos.

4.1.4.2 Velocidades De Corrosión En Líneas De Transferencia

Por medio del simulador BPCassandra se obtienen velocidades de corrosión tanto para un sistema estático, como para uno dinámico, con lo que se espera que las velocidades de corrosión reales se encuentren dentro de ese rango. Como se puede observar en la tabla A.2, las velocidades del líquido son inferiores a 3 pie/s que es la velocidad que favorece la decantación de sólidos que viajan a través del fluido de producción (compuestos inorgánicos provenientes de la formación o generados en la completación del pozo, compuestos de naturaleza férrica oxidados, arena, etc.). Únicamente los pozos LG 377 y GS 260 tienen velocidades mayores a este parámetro. Además de esto, la baja velocidad de flujo, con respecto a la velocidad erosional (Ver Anexo A.3) determina, que es poco probable el desarrollo de fenómenos erosivos en las líneas estudiadas.

Estos perfiles representan el comportamiento de la velocidad de corrosión en las líneas de transferencia de fluidos asociadas a los pozos. En estos, se puede estimar la influencia de los cambios de temperatura a la presión de operación en las velocidades de corrosión, e igualmente se puede estimar los cambios cuando varía la presión y se mantiene la temperatura de operación.

De acuerdo a los perfiles, (Ver figuras 15 a 19 y anexos D), a las condiciones de operación, la mayoría de las líneas arrojaron velocidades de corrosión severas (Mayor a 10 mpy), siendo las líneas de transferencia de los pozos LM 225, LM 228, LG 250, LG 543 y LG 246 las que arrojaron mayor potencial corrosivo.

Para el análisis de las velocidades de corrosión se consideró solo el modelo de flujo estático, establecido esto por las normas del simulador cuando los resultados para el modelo de flujo dinámico son menores que el flujo estático (Ver anexo A.3).

El modelo de flujo dinámico en el simulador BPCassandra está basado en la predicción de la corrosión considerando las condiciones de flujo, por lo tanto como las velocidades del fluido son bajas, no tienen una gran influencia sobre la corrosión.

Cabe destacar que las velocidades de los fluidos, están ligadas al diámetro de la tubería, que en este caso, como son líneas que van desde el pozo hasta el múltiple, tienen diámetros nominales entre 4" y 6", a excepción del pozo LG 246 que tiene un diámetro nominal de 3", provocando que sea más dependiente de la velocidad del fluido y si se considere el modelo de flujo dinámico.

Adicional a las bajas velocidades del líquido, los altos cortes de agua provocan que esta última se encuentra en fase externa (continua), y debido a la gravedad API del crudo producido en el campo Dación (> 10 °API), el agua se

encuentra en contacto directo con la tubería, por lo tanto la corrosión puede ocurrir a cualquier velocidad o modelo de flujo. En el pozo LG 437, el corte de agua es 56%, lo que ocasiona que el agua no se encuentre en una fase continua y es por esto que no arrojó velocidades de corrosión muy elevadas a las condiciones de operación.

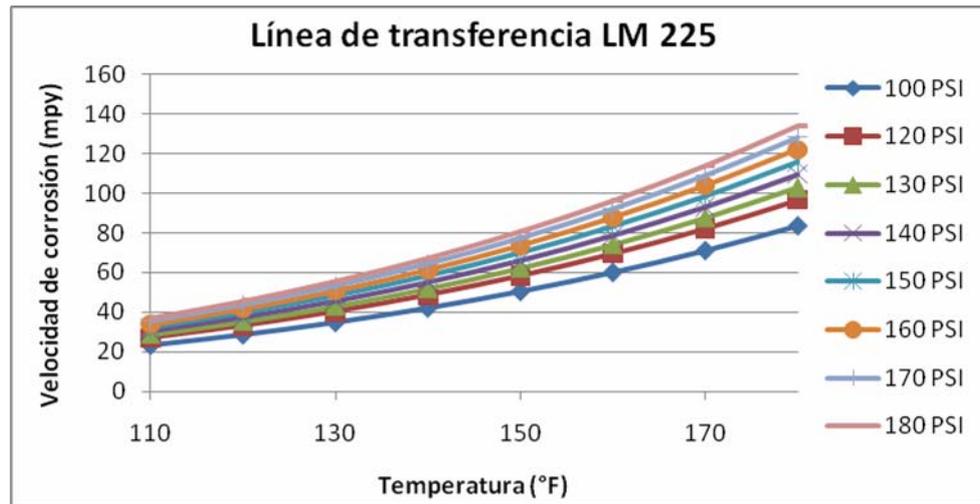


Figura 15. Perfil de velocidad de corrosión del fluido manejado por la línea de transferencia del pozo LM 225

