

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL INHIBIDOR DE
INCRUSTACIONES NO CONVENCIONAL A BASE DE *ALOE*
VERA (INTAV®) EN DIFERENTES SISTEMAS DE
PRODUCCIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Sosa Daniel A.
Para optar por el Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES NO CONVENCIONAL A BASE DE *ALOE* *VERA* (INTAV®) EN DIFERENTES SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Carlos Gil

TUTOR INDUSTRIAL: MSc. Elluz Torín

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Sosa Daniel A.
Para optar por el Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2012

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el bachiller Daniel Sosa, titulado:

“Evaluación del desempeño del inhibidor de incrustaciones no convencional a base de *Aloe vera* (INTAV®) en distintos sistemas de producción de la industria petrolera nacional”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Violeta Wills
Jurado

Prof. René Rojas
Jurado

Prof. Carlos Gil
Tutor Académico

DEDICATORIA

A mamá y a papá, por estar sin condiciones.

A mis momentos más difíciles.

AGRADECIMIENTOS

A Dios y a la Vida, el primero por dejarme vivir, y la segunda por dejarme vivirla. A Don Bosco y a María Auxiliadora, por cuidarme y guiarme.

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela, de quien me enamoré, en donde aprendí de mi carrera y de tantas otras cosas.

A mi Negra y a Sosa, que no importa lo que pueda decir aquí, que han dicho más sus regaños, sus abrazos, nuestros llantos, nuestras risas. Ustedes dos son mi todo, y yo he intentado serlo todo para ustedes. Ojalá cuando lean estos sientan un poco de lo que yo estoy sintiendo al escribirlo. Les estoy eternamente agradecido, los amo. Este logro es de todos nosotros.

A Carlos, por soportarme todos estos años, y sobre todo en estos últimos días por acostarse siempre tarde, no tiene idea de cuánto me ayudó verlo cerca mientras intentaba avanzar.

A mi familia, sería difícil incluirlos a todos por cuestiones de espacio. Jamás olvidaré todo lo que han hecho por mí desde que recuerde, por todos los detalles les doy las gracias, no podría estar más orgulloso de mis dos apellidos. A mi Abuela Isabel, por enseñarme muy a su manera cosas que solo alguien que ha llevado su vida puede enseñar. Te admiro y respeto, y amo.

A Ana, simplemente por ser mi favorita y todo lo que eso significa.

A las personas que me ayudaron incondicionalmente en Intevp: a Rosa por darme la oportunidad, a Elluz por ayudarme, comprender y no desistir, sobre todo en ciertos momentos. A María, por estar siempre dispuesta a ayudarme, por su orden y diligencia.

Al Profesor Carlos Gil, que aunque fue poco nuestro contacto, me ayudó sin problemas, siempre estando a la orden.

A mis amigos que son mis hermanos: Julia, Michael, Andrés, Samuel, Joey, Juan, Aleida, Jesús, Alexis, Yosi, Jhoushuam, Eynara, Robersy. Por estar siempre.

A mis amigos que conocí en la Universidad: Gloriana, Luis, Juancho, Dayne y Yusi. Siempre estuvimos juntos, en las buenas y en las que no lo fueron tanto.

A mis mujeres: Reina, por llegar a la alegría, porque aquellos suspiros fueron el comienzo del “a lo loco”. A Lulú, por ser el prototipo de mujer perfecta, por esa actitud, por nuestras tardes de café y galletas. A mi Desa, que llegó de última pero que llegó con todo, que conmigo no te duermes, por todo lo que nos queda por hacer juntos.

A Keith, que ha sabido ser mi apoyo, y se ha apoyado en mi, sin ti este último año hubiese sido muchísimo más difícil. Por todas las cosas que has hecho por mí sin yo pedirlo. Por ser más. Gracias, te amo!

A María porque simplemente es ella conmigo, así como yo con ella. Por estar enfocados siempre hacia el mismo lugar, por nuestros planes, por nuestro amor que no es cualquier cosa. Gracias por todo lo que viene.

A Alicia, por todo lo que es, por quererme, por estar siempre tan cerca, es una bendición tenerte.

A Kathy, por los años compartidos, por estar incluso cuando no debió. Por ayudarme de una forma que jamás entenderá. Te quiero.

A Glodi, por enseñarme más que cualquier clase a la que haya asistido. Quierote.

Sosa T., Daniel A.

**EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL INHIBIDOR DE
INCRUSTACIONES NO CONVENCIONAL A BASE DE *ALOE VERA*
(INTAV®) EN DIFERENTES SISTEMAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA
NACIONAL**

**Tutor Académico: Prof. Carlos Gil. Tutor Industrial: MSc. Elluz Torín. Tesis.
Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año
2012, 157 p.**

Palabras Claves: antiincrustante, incrustaciones, carbonato de calcio, secuestrante de sulfuro de hidrógeno, oleoducto, INTAV®, Campo San Joaquín, *Aloe vera*.

Resumen. El presente trabajo investigativo tiene como objetivo evaluar el desempeño del inhibidor de incrustaciones a base de *Aloe vera* INTAV®, con la finalidad de obtener resultados que permitan apalancar la masificación del producto. Para la evaluación a escala de laboratorio se contó con agua de producción de cinco pozos del Campo Moporo (División Occidente), mientras que de la División Oriente se contó con muestras de agua de una Planta de Inyección de Agua Salada, ubicada en el Campo San Joaquín, de una Planta de Inyección de agua a Yacimiento (costa afuera), perteneciente al Campo Corocoro, y de un oleoducto ubicado en San Tomé. El cálculo teórico del índice de saturación y la interpretación de la tendencia incrustante de cada agua de producción reveló que el método predictivo que mejor se adapta a la configuración química de estas, resulta ser Stiff-Davis; en contraste, el método de Puckorius en ninguno de los casos predijo la tendencia incrustante de alguna de las muestras. La evaluación de la capacidad del INTAV® de retener calcio en solución se llevó a cabo realizando ensayos de incrustación. Los resultados obtenidos de estos demuestran las propiedades del producto, registrándose porcentajes de retención de calcio en solución máximos entre 58 y 98%, logrando el INTAV® incluso superar el desempeño de antiincrustantes comerciales evaluados mediante ensayos de incrustación. Se realizaron pruebas de compatibilidad entre el INTAV® y los aditivos químicos empleados en algunos de los sistemas seleccionados, concluyéndose que la interacción entre el antiincrustante a base de *Aloe vera* y el secuestrante de sulfuro de hidrógeno empleado en la Planta de Inyección de Agua Salada causa una caída en el desempeño del antiincrustante, mientras que al evaluar la interacción entre el INTAV® y cinco distintos aditivos químicos empleados en la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento (costa afuera), no ocurre una disminución significativa del desempeño del inhibidor de incrustaciones. Para la evaluación del producto en campo se seleccionó al oleoducto ubicado en San Tome; durante todo el tiempo de prueba (4 semanas), el INTAV® mostró excelentes resultados, logrando evitar la formación de carbonato de calcio incluso a la menor dosificación evaluada. Adicionalmente, se evaluó la sinergia entre el inhibidor de incrustaciones no convencional y un antiincrustante comercial, determinándose que este último sufre una caída en su desempeño debido a la interacción con el INTAV®.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS	xii
ÍNDICE DE TABLAS	xvii
ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS	xix
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.1 Planteamiento del problema	3
1.2 Objetivos	6
Objetivo General.....	6
Objetivos Específicos.....	6
1.3 Justificación	7
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	10
2.1 Antecedentes	10
2.2 Bases teóricas	17
2.2.1 Aguas de producción.....	17
2.2.2 Características de aguas subterráneas.....	18
2.2.3 Aseguramiento de flujo.....	22
2.2.4 Incrustaciones.....	22
2.2.5 Formación de incrustaciones.....	23
2.2.6 Mecanismos de nucleación.....	24
2.2.7 Formación y precipitación de CaCO_3	26
2.2.8 Características del CaCO_3	27
2.2.9 Factores que controlan la precipitación de CaCO_3	29
2.2.10 Predicción de la tendencia de formación de incrustaciones de CaCO_3	32
2.2.11 Remoción de incrustaciones.....	38
2.2.12 Inhibición del fenómeno incrustante.....	39
2.2.13 Bio-inhibidores de incrustaciones e INTAV®.....	41
2.2.14 <i>Aloe vera</i>	41
2.2.15 Sulfuro de hidrógeno (H_2S) y aditivos secuestrantes.....	44
2.2.16 Otros aditivos químicos empleados durante la producción de hidrocarburos.....	46
CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO	49

3.1 Tipo de investigación	49
3.2 Recopilación de información	49
3.3 Plan experimental	50
3.3.1 Cálculo del índice de saturación de aguas de diferentes sistemas de producción de la industria petrolera nacional.....	51
3.3.2 Evaluación del inhibidor de incrustaciones a base de <i>Aloe vera</i> (INTAV®), a escala laboratorio bajo Norma NACE TM 0374-2007, con aguas de producción.....	52
3.3.3 Evaluación de los inhibidores de incrustación comerciales empleados en los sistemas seleccionados, a escala laboratorio bajo Norma NACE TM 0374-2007, con aguas de producción.....	56
3.3.4 Evaluación de la compatibilidad entre el inhibidor de incrustaciones INTAV® y los productos químicos aplicados en los sistemas de producción evaluados.....	57
3.3.5 Evaluación en campo del inhibidor de incrustaciones INTAV® en la línea de distribución de PDVSA Gas San Tomé	60
3.3.6 Determinación de la sinergia del uso simultaneo del INTA® y un inhibidor de incrustaciones comercial a escala laboratorio bajo norma NACE TM 0374-2007.....	66
3.3.7 Ampliación del protocolo para la aplicación y evaluación del inhibidor de incrustaciones a base de <i>Aloe vera</i> (INTAV®) en la industria petrolera.....	67
 CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y ANÁLISIS	70
4.1 Cálculo del índice de saturación de aguas de producción de los sistemas a evaluar	70
4.1.1 Cálculo del índice de saturación del agua de producción de los Pozos ubicados en el Campo Moporo, División Occidente.....	70
4.1.2 Cálculo del índice de saturación del agua de producción de la Planta de Inyección de Agua Salada, ubicada en el Campo San Joaquín, División Oriente.....	74
4.1.3 Cálculo del índice de saturación del agua de producción del Sistema de Inyección de Agua a Yacimiento, Campo Corocoro, Costa Afuera, División Oriente.....	76
4.1.4 Cálculo del índice de saturación del agua de producción del oleoducto operado por PDVSA Gas, ubicado en San Tomé, División Oriente.....	79