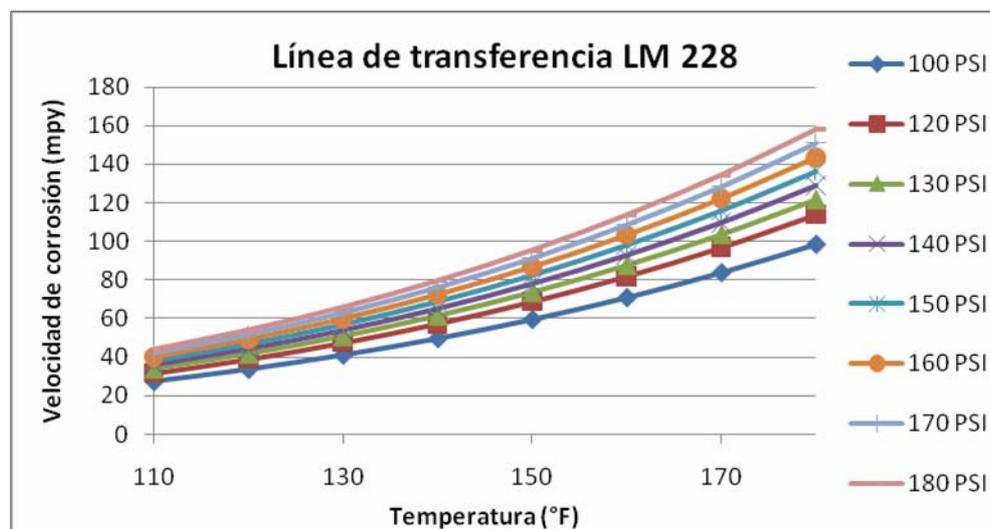


Figura 16. Perfil de velocidad de corrosión del fluido manejado por la línea de transferencia del pozo LM 228

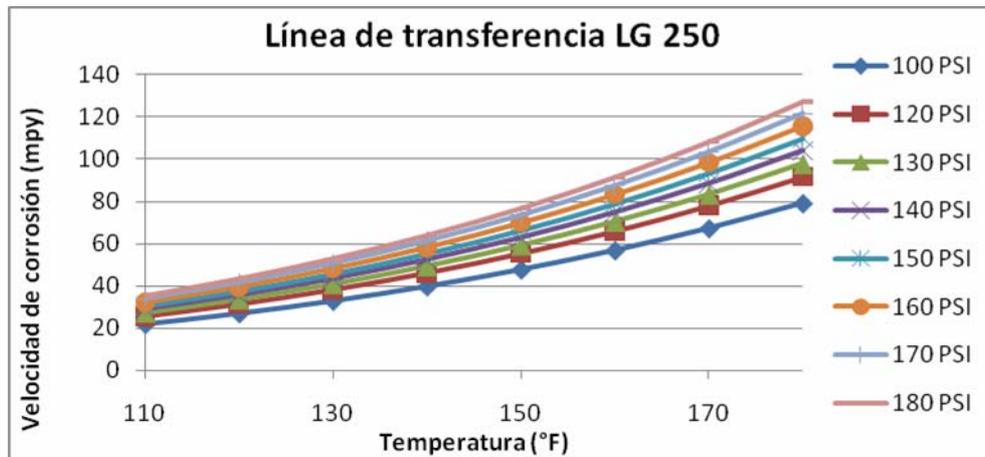


Figura 17. Perfil de velocidad de corrosión del fluido manejado por la línea de transferencia del pozo LG 250

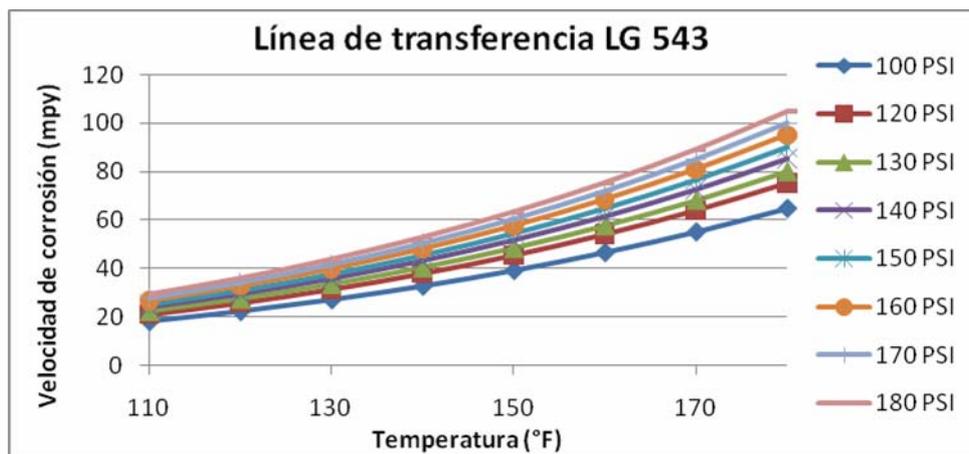


Figura 18. Perfil de velocidad de corrosión del fluido manejado por la línea de transferencia del pozo LG 543

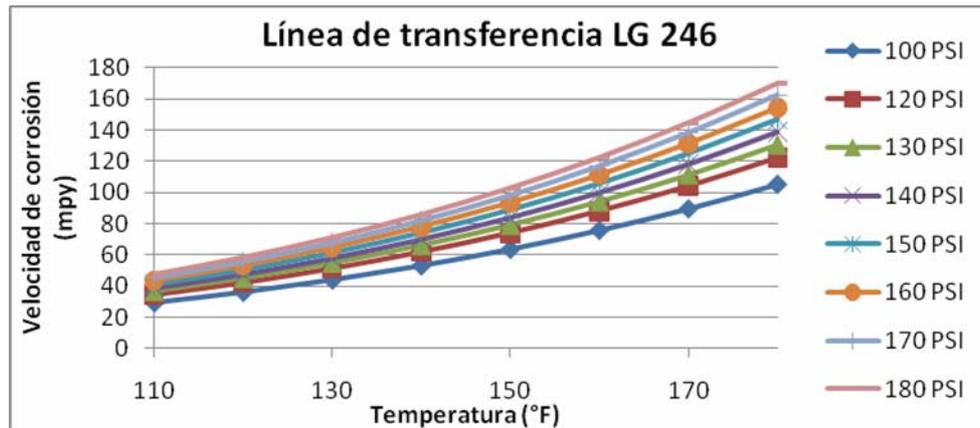


Figura 19. Perfil de velocidad de corrosión del fluido manejado por la línea de transferencia del pozo LG 246

4.1.5 Clasificación De Las Principales Arenas Productoras Del Campo Dación Según La Tendencia Corrosiva Y/O Incrustante

Para que una arena de un yacimiento pueda ser clasificada con tendencia corrosiva y/o incrustante, ésta debe tener un historial de pozos que sean propensos al desarrollo de dichos procesos. De acuerdo a los criterios preestablecidos en el capítulo 3, las arenas se clasificaron como se muestra en la tabla 4.6.

Tabla 22. Tendencias corrosivas y/o incrustantes de las principales arenas productoras estudiadas del campo Dación

Arena	Tendencia
T LM 202	Corrosiva e incrustante
U1 LG 206	Corrosiva e incrustante
T LG 206	Corrosiva e incrustante
A6U GS 92	Corrosiva
A6M,8 LG 238	Corrosiva e incrustante
A6I GS 122	Corrosiva e incrustante
TL GG 613	Corrosiva e incrustante
L3S LG 227	Corrosiva
L4 LG 217	Corrosiva e incrustante

Una arena de un yacimiento es corrosiva y/o incrustante si los fluidos que en ella se encuentran tienen la capacidad para desarrollar estos procesos, de tal forma, el agua de formación que posee una gran cantidad de minerales disueltos le dan la conductividad eléctrica que la hace un "electrolito", siendo esto un factor esencial para la corrosión, y bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, esos minerales pueden precipitar formando las incrustaciones. Así mismo la presencia de CO₂ y H₂S provenientes de la formación influyen en dichos procesos. Como se sabe, los yacimientos manejan condiciones de presión y temperatura diferentes, por lo tanto una arena en un determinado yacimiento, va a tener una mayor o menor tendencia al desarrollo de estos procesos dependiendo no solo de las características de sus fluidos sino también de la presión y temperatura.