4.2 Evaluación del inhibidor de incrustaciones a base de <i>Aloe vera</i> (INTAV®), a escala laboratorio bajo norma NACE TM 0374-2007, con aguas de producción.....	82
4.2.1 Evaluación de la eficiencia del inhibidor de incrustaciones INTAV®, empleando aguas de producción proveniente de pozos ubicados en el Campo Moporo, División Occidente.....	82
4.2.2 Evaluación de la eficiencia del inhibidor de incrustaciones INTAV®, empleando agua de producción proveniente de la Planta de Inyección de Agua Salada (en tierra), Campo San Joaquín, División Oriente.....	92
4.2.3 Evaluación de la eficiencia del inhibidor de incrustaciones INTAV®, empleando agua de producción proveniente de la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento (costa afuera), Campo Corocoro, División Oriente.....	96
4.2.4 Evaluación de la eficiencia del inhibidor de incrustaciones INTAV®, empleando agua de producción proveniente de un oleoducto de PDVSA Gas, ubicado en San Tomé.....	98
4.3 Evaluación de los inhibidores de incrustación comerciales empleados en los sistemas de producción seleccionados, bajo norma NACE TM 0374-2007, con aguas de producción.....	103
4.3.1 Evaluación de la eficiencia del inhibidor de comercial empleando en la Planta de Inyección de Agua Salada (en tierra), Campo San Joaquín, División Oriente, empleando agua de producción del sistema.....	103
4.3.2 Evaluación de la eficiencia del inhibidor de comercial usado en el oleoducto operado por PDVSA Gas, ubicado en San Tomé, empleando agua de producción del sistema.....	105
4.4 Evaluación de compatibilidad entre el inhibidor de incrustaciones INTAV® y aditivos empleados en campo.....	109
4.4.1 Evaluación de compatibilidad entre el antiincrustante INTAV® y el secuestrante de H ₂ S empleado en la Planta de Inyección de Agua Salada (en tierra), ubicada en el campo San Joaquín.....	109
4.4.2 Evaluación de compatibilidad entre el antiincrustante INTAV® y los aditivos empleados en la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento (costa afuera), ubicada en el campo Corocoro	112

4.5 Evaluación en campo del inhibidor de incrustaciones a base de <i>Aloe vera</i> (INTAV®) en oleoducto operado por PDVSA Gas, ubicado en San Tomé	114
4.5.1 Revisión de la información asociada al oleoducto.....	114
4.5.2 Inspección pre-prueba de campo.....	117
4.5.3 Parámetros a seguir durante la evaluación del INTAV®....	118
4.5.4 Evaluación en campo del inhibidor de incrustaciones INTAV®.....	117
4.5.5 Efecto del pH de los inhibidores de incrustaciones comercial e INTAV® sobre el agua de producción del oleoducto.....	129
4.5.6 Evaluación a escala laboratorio de la velocidad de corrosión en presencia de los inhibidores de incrustaciones comercial e INTAV®.....	130
4.6 Determinación de la sinergia del uso simultáneo del INTAV® y un inhibidor de incrustaciones comercial a escala laboratorio bajo norma NACE TM 0374-2007	132
4.7 Ampliación del protocolo para la aplicación y evaluación del inhibidor de incrustaciones a base de <i>Aloe vera</i> (INTAV®) en la industria petrolera	139
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	143
CAPÍTULO VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	147
APÉNDICES	151
Apéndice A: Norma NACE TM 0374-2007	152

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Rol del agua durante la producción de hidrocarburos.....	18
Figura 2.2. Pozo del Estado Barinas afectado por incrustaciones de CaCO ₃	23
Figura 2.3. Proceso de formación de incrustaciones	24
Figura 2.4. Formación de incrustaciones por nucleación homogénea	25
Figura 2.5. Formación de incrustaciones por nucleación heterogénea	26
Figura 2.6. Distintas morfologías cristalinas para el CaCO ₃ no hidratado, obtenidas por Microscopía Electrónica de Barrido.	28
Figura 2.7. Arreglos cristalinos de las distintas formas deshidratadas de CaCO ₃	28
Figura 2.8. Solubilidad del CaCO ₃ en función de la estabilidad termodinámica).....	29
Figura 2.9. Variación de la solubilidad del CaCO ₃ respecto a la temperatura	31
Figura 2.10. Representación de los mecanismos de acción de inhibidores de incrustaciones químicos	40
Figura 2.11. Estructura de la hoja de <i>Aloe vera</i>	42
Figura 2.12. Principales compuestos presentes en la hoja de <i>Aloe vera</i>	42
Figura 2.13. Modelo molecular propuesto de los polisacáridos presentes en el gel del <i>Aloe vera</i>	43
Figura 2.14. Esquema del modelo de la caja de huevo	43
Figura 3.1. Montaje del equipo usado para la evaluación de inhibidores de incrustación	53
Figura 3.2. Montaje del sistema de filtrado.....	54
Figura 3.3. Equipo necesario para la evaluación de compatibilidad entre el secuestrante de H ₂ S y el INTAV®	59
Figura 3.4. Dimensiones de probeta de corrosión empleada en los ensayos por pérdida de peso	63
Figura 3.5. Equipo empleado para los ensayos de potencial corrosivo	63
Figura 3.6. Medidas necesarias para calcular el área expuesta del cupón	66
Figura 4.1. Contenido de calcio en solución al finalizar ensayos de incrustación empleando INTAV®, Pozo A.....	83

Figura 4.2. Contenido de calcio en solución al finalizar ensayos de incrustación empleando INTAV®, Pozo B	85
Figura 4.3. Espectro EDS para muestra de sólidos, Pozo B. Ensayo con 25 ppm de INTAV®.....	86
Figura 4.4. Contenido de calcio en solución al finalizar ensayos de incrustación empleando INTAV®, Pozo C	87
Figura 4.5. Espectro EDS para muestra de sólidos, Pozo C.....	88
Figura 4.6. Contenido de calcio en solución al finalizar ensayos de incrustación empleando INTAV®, Pozo D	89
Figura 4.7. Espectro EDS para muestra de sólidos, Pozo D.	90
Figura 4.8. Contenido de calcio en solución al finalizar ensayos de incrustación empleando INTAV®, Pozo E	91
Figura 4.9. Contenido de calcio en solución al finalizar ensayos de incrustación empleando INTAV®, Planta de Inyección de Agua Salada	93
Figura 4.10. Espectro EDS para muestra de sólidos, Planta de Inyección de Agua Salada, Campo San Joaquín.	94
Figura 4.11. Difractogramas obtenidos del análisis de sólidos formados durante ensayos de incrustación, Planta de Inyección de Agua Salada (en tierra), Campo San Joaquín.	95
Figura 4.12. Contenido de calcio en solución al finalizar ensayos de incrustación empleando INTAV®, Planta de Inyección de Agua A Yacimiento (costa afuera)	97
Figura 4.13. Contenido de calcio en solución al finalizar ensayos de incrustación empleando INTAV®, oleoducto PDVSA Gas, San Tomé	99
Figura 4.14. Espectro EDS para muestra de sólidos, oleoducto, San Tomé.	100
Figura 4.15. Difractogramas obtenidos del análisis de sólidos formados durante ensayos de incrustación, oleoducto, San Tomé.,	101
Figura 4.16. Microfotografías de sólidos formados durante ensayos de incrustación empleando agua del oleoducto ubicado en San Tomé.	102

Figura 4.17. Contenido de calcio en solución al finalizar ensayos de incrustación empleando inhibidor de incrustaciones comercial, Planta de Inyección de Agua Salada.....	104
Figura 4.18. Espectro EDS para muestra de sólidos, Planta de Inyección de Agua Salada, antiincrustante comercial.....	105
Figura 4.19. Contenido de calcio en solución al finalizar ensayos de incrustación empleando inhibidor comercial, oleoducto operado por PDVSA Gas, San Tomé.....	106
Figura 4.20. Espectro EDS para muestra de sólidos, oleoducto San Tomé, antiincrustante comercial.....	107
Figura 4.21. Difractograma obtenido de análisis de sólidos formados durante ensayos de incrustación, oleoducto, San Tomé. Inhibidor comercial ...	108
Figura 4.22. Microfotografías de sólidos formados durante la evaluación de antiincrustantes empleando agua del oleoducto, ubicado en San Tomé.....	108
Figura 4.23. Concentración de calcio en solución, prueba de compatibilidad entre INTAV® y secuestrante de H ₂ S comercial empleado en Planta de Inyección de Agua Salada, Campo San Joaquín.....	110
Figura 4.24. Capacidad de adsorción, prueba de compatibilidad entre secuestrante de H ₂ S comercial e INTAV TM	111
Figura 4.25. Concentración de calcio en solución, prueba de compatibilidad entre INTAV® y los aditivos empleados en la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento del Campo Corocoro.....	113
Figura 4.26. Esquema del sistema de producción.....	115
Figura 4.27. Depósitos inorgánicos encontrados en el oleoducto operado por PDVSA Gas, San Tomé.....	116
Figura 4.28. Difractograma de DRX obtenido del análisis de sólidos presentes en el oleoducto operado por PDVSA Gas, San Tomé.....	117
Figura 4.29. Diagrama de los puntos de dosificación y monitoreo en el sistema de producción.....	118

Figura 4.30. Estado de los cupones fijo y móvil empleados durante la evaluación del antiincrustante comercial	119
Figura 4.31. Resultados del análisis de los sólidos en la superficie del cupón fijo empleado para la evaluación del tratamiento antiincrustante comercial	120
Figura 4.32. Resultados del análisis de los sólidos en la superficie del cupón móvil empleado para la evaluación del tratamiento antiincrustante comercial.....	121
Figura 4.33. Montaje de cupón fijo para prueba con INTAV®	122
Figura 4.34. Estado de los cupones móviles al ser retirados cada semana de prueba.....	123
Figura 4.35. Resultados del análisis de los sólidos en la superficie del cupón móvil retirado luego de la primera semana de prueba.	124
Figura 4.36. Resultados del análisis de los sólidos en la superficie del cupón móvil retirado luego de la segunda semana de prueba.	124
Figura 4.37. Resultados del análisis de los sólidos en la superficie del cupón móvil retirado luego de la tercera semana de prueba.	125
Figura 4.38. Resultados del análisis de los sólidos en la superficie del cupón móvil retirado luego de la última semana de prueba.	125
Figura 4.39. Estado del cupón fijo al iniciar y finalizar la prueba de campo	127
Figura 4.40. Resultados del análisis de los sólidos en la superficie del cupón fijo retirado la última semana de prueba.	128
Figura 4.41. Velocidad de corrosión del INTAV® e inhibidor comercial de incrustaciones, en comparación con el blanco (sin inhibidor)	131
Figura 4.42 Resultados de la evaluación de la sinergia del uso simultáneo de INTAV® e inhibidor de incrustaciones comercial.....	133
Figura 4.43. Espectros EDS, determinación de sinergia entre antiincrustante comercial e INTAV®.	135
Figura 4.44. Difractogramas DRX, determinación de sinergia entre antiincrustante comercial e INTAV®,.....	136

Figura 4.45. Microfotografías MEB, determinación de sinergia entre antiincrustante comercial e INTAV®..... 137

Figura 4.46. Protocolo actualizado de aplicación y evaluación de INTAV® en campo..... 142