Del total de las diecisiete arenas que se estudiaron, solo se clasificaron nueve porque no se tenía información en cuanto a las tendencias corrosivas y/o incrustantes del comportamiento de los otros pozos completados en ellas, por lo tanto establecer una clasificación no sería representativo.

4.1.6 Propuesta Del Tratamiento Químico Adecuado Para Los Pozos Productores Y Líneas De Transporte De Fluidos

Para la adecuada elección de un inhibidor de corrosión se debe tomar en cuenta conjuntamente la química del inhibidor con las condiciones del sistema.

De acuerdo a los resultados obtenidos de la simulación, los análisis de hierro reflejados en la tabla 4.5, el historial de la producción de agua y la vida útil de la tubería en la arena (Ver tabla A.5), los pozos que deben iniciar la aplicación de un tratamiento químico en fondo para la corrosión son LM 228, LG 538 y LG 246. En cuanto a las líneas de transferencia, las que requieren la aplicación de tratamiento químico para la corrosión son LM 225, LM 228, LG 250, LG 543 y LG 246.

Por otro parte, a los pozos GS 271, GG 212, MS 638, MS 641, LG 341, LG 377, LG 374, GS 260, GS 242 y GS 262, se les debe continuar el tratamiento químico que tienen en la actualidad, ya que como son bombas electrosumergibles, se debe proteger este equipo por su alto costo.

La selección del inhibidor de corrosión se basa en la relación agua/crudo, ya que se considera el tiempo de contacto de un punto dado del sistema con la fase predominante, por lo tanto como estos pozos tienen un alto corte de agua, el criterio de selección es orientado hacia un producto soluble en esta. A pesar de que la línea del LM 225 no tiene un corte de agua mayor a 80% (tabla 4.7), se debe inyectar un producto soluble en agua, ya que el fluido tiene baja velocidad y el patrón de flujo es estratificado, lo que indica que el agua es la fase que está en mayor contacto con la tubería, permitiendo así la formación de la capa protectora.

Tabla 23. Metodología para la aplicación del inhibidor de corrosión en pozos y líneas de transferencia

	Pozo	Velocidad de corrosión (mpy)	% Agua	Tipo inhibidor	Concentración (ppm)
Fondo	LM 228	110,85	90,88	Soluble en agua	50
	LG 538	72,40	92,49	Soluble en agua	50
	LG 246	74,06	98,00	Soluble en agua	50
Línea	LM 225	72,30	78,20	Soluble en agua	50
	LG 250	81,80	96,00	Soluble en agua	50
	LG 543	73,30	94,00	Soluble en agua	50
	LM 228	45,96	90,88	Soluble en agua	50
	LG 246	81,15	98,00	Soluble en agua	50

4.2. Conclusiones

1. Los pozos con mayor tendencia corrosiva son LM 228, LG 246 y LG 538 con valores superiores a los 70 mpy.

2. Las líneas de transferencia con mayor tendencia a la corrosión son las de los pozos MS 638, GS 242, LM 225, LM 228, LG 250, LG 543, LG 246 y MS 641, con valores superiores a los 70 mpy.
3. El pozo LG 341 tiene tendencia a formar incrustaciones severas, mientras que los pozos LG 377, GS 260, GS 242 y LG 331 solo tienen probabilidad de ocurrencia de este proceso.
4. Los potenciales de corrosión de los pozos estudiados arrojaron, en su mayoría, velocidades de corrosión entre moderada y severa.
5. Los mayores potenciales de incrustación se encontraron en pozos que utilizan bombas electrosumergibles.
6. Se estudiaron 27 pozos productores del campo Dación, desde el fondo del pozo hasta la llegada al múltiple.
7. De los pozos estudiados, dos fueron estudiados por cambio de zona y los otros por presentar tendencias corrosivas y/o incrustantes.
8. Los porcentajes de CO₂ y concentración de H₂S medidos en la fase gas de los pozos del campo Dación se encuentran entre 1,0-14,0%, y 1-240 ppm respectivamente.
9. De acuerdo a la relación entre la presión parcial de CO₂ y la presión parcial de H₂S, el mecanismo de corrosión predominante es por CO₂.
10. La mayoría de los pozos en el campo Dación tienen elevados cortes de agua.
11. La alcalinidad de las aguas se encuentran entre los 350 y 1300 ppm, y es por esto que el pH oscila entre 6,5 y 7,7.

12. El agua de formación en los pozos estudiados tienen alta dureza, ya que tienen valores de carbonato de calcio entre los 450 y 3000 ppm, y las concentraciones de cloruros oscilan entre 10.000 ppm y 30.000 ppm.

13. La concentración del ion hierro en el agua, afirma el desarrollo de procesos corrosivos.

14. Las arenas de yacimiento T LM 202, U1 LG 206, T LG 206, A6M,8; LG 238, A6I GS 122, TL GG613 y L4 LG 217 tienen tendencias corrosivas e incrustantes.

15. Las arenas de yacimiento A6U GS 92 y L3S LG 227 tienen tendencias corrosivas.

16. Los pozos que necesitan la aplicación de un tratamiento químico son LM 228, LG 246 y LG 538.

17. Las líneas de transferencia que necesitan la aplicación de tratamiento químico son LM 225, LM 228, LG 250, LG 543, LG 246.

18. Las tendencias corrosivas e incrustantes de estos pozos se deben a los altos cortes de agua y sus características fisicoquímicas, y a la presencia de CO₂ y H₂S.

4.3. Recomendaciones

1. Realizar análisis bacteriológico en las líneas de transferencia que tienen bajas velocidades de líquido.

2. Hacer monitoreo de hierro a los pozos que no se les aplicará tratamiento químico.

3. Colocar cupones de corrosión en los pozos y líneas de transferencia para un mejor monitoreo de la corrosión.
4. Mantener un seguimiento periódico de las condiciones operativas en los pozos, así como de las propiedades fisicoquímicas del agua ya que todo esto influye en los potenciales corrosivos e incrustantes.
5. Llevar registros detallados de las correcciones de filtraciones o fallas en las líneas de transferencia, con el fin de descartar cualquier tipo de falla que no sea por corrosión interna.
6. Los pozos que requieren de un producto de inhibición tanto para la incrustación como para la corrosión, se recomienda, la adición simultánea de un producto químico para tratar el proceso que predomine.
7. Monitorear los residuales del producto químico empleado con el fin de medir su efectividad.

BIBLIOGRAFÍA

1. Márquez R., **“Estudio conceptual de corrosión e incrustación por aguas de formación en las estaciones GED- 3,6 y 14”**. Trabajo de Grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz Venezuela **(2001)**.
2. Mata M., **“Evaluación de la corrosión en las líneas de flujo de pozos productores de gas condensado”**. Trabajo de Grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz Venezuela **(2003)**.
3. Rodríguez J., **“Mejoras en la resistencia a la corrosión interna en tuberías que transportan crudo y/o gas en el distrito sur San Tome PDVSA”**, Trabajo de Grado, Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz Venezuela **(2004)**.
4. Ávila J. y J. Genescá, **“Más allá de la herrumbre”**, (Colección La Ciencia desde México, núm. 9), México **(1986)**.
5. Fontana M., **“Corrosion Engineering”**, McGraw-Hill Book., 3era Edición, New York **(1986)**.
6. Palacios C., **“Corrosión”**, manual técnico de PDVSA **(1999)**.
7. **“Mecanismos de corrosión en sistemas de producción del campo Dación”**, documento técnico de PDVSA **(2008)**.
8. Guayapero V., **“Estudio del proceso de corrosión generado en la tubería de producción de los pozos JOA, área Jobo 02,**

Morichal". Trabajo de Grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz Venezuela (2004).