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Clasificación del agua según su dureza	21
Tabla 2.2 Interpretación del LSI.....	33
Tabla 2.3. Interpretación del RSI.....	34
Tabla 2.4. Resumen de los métodos predictivos de tendencia incrustante	37
Tabla 3.1 Sistemas seleccionados para evaluación.....	51
Tabla 3.2. Composición química de las salmueras sintéticas utilizadas para realizar ensayos de incrustación bajo la Norma Nace TM 0374-2007	52
Tabla 3.3. Evaluación de compatibilidad por cada sistema de producción evaluado	57
Tabla 4.1. Caracterización extendida del agua de producción de pozos del Campo Moporo, División Occidente	71
Tabla 4.2. Temperatura máxima de operación de los pozos del Campo Moporo	72
Tabla 4.3. Índices de saturación para el agua de producción de los pozos del Campo Moporo, División Occidente	73
Tabla 4.4. Caracterización extendida del agua de producción de la Planta de Inyección de Agua Salada, Campo San Joaquín, División Oriente.....	74
Tabla 4.5. Índices de saturación para el agua de producción de la Planta de Inyección de Agua Salada, Campo San Joaquín, División Oriente.....	75
Tabla 4.6. Caracterización extendida de la mezcla de aguas de producción y mar empleada de la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento, Campo Corocoro, Costa Afuera, División Oriente.....	77
Tabla 4.7. Índices de Saturación para la mezcla de aguas de producción y de mar empleada en la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento, Campo Corocoro, Costa Afuera, División Oriente.....	78
Tabla 4.8. Caracterización extendida del agua de producción del oleoducto operado por PDVSA Gas San Tomé, División Oriente	80
Tabla 4.9. Índices de saturación para el agua de producción de la línea de distribución de crudo operada por PDVSA Gas, San Tomé	81

Tabla 4.10 Aditivos empleados en la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento (costa afuera), Campo Corocoro.....	112
Tabla 4.11. Efecto del pH del inhibidor comercial e INTAV® sobre el agua de producción del oleoducto	129
Tabla 4.12 Pérdida de peso y velocidad de corrosión de los cupones evaluados.....	130

ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

A	Área
BBPD	Barriles Brutos Por Día
BNPD	Barriles de Petróleo Por Día
CA	Capacidad de Adsorción
ρ	Densidad de Material
DRX	Difracción de Rayos X
EDS	Espectroscopía de Energía Dispersiva
RSI	Índice de estabilidad de Ryznar
PSI	Índice de incrustación de Puckorius
LSI	Índice de saturación de Langelier
MEB	Microscopía Electrónica de Barrido
mpy	Mili pulgadas por año
n_{ads}	Moles adsorbidos
ppm	Parte por millón
PM	Peso molecular
TDS	Sólidos totales disueltos
t	Tiempo
v	Velocidad de corrosión

INTRODUCCIÓN

En la actualidad es notable el consumo mundial de combustibles fósiles. En el año 2011 el consumo de petróleo fue de 84,4 millones de barriles por día, lo que representa 2,65% más respecto al 2010, mientras que el consumo de gas natural, para el mismo año, fue de 3330,82 billones de metros cúbicos, que representa un incremento de 4,6% respecto al 2010 (British Petroleum, 2012). Las proyecciones muestran la misma tendencia en el incremento de la producción de hidrocarburos, teniéndose que para el 2035 la producción de petróleo y gas natural, respecto al 2010, aumentará en un 30,3% y 34,4% respectivamente (Energy Information Administration, 2011). Esto supone un crecimiento simultáneo de la producción de hidrocarburos para satisfacer en lo posible la creciente demanda de este tipo de combustibles.

Para lograr las tasas de producción de crudo y gas necesarias se explotan yacimientos que de manera espontánea o por recuperación mejorada producen a altas tasas de agua y sedimentos, y el problema es que cada vez que un pozo de gas o de petróleo produce agua, o que se utiliza inyección de agua para mejorar la recuperación, se pueden formar incrustaciones (Crabtree, et al, 1999), lo que puede conducir a la producción diferida de hidrocarburos y altos costos por mantenimiento y reparación de instalaciones.

PDVSA Intevep está orientada a generar soluciones tecnológicas integrales, con especial énfasis en las actividades de Exploración, Producción, Refinación e Industrialización de Hidrocarburos, en tal sentido ha desarrollado una tecnología que permite la inhibición del fenómeno de incrustaciones a través de un producto químico denominado INTAV®, formulado a partir de *Aloe vera* (Viloria, et al, 2007, 2010), lo que representa una solución innovadora ante la problemática por precipitación de compuestos inorgánicos y una manera de remediar la dependencia de productos provenientes del extranjero, además, tomando en cuenta factores no solo técnicos sino también ecológicos, el producto propuesto representa una opción biodegradable con

poca afectación al medio ambiente. Bajo este escenario, el siguiente trabajo está enfocado a evaluar la eficiencia del inhibidor de incrustaciones INTAV® en distintos sistemas de producción de la industria petrolera nacional, comprobando mediante pruebas de laboratorio su eficiencia de inhibición del fenómeno de incrustaciones, así como la compatibilidad del aditivo con los demás productos químicos de uso frecuentes en el campo, y, finalmente, poniendo a prueba al inhibidor de incrustaciones bajo condiciones reales de operación en una prueba de campo, todo esto con la finalidad de ampliar el rango de aplicación del INTAV®, e impulsar la posible masificación del producto.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

En este capítulo se presentan las bases conceptuales en que se fundamenta la realización de este trabajo investigativo, detallando el planteamiento del problema, el objetivo general, y los objetivos específicos que se pretenden alcanzar, así como la justificación del presente Trabajo Especial de Grado.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la industria petrolera los procesos que conllevan a la producción de gas y petróleo están asociados a la producción simultánea de agua, que estará sometida a distintas condiciones termodinámicas, cinéticas, e hidrodinámicas en su recorrido desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, y posteriormente, al pasar por las distintas instalaciones en superficie, puede llegar a originar variaciones del pH y saturación iónica de la fase acuosa producida. Tales cambios pueden inducir la formación de ciertos componentes inorgánicos como carbonatos de calcio y sulfatos de calcio y bario, entre otros, que, al sobrepasar un cierto límite de saturación, precipitan y se depositan en equipos e instalaciones de producción, generando lo que se conoce como incrustaciones.

Las incrustaciones contribuyen al desgaste y corrosión de los equipos y a la restricción de flujo, resultando en la disminución de producción de gas y petróleo, pudiendo llegar a niveles críticos donde es necesario extraer equipos desde el fondo del pozo para su reemplazo, reperforación de los intervalos productivos, uso de fresadora para la limpieza de pozos con problemas, simulación de la formación petrolífera obstruida, acidificación matricial, y otros trabajos de reparación que generan altos desembolsos y pérdidas a la industria por producción diferida (Moghadasi, et al, 2003). Igualmente ocurre con los equipos e instalaciones de

superficie que al verse afectados por la presencia de incrustaciones ameritan acondicionamiento o reemplazo.

En los casos donde la formación de incrustaciones ha tenido lugar, se solventa la situación por métodos químicos, mediante disoluciones ácidas, y por métodos físicos, mediante equipos mecánicos. De los tratamientos anteriormente citados, los químicos suelen tener problemas desde el punto de vista operativo mientras que los físicos resultan sumamente costosos (Carrasquero, 2008).

Actualmente, uno de los métodos más empleados en la industria petrolera para mitigar esta problemática, es el uso de agentes químicos denominados inhibidores. La función de este tipo de aditivos es mantener en solución los compuestos de material inorgánico presentes en las aguas de sistemas de producción, siendo al mismo tiempo compatibles con los demás aditivos usados en campo para el aseguramiento de flujo (desemulsificantes, inhibidores de corrosión y dispersantes de asfáltenos, entre otros). Los antiincrustantes pueden actuar mediante varios mecanismos como, inhibición de crecimiento, dispersión, y cambios de morfología cristalina (Castillo, 2008). Generalmente, los inhibidores de incrustación están formulados a partir de fosfatos y fosfonatos o de polímeros como el ácido poliacrílico y el ácido polimaleico. De estos compuestos, los primeros han sido severamente prohibidos debido a los altos niveles de ecotoxicidad que presentan, mientras que los segundos fallan en alcanzar los mínimos requerimientos de biodegradación (Holt, et al, 2009), convirtiéndolos en opciones poco atractivas desde el punto de vista ecológico.

En la búsqueda de una solución a la problemática originada a raíz de la precipitación de material inorgánico en sistemas de producción de hidrocarburos, que además esté acorde con los principios de la química verde, PDVSA Intevep desarrolló un inhibidor de incrustaciones a base de *Aloe vera* denominado INTAV® (Viloria, et al, 2007, 2010). Este inhibidor ha sido evaluado en pruebas de laboratorio y campo, resultando ser efectivo en la prevención de la formación de incrustaciones incluso con una dosificación menor a las usadas con los inhibidores comerciales (Carrasquero,

2008; Castillo, 2008), además, el producto ha mostrado una alta compatibilidad con los aditivos comúnmente empleados a nivel de campo (Luongo 2009; Nadales, 2010; Lemoine, 2011), Adicionalmente, la formulación del INTAV® está basada en materia prima de origen natural, confiriéndole al producto final características de biodegradación, que lo hacen ambientalmente amigable.

En este Trabajo Especial de Grado se evaluará a escala laboratorio el desempeño del inhibidor de incrustaciones INTAV® haciendo uso de aguas de distintos sistemas de producción de la industria nacional de los hidrocarburos. En uno de estos sistemas se someterá al producto a condiciones reales de operación en una prueba de campo, con la finalidad de comprobar sus propiedades inhibidoras del fenómeno de incrustaciones en un escenario con características y propiedades distintas a las que se han evaluado anteriormente, ampliando así su rango de aplicación y permitiendo de esta forma impulsar la posible masificación del producto, en pro de la independencia tecnológica de la industria de los hidrocarburos en el aspecto de control de incrustaciones, y el consecuente aseguramiento del flujo de los volúmenes de gas y petróleo producidos.

El caso de estudio propuesto consiste en la aplicación del inhibidor de incrustaciones INTAV® en una de línea de flujo de transporte de crudo operada por PDVSA Gas San Tomé, ubicada en el Distrito San Tomé, en el Estado Anzoátegui. En este sistema se han presentado grandes inconvenientes por la presencia de incrustaciones de carbonato de calcio, requiriendo el reemplazo de una línea de flujo de 3,5 km., generando con ello egresos por el orden de los 2,5 millones de Bolívares (actuales), y gastos asociados al transporte de la producción diferida durante el tiempo de reemplazo de la línea

Con la finalidad de facilitar la evaluación y aplicación del antiincrustante a base de *Aloe vera* en instalaciones de la industria petrolera, en PDVSA Intevep fue desarrollado un protocolo para la aplicación de este producto (Torín, 2010). Sin embargo, se requiere ampliar el alcance de este documento, incluyendo etapas que no

han sido consideradas en estudios anteriores y que permitan una mejor evaluación del desempeño del producto a nivel de campo.

1.2 OBJETIVOS

Objetivo General

Evaluar el desempeño del inhibidor de incrustaciones no convencional a base de *Aloe vera* (INTAV®) en diferentes sistemas de producción de la industria petrolera nacional.

Objetivos Específicos

1. Calcular el índice de saturación de aguas de diferentes sistemas de producción de la industria petrolera nacional, para determinar la capacidad del agua de generar incrustaciones.
2. Evaluar a escala laboratorio bajo norma NACE TM -2007, con aguas de producción de diferentes sistemas de la industria petrolera nacional, el desempeño del inhibidor de incrustaciones a base de *Aloe vera* (INTAV®).
3. Evaluar a escala laboratorio bajo norma NACE TM 0374-2007, con aguas de producción de diferentes sistemas de la industria petrolera nacional, el desempeño del inhibidor de incrustaciones comercial empleado en tales sistemas.
4. Evaluar la compatibilidad entre el inhibidor de incrustaciones INTAV® y los productos químicos aplicados en los diferentes sistemas de la industria petrolera nacional evaluados.
5. Realizar una prueba de campo en la línea de distribución PDVSA Gas San Tomé con el inhibidor de incrustaciones a base *Aloe vera* (INTAV®).
6. Determinar la sinergia del uso simultaneo del INTAV® y un inhibidor de incrustaciones comercial a escala laboratorio bajo norma NACE TM 0374-2007.

7. Ampliar el protocolo para la aplicación y evaluación del inhibidor de incrustaciones a base de *Aloe vera* (INTAV®) en la industria petrolera.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La comercialización de los hidrocarburos depende en buena parte de los volúmenes de petróleo y gas que puedan ser producidos en un determinado contexto. Por requerimientos contractuales y de consumo interno nacional, estos volúmenes deberían generar tasas de producción estables y controlables. Entre los factores que influyen en la estabilidad de las tasas de producción se encuentra el aseguramiento del flujo de los hidrocarburos producidos. Este flujo puede restringirse debido a la presencia de incrustaciones en instalaciones y equipos de sistemas de producción, pudiendo verse afectada la capacidad de completar los volúmenes de gas y petróleo previstos y necesarios. Por esta razón se presenta la necesidad de emplear un método efectivo, técnicamente aplicable, y económicamente viable, que permita mitigar los efectos de la presencia de las incrustaciones en sistemas de producción de hidrocarburos.

La solución idónea consiste en prever la posibilidad de que ocurra la problemática. Uno de los métodos empleados consiste en determinar teóricamente la tendencia incrustante de las aguas de producción de un sistema, a través del cálculo del índice de saturación por medio de modelos matemáticos desarrollados para este fin (Cavano, 2005). Cuando se determina la posibilidad de formación de incrustaciones en un sistema de producción, se pueden tomar acciones para evitar el fenómeno y no incurrir en gastos por conceptos de reacondicionamiento y reemplazo de los equipos e instalaciones afectadas por la presencia de material incrustante.

Bajo este concepto, la inhibición química del fenómeno resulta ser una de las alternativas más factibles en la prevención de la formación de incrustaciones. En este sentido, PDVSA Intevep ha desarrollado un inhibidor de incrustaciones eficiente y ambientalmente amigable, denominado INTAV® (Viloria, et al, 2007, 2010).

Este producto ha mostrado un alto desempeño en la inhibición del fenómeno de incrustación, en pruebas de laboratorio y campo (Carrasquero, 2008; Castillo, 2008). Sin embargo, el desarrollo del antiincrustante INTAV® se considera una tecnología de uso reciente, por lo que aún es necesaria la profundización del estudio del producto con la finalidad de determinar su desempeño en distintos sistemas de producción de la industria petrolera nacional, ampliando así el rango de aplicabilidad del antiincrustante en pro de la masificación del mismo.

La determinación del desempeño del INTAV® como inhibidor de incrustaciones, contempla la evaluación del producto, primero, a escala de laboratorio, ya que por tratarse de una tecnología relativamente nueva no se tiene la completa certeza de las propiedades y limitaciones del producto al ser aplicado bajo ciertas condiciones. A nivel de laboratorio se puede determinar controladamente la eficiencia del antiincrustante, y compararla con las eficiencias alcanzadas por inhibidores de incrustación comerciales evaluados bajo las mismas condiciones. Adicionalmente, se puede estudiar la compatibilidad del antiincrustante a base de *Aloe vera* con los demás aditivos usados en campo para el aseguramiento de flujo.

Los resultados obtenidos a escala de laboratorio permiten aprobar el uso del inhibidor de incrustaciones INTAV® en la segunda etapa de estudio, que corresponde a la evaluación del producto bajo condiciones reales de operación a nivel de campo. La evaluación en campo se hace necesaria debido a que de esta manera se somete al producto a condiciones de operación reales que distan enormemente de aquellas en que se realizaron las pruebas de laboratorio.

Como caso de estudio, se propone la evaluación del desempeño del inhibidor de incrustaciones INTAV® en una línea de distribución de crudo ubicada en San Tomé, lo cual representa un tipo de sistema de producción donde no ha sido probado el producto. La presencia de material incrustante en este tipo de instalaciones genera altos gastos debido a los trabajos de limpieza y reacondicionamiento que deben hacerse para reactivar la circulación normal en la línea, de fallar estas opciones, la

única solución posible es el reemplazo parcial o total del oleoducto, lo que representa una opción aún más costosa que, además, hay que añadirle los gastos por concepto del transporte alternativo de la producción durante el tiempo de construcción de la nueva línea.

La prueba de campo permite precisar el desempeño del inhibidor bajo las condiciones de operación del sistema. Los resultados obtenidos de esta evaluación permitirán validar el uso del INTAV® como tratamiento antiincrustante en sistemas de producción similares.

El tratamiento antiincrustante alternativo (INTAV®) en ocasiones representa un reemplazo a tratamientos comerciales de inhibición de incrustaciones. Durante el proceso de sustituir un antiincrustante por otro es posible que ambos estén en contacto directo interactuando en el mismo medio (dependiendo de la técnica de aplicación del aditivo), este tipo de situación, y los efectos que se derivan de la misma, no han sido evaluados anteriormente, aún cuando esto podría representar una potencial problemática debido a la interferencia de las funciones de los antiincrustantes por incompatibilidad. Por este motivo, se propone en este trabajo investigativo la evaluación de este fenómeno para determinar cómo se ve afectado el desempeño del INTAV® en presencia de un inhibidor de incrustaciones comercial, y viceversa.

La evaluación del antiincrustante INTAV®, representa un proceso complejo en donde debe considerarse, organizar y jerarquizar las distintas etapas que permitan determinar, de manera eficiente y certera, el desempeño del antiincrustante a nivel de campo. Una evaluación ineficiente del producto podría generar una interpretación errónea de las propiedades del inhibidor. Debido a esto, se plantea la actualización del protocolo para la aplicación del inhibidor de incrustaciones a base de *Aloe vera* en sistemas de producción de la industria del gas y petróleo, con la finalidad de estandarizar y validar los procesos de aplicación y evaluación del producto en campo.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presentan los antecedentes relativos a trabajos e investigaciones previas relacionadas con el tema del presente Trabajo Especial de Grado, así como las bases teóricas que respaldan la investigación.

2.1 ANTECEDENTES

Se dispone de una serie de trabajos previos sobre el tratamiento de la problemática de incrustaciones y el uso de inhibidores no convencionales para su control.

- Nadales, R. (2011) **“Propuesta de tratamiento químico multifuncional basado en química verde caso Costa Afuera, Venezuela”**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.

En este trabajo se llevó a cabo una prueba de campo a escala piloto en un pozo ubicado en el oriente del país, empleando INTAV® grado industrial, lográndose inhibir la precipitación de carbonato de calcio durante el tiempo de duración de la prueba (30 días) incluso a menores dosis que las empleadas comúnmente para el tratamiento con antiincrustante comercial. Igualmente se evaluó el desempeño del INTAV® como inhibidor de hidratos en un sistema que permite la formación de hidratos de Tetrahidrofurano (THF), el producto presentó buenas propiedades para la inhibición de los hidratos al ser aplicado en concentraciones de 15% v/v. Al evaluar el potencial corrosivo del INTAV® grado industrial, se observó la disminución de la velocidad de corrosión desde 18 mpy (blanco) hasta 6,8 mpy, este efecto fue atribuido a la presencia de antraquinonas y resinas en la nueva formulación. Se concluyó que el INTAV® industrial es efectivo al ser aplicado como tratamiento químico multifuncional en la prevención de la formación de incrustaciones, hidratos y

corrosión, a una concentración de 15% v/v. Este Trabajo Especial de Grado aporta los primeros resultados del uso del INTAV® grado industrial.

- Torín, E. (2010) **“Factibilidad técnica de la manufactura, formulación y aplicación de un nuevo proceso industrial, del inhibidor de incrustaciones no convencional a base de polisacáridos naturales”**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.

Antes de presentarse este trabajo, PDVSA Intevep poseía la patente de un inhibidor de incrustaciones de materia prima grado alimenticio, que a pesar de haber resultado ser eficiente, su elaboración implicaba costos poco rentables para la industria. Torín presenta en este estudio la factibilidad técnica de un nuevo proceso industrial para la formulación, manufactura y aplicación de un inhibidor de incrustaciones no convencional a base de polisacáridos de grado industrial que considera el uso del gel, de la hoja entera y del acíbar del *Aloe vera*. Para la obtención de la materia prima se desarrollaron tres nuevos esquemas de proceso, uno convencional (escenario 1), otro considerando un tratamiento térmico (escenario 2), y otro usando un tratamiento enzimático (escenario 3). Por cada escenario se obtuvieron dos tipos de productos, una presentación en polvo, y otra concentrada, de ellos, los más eficientes fueron los productos en polvo del escenario 1 y los dos productos del escenario 3 con eficiencias de 77, 87, 88% respectivamente. Además, se hicieron pruebas a escala banco simulando condiciones operacionales de campo, empleando agua de producción de dos campos ubicados uno en estado Barinas y otro en Monagas, bajo estas condiciones se obtuvo que la mayor eficiencia corresponde, en ambos casos, al producto concentrado (hoja entera) del escenario 3 con 90 y 92% respectivamente, seleccionándose entonces este escenario como la formulación óptima. El nuevo proceso de producción del producto logró acortar hasta 5 etapas del proceso convencional. Este trabajo investigativo permitió obtener las características y propiedades que del INTAV® grado industrial.

- Villafañe, C. (2010) **“Estudio de las aguas de formación y producción: Gestión del riesgo por la problemática de incrustaciones”**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.

Este trabajo busca profundizar en los conocimientos sobre aguas de producción seleccionadas de diferentes campos que han presentado antecedentes de formación de incrustaciones. Se busca determinar comportamientos y características incrustantes en las aguas de producción, y, partiendo de esta información, generar acciones que mitiguen la problemática asociada al fenómeno de incrustaciones. También se propone la estructura de un Sistema de Gestión del Riesgo de Incrustaciones. Se seleccionaron once campos como áreas de estudio: Tía Juana, Punta Benítez, Páez-Mingo, Sinco, Hato, El Furrial, Santa Rosa, Santa Ana, Junín, Carabobo y Ayacucho.

Se generó una Matriz de Criticidad e igualmente Mapas TIA (mapa de tendencia incrustante de las aguas de producción y formación) de tres campos productores de petróleo que fueron identificados como zonas con antecedentes de precipitación y taponamiento por carbonato de calcio: Páez Mingo y Sinco pertenecientes a la División Centro Sur de PDVSA y El Furrial ubicado en la División Oriente. En el trabajo también se presentó un estudio a nivel de campo en El Furrial, donde se propuso la aplicación de las herramientas que conforman el Sistema de Gestión del Riesgo de Incrustaciones diseñado por el autor. Este trabajo muestra la importancia del estudio químico de las aguas de producción de sistemas de producción de hidrocarburos, y la consecuente interpretación de la tendencia incrustante de las mismas.

- Castillo, L. (2008) **“Escalamiento tecnológico de un inhibidor de incrustaciones a base de gel de *Aloe vera* para el aseguramiento de flujo en la industria del crudo y gas natural”**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela

En este Trabajo Especial de Grado se estudian las características físicas y químicas de diferentes geles de *Aloe vera* para identificar el rango de aplicación en que tales compuestos pueden ser usados como inhibidores del fenómeno de incrustaciones. Se

analizó la estabilización microbiológica del inhibidor y se probaron muestras de gel con diferentes grados de deshidratación, además, se determinó la tendencia incrustante en aguas de producción provenientes de los Distritos de Producción de PDVSA (Occidente, Oriente y Centro Sur), posteriormente se seleccionó un pozo en la División Centro Sur para el escalamiento de la tecnología de inhibición de incrustaciones a base de *Aloe vera*.

Se concluyó que el mecanismo de inhibición se puede describir por el modelo “caja de huevo” donde ocurre una modificación de la morfología cristalina. El inhibidor presentó eficiencias de moderadas a altas en las aguas de producción de Occidente, Oriente y Centro Sur estudiadas y se escogió un pozo de esta última área para realizar la prueba de campo debido a las facilidades técnicas para el seguimiento de la misma. La prueba duró 50 días y al final de estos no se observó presencia de sólidos incrustados, por lo que se comprueban las propiedades inhibidoras del gel evaluado. Se determinó también que el gel de *Aloe vera* deshidratado es más apto que el gel hidratado para la formulación del inhibidor de incrustaciones. Este trabajo muestra las propiedades del INTAV® grado alimenticio, y resultados del uso del producto en prueba de campo.

- Carrasquero, M. (2008) **“Estudio de un inhibidor de incrustaciones a base de gel de *Aloe vera* 40X para el aseguramiento del flujo en la industria de los hidrocarburos”**. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Carabobo.

En este trabajo se estudió la factibilidad técnica de un inhibidor de incrustaciones a base de gel de *Aloe vera* 40X (gel deshidratado 40 veces su peso), a fin de compararlo con otros inhibidores de *Aloe vera* y comerciales. Se caracterizó física y químicamente el gel 40X y se determinó un alto contenido de agua, por lo que se evaluó como inhibidor de incrustaciones un gel igualmente de *Aloe vera* 40X sin diluciones adicionales, obteniéndose eficiencias para el mismo entre 3% y 9% definiéndose un mecanismo de inhibición basado en la modificación de cristales. Se compararon estos niveles de eficiencia con aquellos obtenidos para inhibidores *Aloe*

vera de 1X y 200X, e inhibidores comerciales, resultando que la mayor eficiencia reportada fue de 79% usando el inhibidor de *Aloe vera* 200X, por lo cual se seleccionó este último para su evaluación en campo. Tal prueba se llevó a cabo en el Oriente del país. A partir de los resultados obtenidos de esta investigación, se concluye el desempeño del inhibidor de incrustaciones a base de *Aloe vera* según su nivel de deshidratación.

- Viloría, A., Inventor; Castillo, L., Inventor; García, J., Inventor; Biomorgi, J., Inventor. Intevap, S.A., Beneficiario. (2007) “**Aloe derived scale inhibitor**”. Estados Unidos, patente No.: US 2007/0281866 A1.

Se presenta un método para inhibición de incrustaciones en un sistema líquido de hidrocarburos. Se propone un inhibidor derivado del *Aloe vera* y las proporciones efectivas de mezcla con el sistema líquido a fin de evitar el fenómeno de incrustaciones. La formulación del producto consiste en gel de *Aloe* disuelto en agua en concentraciones entre 5 y 50% wt/wt, incluyendo polisacáridos que tienen una estructura de cadena de hidrocarbonada y grupos funcionales alcohólico y carboxílico que interactúan con iones divalentes. La patente detalla las características del INTAV® grado alimenticio.

- Mata, C. (2007) “**Polisacáridos naturales como agentes anti-incrustantes**”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Simón Bolívar.

En este Trabajo Especial de Grado se estudiaron las características fisicoquímicas de diferentes geles de *Aloe vera* con el fin de identificar el rango de aplicación de tales compuestos como inhibidores de incrustaciones. Se determinó el nivel de criticidad del fenómeno en aguas de producción con tendencia incrustante provenientes de los Distritos de Producción de PDVSA Occidente, Oriente y Centro-Sur. Se evaluaron inhibidores basados en geles de *Aloe vera* con diferentes grados de procesamiento y se compararon con productos sintéticos de uso común en la prevención de incrustaciones. Se determinó que el gel de *Aloe vera* 200X (gel deshidratado 200 veces su peso) presenta una estabilidad térmica hasta 100 °C y una eficiencia para

inhibir la formación de carbonato de calcio mayor que cualquiera de los inhibidores comerciales evaluados. La eficiencia del inhibidor se ve afectada al aumentar el nivel de saturación de calcio en el agua, y la temperatura. Se determinó que el mecanismo de inhibición viene asociado a la modificación morfológica de los cristales de carbonato de calcio, haciéndolos menos incrustantes. Este trabajo investigativo muestra los primeros avances en el desarrollo del inhibidor de incrustaciones a base del gel del *Aloe vera* y sus propiedades

- Castillo L. (2005) **“Estudio de la factibilidad técnica de aplicación de biopolímeros y efecto de las nanopartículas en el tratamiento de incrustaciones y corrosión en la industria del gas”**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.

La investigación tuvo como objetivo determinar la factibilidad técnica de utilizar un biopolímero para prevenir los fenómenos de corrosión e incrustaciones en la industria del gas natural, además de evaluar la sinergia de la aplicación con nanopartículas utilizadas en el endulzamiento del gas. En el trabajo se realizó la caracterización del biopolímero mediante análisis elemental infrarrojo, se buscó un solvente apropiado para aplicarlo y se estudió su estabilidad térmica y química, además, se determinó su peso molecular promedio y una concentración crítica (C^*) por medio del estudio del comportamiento reológico. Se concluyó que el biopolímero no fue corrosivo a las condiciones estudiadas aunque se presentaron daños al metal asociados a corrosión localizada. Como inhibidor de incrustaciones, el biopolímero demostró una eficiencia del 80%, en comparación a la de inhibidores comerciales que presentaron eficiencias entre 15% y 38% al ser sometidos a iguales condiciones de ensayo. Se concluyó también que el mecanismo de inhibición de formación de carbonato de calcio es la adsorción y aglomeración del material polimérico en la superficie del núcleo del cristal. Se demostró que el efecto de inhibición no se veía afectado por la presencia de nanopartículas usadas para el endulzamiento del gas. Este trabajo aporta resultados de la aplicación del inhibidor a base de *Aloe vera* en sistemas de producción de gas natural.

- Duplat, S.; Méndez, M.; Torres, L.; Martínez, I. (2002). **“Evaluación de la problemática de formación de incrustaciones en la UEY Furrial (Campo Furrial Este y Planta Deshidratación Jusepín)”**. Informe Técnico PDVSA - Intevep.

En el informe se presenta una evaluación de la tendencia incrustante del agua de diversos pozos pertenecientes a cinco diferentes yacimientos (Naricual Superior, Medio, Medio/Superior, Inferior y Cretaceo) del campo Furrial Este. Se jerarquizaron en una matriz de criticidad los pozos según su frecuencia de falla y tendencia incrustante, y se seleccionaron pozos candidatos a pruebas de campo con métodos anti-incrustantes químicos y/o físicos. Se evaluó también, mediante un ensayo de campo, la tendencia incrustante del agua producto de la deshidratación del crudo en una planta de Jusepín, encontrándose depósitos de CaCO_3 y poca tendencia corrosiva del agua. Este trabajo investigativo aportó el protocolo de evaluación de la problemática que surge a partir de la presencia de material incrustante en un sistema de producción de hidrocarburos real.

- Duplat, S.; Méndez, M. (2002). **“Métodos de control y remoción de incrustaciones de carbonato de calcio en instalaciones petroleras”**. Informe Técnico PDVSA – Intevep

En el informe se presenta una evaluación comparativa de los métodos disponibles para evitar la formación de incrustaciones de calcita y eliminar depósitos incrustantes ya existentes. Se presentan las ventajas de métodos físicos (tratamiento magnético del agua, recubrimientos internos poliméricos y control de presión y/o temperatura), métodos químicos (limpieza ácida y agentes quelantes), y métodos mecánicos (hidrojet, herramientas comunes de limpieza). Se estudió un caso específico en El Furrial y se propusieron pruebas de campo aplicando Tratamiento Magnético del agua e inhibición de incrustaciones. El trabajo aporta las primeras nociones sobre la presencia de incrustaciones en sistemas de producción de hidrocarburos, y muestra las distintas alternativas con las que se cuenta para solventar la problemática.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 Aguas de producción

El agua se encuentra en todos los campos de producción de hidrocarburos, y es el fluido más abundante en estos (Bailey, et al, 2000). En la mayoría de los campos maduros los volúmenes de producción de agua son enormes; en general se estima que por cada barril de petróleo se generan como mínimo tres barriles de agua (Arnold, et al, 2004).

El agua desempeña diferentes roles durante el proceso de producción de hidrocarburos (Figura 2.1). Durante la producción en hoyo (etapa 1) puede tenerse la presencia de agua “buena” que impulsa la producción de los hidrocarburos y es producida a una tasa inferior al límite económico de la relación agua/petróleo. En la misma etapa puede tenerse agua catalogada como “mala” la cual no aporta a la producción de petróleo, o bien el volumen producido de este no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo de esta agua. En superficie (etapas 2 y 3) el agua proveniente de la formación se separa del gas y el petróleo, y se somete a tratamientos químicos, parte del agua tratada será desechada, mientras que una porción pasará a la etapa de reinyección (etapa 4), contribuyendo al barrido del petróleo del yacimiento.

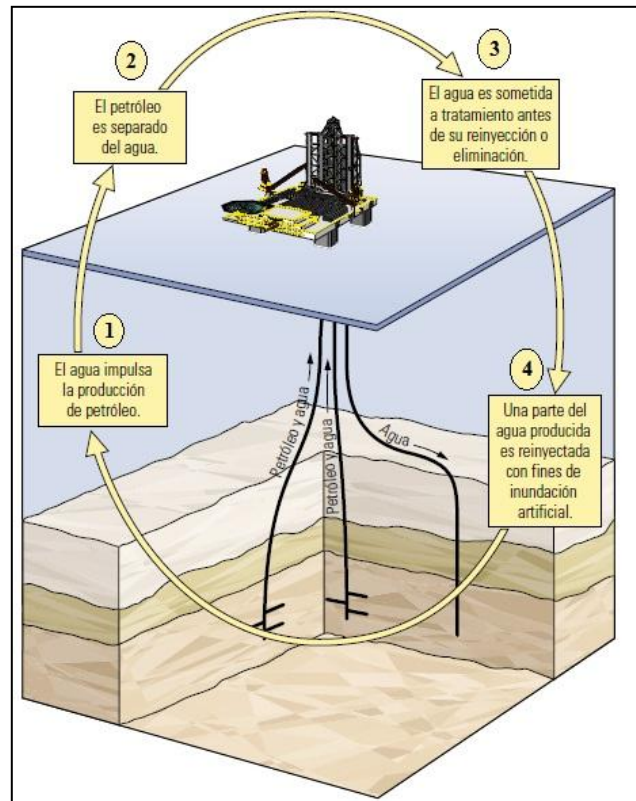


Figura 2.1. Rol del agua durante la producción de hidrocarburos (Arnold, et al, 2004)

Las técnicas modernas de evaluación de campos, combinadas con el manejo del ciclo del agua, permiten mejorar la rentabilidad, la productividad y el factor de recuperación de hidrocarburos del campo petrolero. Pero según se va incrementando la cantidad de agua asociada al crudo, se presentan mayores problemas en el manejo de los fluidos, siendo el más recurrente y el de mayor impacto en las operaciones, la formación y deposición de sólidos inorgánicos (Castillo, 2008).

2.2.2 Características del agua subterránea

La composición química del agua subterránea natural se define a partir de los análisis de las muestras recogidas adecuadamente y se cuantifica por medio de la concentración de cada constituyente analizado. Aunque son más de 50 los constituyentes y propiedades del agua subterránea natural que pueden encontrarse cuantificados en análisis químicos, por lo general, sólo se determinan entre 10 y 20 parámetros fundamentales (Porrás, 1985).

Aunque la composición media del agua subterránea suele considerarse invariable en un acuífero o porción del mismo, no debe olvidarse que las interacciones medio-agua, que determinan dicha composición, son procesos dinámicos que se desarrollan a ritmo diverso, tanto en el espacio como en el tiempo. En consecuencia, la composición del agua subterránea debe contemplarse con la perspectiva de su posible variación espacio-temporal. Una composición química concreta, por lo tanto, no queda completamente definida si no se refiere a un lugar y momento determinados.

A pesar de la gran variedad de los elementos presentes en el agua subterránea y la de sus concentraciones, estos han sido clasificados por su frecuencia de aparición y valor de concentración decrecientes. A continuación se presenta la clasificación:

- **Constituyentes mayoritarios**

Aniones: HCO_3^- , Cl^- , SO_4^{-2} , NO_3^- .

Cationes: Ca^{+2} , Mg^{+2} , Na^+ , K^+ , NH_4^+ .

Otros: CO_2 , O_2 , SiO_4H_4 ó SiO_2 .

- **Constituyentes minoritarios**

Aniones: F^- , S^{-2} , SH^- , Br^- , NO_2^- , PO_4^{-3} , BO_3^- .

Cationes: Mn^{+2} , Fe^{+2} , Li^+ , Sr^{+2} , Zn^{+2} .

- **Constituyentes traza**

Al^{+3} , Ti^{+4} , Co^{+2} , Cu^{+2} , Pb^{+2} , Ni^{+2} , Cr^{+3} , etc.

Adicionalmente, el agua contiene naturalmente concentraciones de sólidos disueltos y sólidos suspendidos. Las concentraciones de sólidos disueltos en aguas subterráneas comúnmente son menores a 5000 mg/L, aunque algunas salmueras naturales pueden tener concentraciones de hasta 300 mil mg/L. Los sólidos disueltos pueden estar constituidos por material inorgánico de morfología cristalina, que tiende a aumentar de tamaño siguiendo un proceso llamado nucleación (Cavano, 2005).

El agua subterránea, como consecuencia de su composición química y de acciones externas, presenta una serie de propiedades o características fisicoquímicas: color,

turbidez, sabor, alcalinidad, dureza, etc. Estas propiedades varían en el espacio y en el tiempo.

A continuación se describen las características fisicoquímicas más representativas de las aguas de producción.

- **Temperatura.** A efectos prácticos puede considerarse que en los acuíferos existe una “zona neutra”, de temperatura constante, por encima de la cual la influencia térmica más significativa es la de las variaciones diarias o estacionales de la temperatura ambiente. Por debajo de esta zona, el factor preponderante es el gradiente geotérmica o variación de la temperatura con la profundidad que, en áreas continentales, se considera normal cuando es de 3°C/100 m.

En general, la temperatura de las aguas subterráneas es muy poco variable. Sin embargo, éste es un parámetro importante en lo que se refiere al control de las reacciones químicas que ocurren en el sistema acuoso, en particular cuando entre áreas diferentes del acuífero existen notables diferencias de temperatura que pueden influir en la solubilidad de determinadas sustancias como el carbonato de calcio.

- **pH.** Las moléculas de agua se disocian parcialmente según la Ecuación 1:



Reacción para la que se cumple que

$$\frac{[H^+] \cdot [OH^-]}{[H_2O]} = K \quad (2)$$

Siendo K una constante que depende de la temperatura y las actividades o fracciones molares que realmente intervienen en la reacción. Ya que $[H^+]$ y $[OH^-]$ son muy pequeñas en relación con $[H_2O]$, puede tomarse $[H^+] \cdot [OH^-] = K_{H_2O} = 10^{-14}$ (a 25 °C).

Se define $pH = -\log [H^+]$. El valor del pH define la acidez de un agua, siendo para aguas neutras $pH = 7$, para aguas ácidas $pH < 7$, y para aguas básicas $pH > 7$.

Por regla general, el pH de las aguas naturales se mantiene entre 6,5 y 8, aunque excepcionalmente puede variar entre 3 y 11.

El pH juega un papel importante en muchos procesos químicos y biológicos de las aguas subterráneas naturales (equilibrio carbonatado, procesos redox, etc.).

- **Dureza.** La dureza de un agua mide la capacidad de ésta para consumir jabón o producir incrustaciones. Aunque en la reacción con jabón para producir compuestos insolubles pueden intervenir Ca, Mg, Fe, Mn, Cu, Ba, Zn, etc., comúnmente la dureza se define en términos de contenido de Ca y Mg (dureza total).

La dureza suele expresarse en mg/L (ppm) CaCO_3 . En aguas subterráneas naturales este parámetro varía entre 10 y 300 mg/L CaCO_3 pudiendo llegar a 2000 o más. En la Tabla 2.1 se presenta la clasificación que se hace del agua según su dureza.

Tabla 2.1. Clasificación del agua según su dureza

Rango de dureza (mg/l de CaCO_3)	Descripción
0-50	Extremadamente suave
50-100	Muy suave
100-150	De suave a moderadamente dura
150-300	Dura
>300	Muy dura

Las aguas duras son, por lo general, incrustantes en tanto que las blandas suelen ser corrosivas.

- **Alcalinidad.** Este parámetro determina la capacidad del agua de neutralizar ácidos. En la mayoría de las aguas naturales la alcalinidad es producida prácticamente por los iones carbonato y bicarbonato, por lo que el parámetro generalmente representa una medida de la concentración de ambos iones en el agua.

La alcalinidad suele expresarse, al igual que la dureza, en mg/L (ppm) de CaCO_3 . Para las aguas subterráneas, el valor de este parámetro está comúnmente contenido entre 100 y 300 mg/L (ppm) de CaCO_3 .

2.2.3 Aseguramiento de flujo

Dentro de los procesos de producción de hidrocarburos, el aseguramiento del flujo es la operación cuya finalidad consiste en generar un flujo confiable, manejable y rentable de los fluidos producidos desde el yacimiento hasta el punto de venta. Para lograr esto se utiliza el conocimiento de las propiedades de los fluidos y el análisis térmico-hidráulico del sistema lo cual permite desarrollar estrategias de prevención y control de depósitos sólidos como incrustaciones, asfáltenos, hidratos, parafina, arena, agua, corrosión, etc., que podrían afectar la trayectoria del fluido.

El aseguramiento de flujo es un término acuñado en la década de los noventa por la petrolera Petrobras. El término en portugués fue *Garantía de Fluxo*, que se traduce literalmente a Garantizar el Flujo. (Bai, y Bay, 2005).

El presente Trabajo Especial de Grado se centra en la problemática asociada a la presencia de material incrustante, por lo que a continuación se realiza una descripción detallada de este fenómeno.

2.2.4 Incrustaciones

Las incrustaciones se definen como un depósito secundario de compuestos químicos inorgánicos, causado por la presencia o flujo de fluidos en un sistema al menos parcialmente hecho por el hombre. La generación de incrustaciones se debe a los cambios en las condiciones termodinámicas, cinéticas e hidrodinámicas en que fueron encontrados y producidos los fluidos nativos de la formación (Vetter, 1976). Adicionalmente, la inyección de agua como mecanismo de recuperación mejorada causa la reacción química entre el agua inyectada y los sólidos y fluidos del yacimiento, pudiendo dar paso a la formación de incrustaciones debido a problemas de compatibilidad entre las fases mezcladas (Vetter, et al, 1982).

La principal causa de formación de incrustaciones es la sobresaturación iónica en el agua, especialmente de iones de calcio (Ca^{+2}) y magnesio (Mg^{+2}), los cuales están disueltos en la fase acuosa. Los cationes (Ca^{+2}) reaccionan con los aniones

bicarbonato (HCO_3^-) y carbonato (CO_3^-), también en solución, y que tienen su origen en el dióxido de carbono (CO_2) disuelto naturalmente en el agua. De esta manera se produce un proceso de cristalización el cual da origen a precipitados de carbonato de calcio (CaCO_3) (Figura 2.2), los cuales son responsables del tipo más común de incrustaciones (He, 1999; Nalco, 2004).



Figura 2.2. Pozo del Estado Barinas afectado por incrustaciones de CaCO_3

Además del carbonato de calcio (CaCO_3), existen otros compuestos de naturaleza incrustante como lo son el sulfato de calcio (CaSO_4), el sulfato de estroncio (SrSO_4), y el sulfato de bario (BaSO_4).

2.2.5 Formación de incrustaciones

La formación de incrustaciones comienza cuando es perturbado el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se exceda el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes (Crabtree, et al, 1999). El proceso total de la formación de incrustaciones puede ser descrito por una serie de pasos, tal como se muestra en la Figura 2.3.

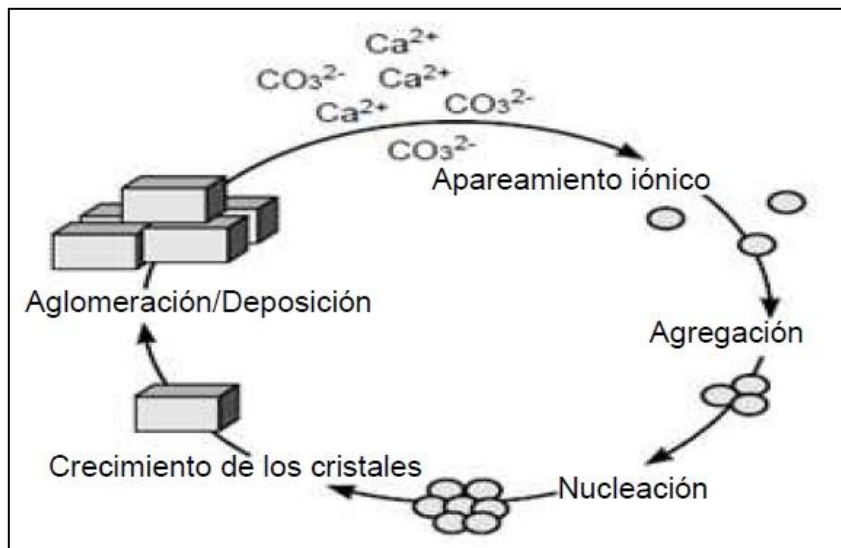


Figura 2.3. Proceso de formación de incrustaciones (Nalco, 2004)

Como se observa en la Figura 2.4, en primer lugar, las especies catiónicas y aniónicas, disueltas en el agua, chocan dando origen a la formación de pares iónicos en solución. Luego, estos pares iónicos pasan a constituir microagregados, y algunos de estos agregados se convierten en centro de nucleación para la cristalinización. Aún en solución, se forman microcristales, los cuales se aglomeran y fusionan, aumentando de tamaño y formando macrocristales. Estos macrocristales continúan creciendo a través de la adsorción sobre ellos de más iones en solución hasta que eventualmente forman una película en una superficie, la cual crece hasta formar un depósito con características incrustantes.

2.2.6 Mecanismos de nucleación

- **Nucleación homogénea**

El primer desarrollo de incrustaciones dentro de un fluido iónicamente saturado se denomina nucleación homogénea (Crabtree, et al, 1999), este proceso consiste en la formación de grupos de átomos inestables (Figura 2.4), que forman pequeños cristales, provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas. Luego de esto, los cristales aumentan de

tamaño debido a la adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de estos.

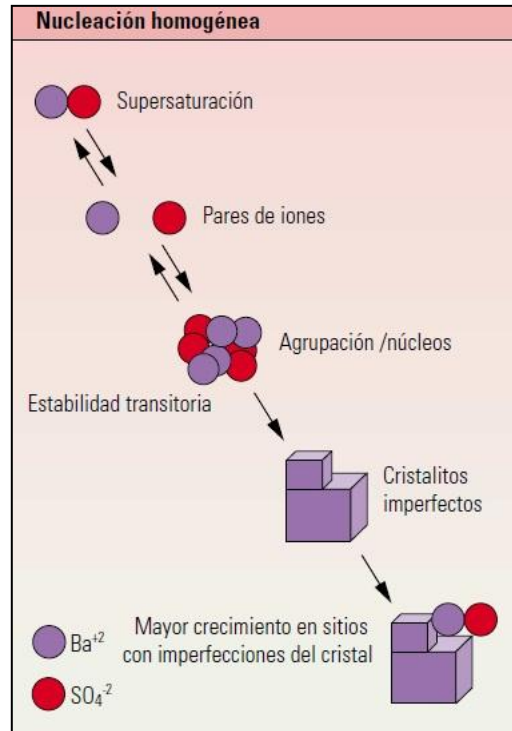


Figura 2.4. Formación de incrustaciones por nucleación homogénea (Crabtree, et al, 1999)

La energía libre superficial del cristal disminuye rápidamente a medida que este aumenta de radio, una vez superado un cierto radio crítico, esta reducción de la energía libre superficial aporta la energía necesaria para que el cristal crezca. Esto implica que los cristales grandes tienden a un continuo crecimiento, mientras que los cristales pequeños se pueden redissolver.

- **Nucleación heterogénea**

El crecimiento cristalino también puede iniciarse sobre una superficie preexistente límite de fluidos, lo cual se denomina nucleación heterogénea (Figura 2.5). Los sitios en que se produce la nucleación heterogénea incluyen los defectos en la superficie, como las asperezas en la superficie de los tubos o cañoneos en las tuberías de

producción, o incluso en las juntas y las costuras de las tuberías de producción y en los tubos de conducción

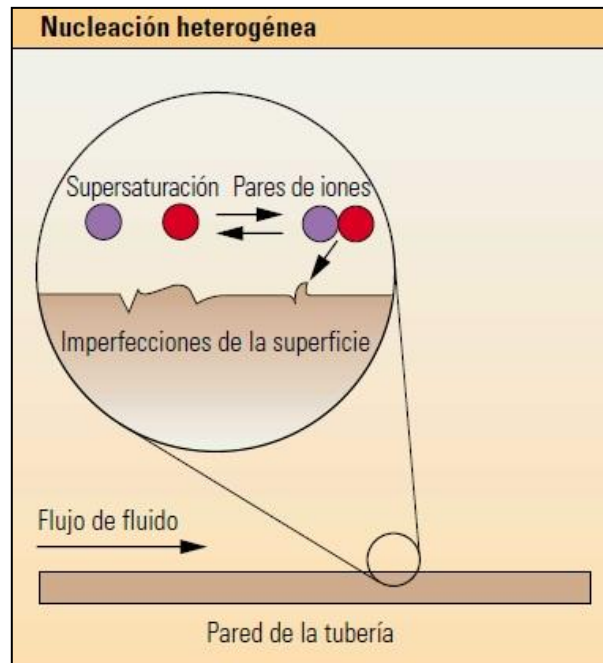


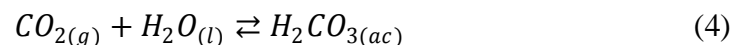
Figura 2.5. Formación de incrustaciones por nucleación heterogénea (Crabtree, et al, 1999).

2.2.7 Formación y precipitación del CaCO_3

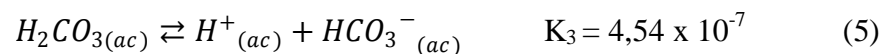
Los depósitos de carbonato de calcio resultan de la precipitación del compuesto de acuerdo a la siguiente ecuación de equilibrio:

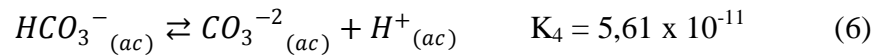


La mayoría de los yacimientos de hidrocarburos contienen cementos de carbonato mineral y dióxido de carbono. Cuando el dióxido de carbono está en contacto con agua, se disuelve y forma ácido carbónico de acuerdo a la Ecuación 4.

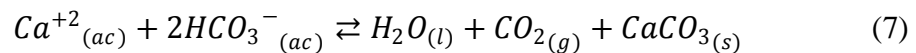


La ionización del ácido carbónico se ilustra en las siguientes ecuaciones:





De las ecuaciones anteriores, se puede observar que el ácido carbónico se ioniza formando el ion hidrógeno e ion bicarbonato. Dado que la segunda constante de ionización del ácido carbónico (K_4) es mucho menor que la primera constante, los iones bicarbonato superan vastamente en número a los iones carbonato presentes bajo circunstancias normales. Se cree que el carbonato de calcio disuelto no existe en forma de iones calcio y carbonato en solución, sino como iones calcio e iones bicarbonato. Por esto, la precipitación de carbonato de calcio puede ser expresada por la siguiente ecuación:



2.2.8 Características del $CaCO_3$

Dependiendo del medio en el que se dan las reacciones que conllevan a la formación del carbonato de calcio, este puede precipitar adquiriendo diferentes estructuras, teniéndose al menos 6 tipos de distintas morfologías para el compuesto (Mukkamala, et al, 2006), clasificadas como:

- **Hidratados**
 - Amorfo ($CaCO_3 \cdot CaCO_3$)
 - Ikaita ($CaCO_3 \cdot 6H_2O$)
 - Monohidratado ($CaCO_3 \cdot H_2O$)
- **No hidratados**
 - Vaterita
 - Aragonita
 - Calcita

En la Figura 2.6 se muestran las distintas morfologías de las especies no hidratadas de carbonato de calcio.

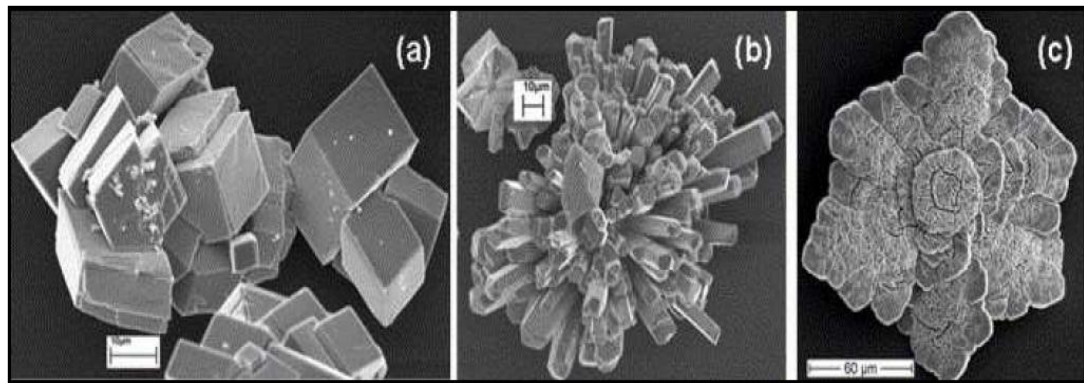


Figura 2.6. Distintas morfologías cristalinas para el CaCO_3 no hidratado, obtenidas por Microscopía Electrónica de Barrido. a) calcita, b) aragonita, c) vaterita. (Mukkamala, 2006).

Los arreglos cristalinos de las distintas morfologías de carbonato de calcio deshidratados se detallan en la Figura 2.7.

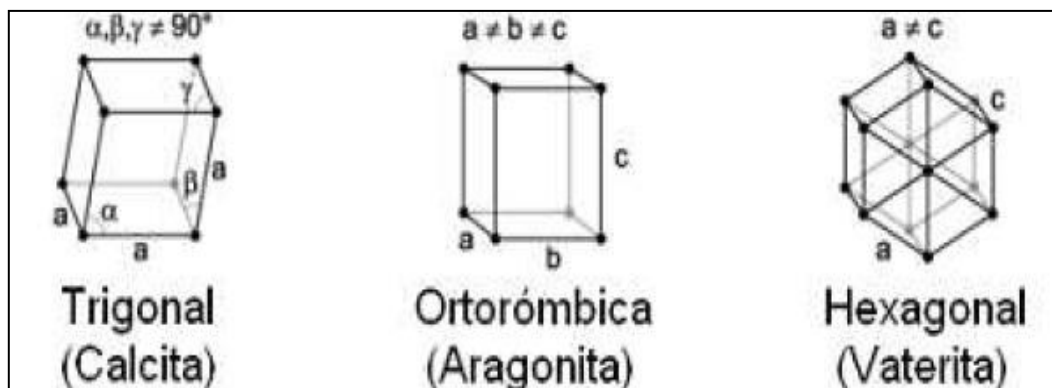


Figura 2.7. Arreglos cristalinos de las distintas formas deshidratadas de CaCO_3 (Castillo, 2008).

El tipo de morfología le confiere al carbonato de calcio distintos niveles de estabilidad. La calcita, aragonita y vaterita son tipos de carbonato de calcio frecuentemente encontrados en operaciones de producción de hidrocarburos, sin embargo, la calcita tiene la mayor estabilidad bajo las condiciones de campo, y por lo tanto es la morfología más común encontrada del carbonato de calcio (Moghadas, 2004).

En la Figura 2.8 se detallan los grados de estabilidad según las distintas formas en que puede encontrarse el carbonato de calcio.

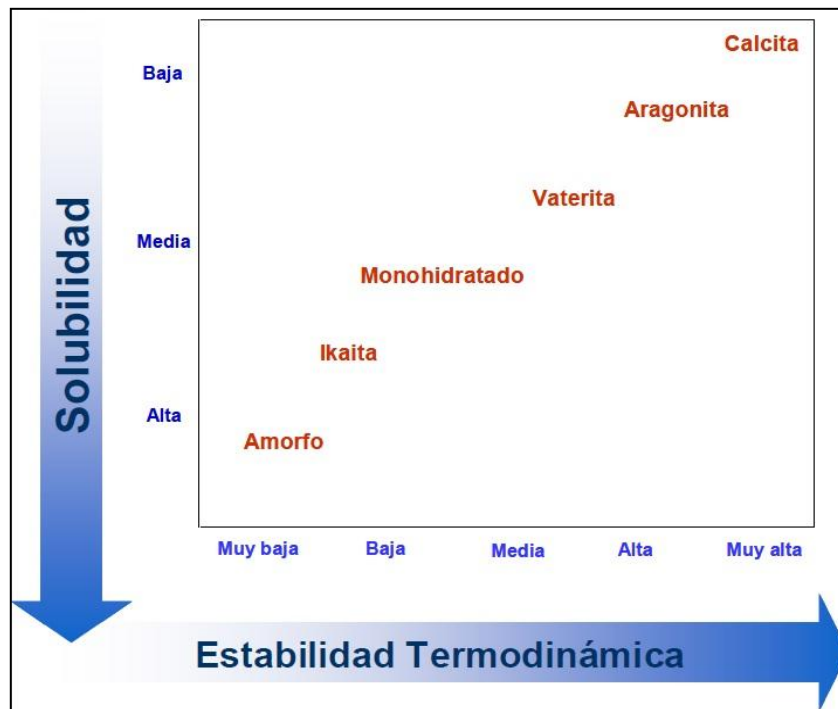


Figura 2.8. Solubilidad del CaCO_3 en función de la estabilidad termodinámica (Castillo, 2008)

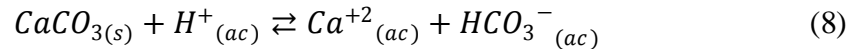
2.2.9 Factores que controlan la precipitación de CaCO_3

La solubilidad del carbonato de calcio se ve afectada por distintos parámetros, estos son:

- **Concentración de Ca^{+2} y HCO_3^- .** Cuando las dos especies iónicas se encuentran en el medio en una concentración tal que sobrepasan el producto de solubilidad ($K_s=10^{-8}$ mol/L a 20 °C) del compuesto (CaCO_3), este comienza a precipitar, debido a que se excede la capacidad del agua de mantener dichos iones en solución.

Al disminuir la concentración de alguna de las especies que forman el carbonato de calcio (Ca^{+2} y HCO_3^-) se altera el equilibrio químico presentado en la Ecuación 5, causando la disolución del carbonato de calcio a fin de restablecer dicho equilibrio (Duplant y Méndez, 2002).

- **pH:** Como se muestra en la Ecuación 8, la formación del carbonato de calcio depende de la concentración de protones (H^+) en el medio.



Cuando se aumenta la concentración de H^+ en el sistema, la reacción química busca de nuevo el equilibrio y se desplaza hacia la formación de iones calcio (Ca^{+2}) y bicarbonato (HCO_3^-), disolviendo el $CaCO_3$. Así, una disminución del pH del sistema conduce a la disolución del carbonato de calcio, mientras que un aumento del pH del sistema favorecerá la precipitación de esta sal (Duplant y Méndez, 2002).

- **Temperatura.** La formación de incrustaciones de carbonato de calcio se ve favorecida con el aumento de la temperatura. Esta afecta tanto la solubilidad de gases en solución como la velocidad de la reacción. En general, a mayor temperatura mayor velocidad de reacción. La solubilidad de muchos compuestos incrementa con la temperatura; sin embargo, para el carbonato de calcio esta relación es inversa y se ve favorecida la formación de incrustaciones con el aumento de la temperatura.

Cuando aumenta la temperatura, la solubilidad de gases ácidos tales como el dióxido de carbono (CO_2) y el sulfuro de hidrógeno (H_2S) disminuye, por lo que ocurre una desorción de estos gases del medio acuoso, originando un incremento en el pH del medio, favoreciendo la formación de incrustaciones de carbonato de calcio (Duplant y Méndez, 2002).

En la Figura 2.9 se observa la disminución de la solubilidad del carbonato de calcio con la temperatura.

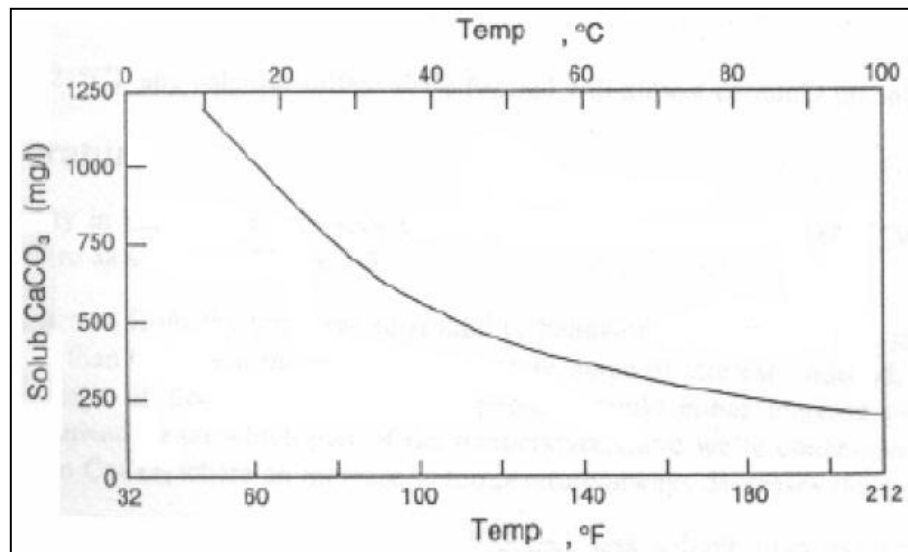


Figura 2.9. Variación de la solubilidad del CaCO₃ respecto a la temperatura (Mata, 2007)

- **Presión.** La solubilidad de un gas en un líquido depende directamente de su presión parcial. Al aumentar la presión aumenta la solubilidad de gases como el CO₂ en el medio acuoso, provocando una disminución del pH y por consecuencia, una disminución en la precipitación del carbonato de calcio.

Las caídas de presión son una de las principales causas de la deposición de CaCO₃ en instalaciones de producción. Estas caídas pueden generarse a través de válvulas, accesorios y deformaciones geométricas, induciendo turbulencia en el agua, lo cual ayuda a superar los efectos de sobresaturación e iniciar la precipitación (Duplant y Méndez, 2002).

- **Concentración de dióxido de carbono.** El dióxido de carbono (CO₂) influye en la solubilidad del carbonato de calcio debido a la reacción de éste con el agua y el CaCO₃ para formar iones bicarbonatos de calcio, que son compuestos solubles en el agua. Al incrementar la concentración de dióxido de carbono se favorece la formación del bicarbonato de calcio, y por ende, disminuye la deposición del carbonato de calcio.

2.2.10 Predicción de la tendencia de formación de incrustaciones de CaCO_3

Para un agua determinada, la tendencia de formar carbonato de calcio se puede predecir de cálculos que involucran dureza del agua, alcalinidad total, sólidos disueltos totales, pH, y temperatura. Los indicadores comúnmente usados son el Índice de Saturación de Langelier (LSI), el Índice de Estabilidad de Ryznar (RSI), Índice de Incrustación de Puckorius (PSI), y el Índice de Saturación de Stiff-Davis.

A pesar de que estos indicadores de saturación son ampliamente usados para determinar límites operativos y requerimientos de tratamiento antiincrustante, estos no pueden considerarse definitivos. Los métodos predictivos proveen aproximaciones útiles de tendencia de formación de carbonato de calcio, pero no pueden reemplazar enteramente un monitoreo constante del desempeño y estado de equipos e instalaciones.

Los índices de saturación están diseñados únicamente para predecir la tendencia incrustante del agua y no corrosividad. Los distintos modelos predictivos no fueron ideados como medida de la tendencia corrosiva sobre acero al carbono u otros metales, de hecho, estos le dan poca atención a los contenidos de cloruro y sulfato, especies que se reconocen como las de mayor contribución en la formación de corrosión (Cavano, 2005).

• Índice de saturación de Langelier (LSI)

La utilización del método permite predecir si el agua fresca saturada con oxígeno disuelto forma incrustaciones de carbonato de calcio. El índice de saturación de Langelier surge de relacionar el pH real del agua con el pH de la misma saturada con carbonato de calcio, obtenido este último a partir de dos constantes empíricas y las concentraciones de calcio, bicarbonatos y carbonatos del agua.

El rango de cálculo es 0-800 ppm de sólidos totales disueltos (TDS), y temperaturas entre 0-90 °C.

La ecuación empírica de este índice se expresa en la Ecuación 9.

$$LSI = pH - pHs \quad (9)$$

Donde:

- pH: valor real del pH del agua

- pHs: pH al cual el agua estaría saturada con CaCO_3

$$pHs = pCa + pAlk M + Ct \quad (10)$$

$$pCa = \log \frac{1}{\text{moles } \text{Ca}^{+2} / \text{Litro}} \quad (11)$$

$$pAlk M = \log \frac{1}{\text{Equivalentes de Alcalinidad } M / \text{Litro}} \quad (12)$$

- Alk M: Alcalinidad Total = $\text{CO}_3^{2-} + \text{HCO}_3^-$, equivalentes en mg/L CaCO_3

- Ct: Constante, la cual es función TDS y la temperatura

La interpretación del LSI se presenta en la Tabla 2.2 (Cavano, 2005)

Tabla 2.2 Interpretación del LSI

Caso	Interpretación
LSI > 0	Se prevé la formación de incrustaciones
LSI = 0	El agua está en estado esencialmente neutro. No se anticipa la formación de incrustaciones
LSI < 0	Se anticipa remoción de incrustaciones

El Índice de Saturación de Langelier es más útil para predecir la tendencia incrustante de sistemas a gran escala (en los cuales la velocidad del flujo es lenta), tal como un embalse o instalación de tratamiento de agua (Castillo, 2008).

• Índice de estabilidad de Ryznar (RSI)

En 1944, J. Ryznar desarrolló una ecuación empírica para calcular el índice de estabilidad de un agua