9. Pachón J. y Xiques J., "Estrategia de control de corrosión interior en plantas de crudo y gas". [En línea] 27 de mayo de 2010. Disponible en: ↵

www.tecnologiatotal.net/Corrosion_Interior.pdf

10. Guerra C., "**Corrosión en instalaciones petroleras**", Consultores de ingeniería ESP OIL, El Tigre (2003).

11. Metal Samples Corrosion Monitorin Systems, "**Introducción al Monitoreo de Corrosión**", Munford, Alabama (2004).

12. Roberge P., "**Handbook of corrosion engineering**", McGraw-Hill Book, New York (1999).

13. Rincon J., "**Biocorrosion: Amenaza a la integridad de sistemas petroleros**". [En línea] 18 de febrero de 2010 (2009). Disponible en: ↵
http://www.petroleo.com/pi/secciones/PI/ES/MAIN/IN/ARTICULOS/doc_68300_prnIN04.html?idDocumento=68300

14. Donoso J., "**Deposición de inorgánicos**", Grupo Investigación de Depositaciones Orgánicas e Inorgánicas (GIDOI), Neiva (2004).

15. "**Incrustaciones: Su naturaleza, Formación y Tratamiento**", Documento técnico Lipesa, Caracas (2000).

16. Moya M., "**Evaluación del efecto del inhibidor de incrustaciones L-185 como agente reductor de agua en pozos de las unidades de explotación liviano y pesado, distrito sur San**

Tome". Trabajo de Grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz Venezuela **(2005)**.

17. Aguirre E. y Vivas Y., "**Completacion de pozos petroleros**". Manual técnico de Operaciones en Plantas Petroleras de la empresa PETROUCV.

18. "**Química del agua**", documento técnico LIPESA **(2005)**.

19. Gutti J., "**Interpretación de análisis de aguas**", documento técnico de Champion Technologies.

20. "**Principio de la corrosión**". Manual técnico de Galp energía.

21. "**Tecnología básica del agua de campos petroleros**", documento técnico de Nalco **(1999)**.

22. Crabtree M., Eslinger D., "**La lucha contra las incrustaciones: Remoción y prevención**". Oilfield review.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO

TÍTULO	"Estimación del potencial incrustante y corrosivo en pozos productores y líneas de transferencia del campo Dación, San Tome"
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Guevara M, María F.	CVLAC: V-18.454.349 E MAIL: maria_fguevara@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

Corrosión

Incrustación

Pozos

Líneas de transferencia

Agua

Tratamiento químico

Perfil de velocidad de corrosión

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y ciencias aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

En el campo Dación, la producción de agua es muy alta en comparación con la de crudo, hecho que genera problemas operacionales, y es por esto que resulta necesario el estudio de las tendencias corrosivas e incrustantes en pozos y líneas de transferencia. Para ello se seleccionaron 27 pozos, a los cuales se les hicieron simulaciones para obtener los perfiles de velocidades de corrosión e incrustación en fondo de pozo y los perfiles de corrosión en líneas de transferencia con el fin de clasificar las principales arenas del campo según el desarrollo de estos dos procesos y proponer el tratamiento químico adecuado. Se determinó que las arenas T LM 202, U1 LG 206, T LG 206, A6M,8; LG 238, A6I GS 122, TL GG613 y L4 LG 217 tienen tendencias corrosivas e incrustantes, y las arenas A6U GS 92 y L3S LG 227 tienen tendencias solamente corrosivas. También se determinó que es necesario iniciar la aplicación de tratamiento corrosivo a los pozos LM 228, LG 246 y LG 538, y en las líneas de transferencias de los pozos LM 225, LM 228, LG 250, LG 543, LG 246, ya que en todos ellos se determinaron severas velocidades de corrosión.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y**ASCENSO:****CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Moncada, Fidelina	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	V- 13.366.691			
	E_MAIL	fidelinam@gmail.com			
	E_MAIL				
Torres, Yusila	ROL	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	V-10.942.030			
	E_MAIL	torresyd@pdvsa.com			
	E_MAIL				
Parra, Frank	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V-8.265.531			
	E_MAIL	frankparrag@gmail.com			
	E_MAIL				
Arias, Ronald	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V – 13.498.859			
	E_MAIL	ronaldariasc@gmail.com			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	08	10
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Estimación potencial incrustante y corrosivo.doc	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J
K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u
v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: (OPCIONAL)

TEMPORAL: (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Químico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Ingeniería de procesos

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente. Núcleo de Anzoátegui

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

DERECHOS

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de Trabajo de Grado de la Universidad de Oriente: "Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados por otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario".

Guevara M, María F

AUTOR

Moncada, Fidelina

TUTOR

Parra, Frank

JURADO

Arias, Ronald

JURADO

Yraima Salas

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS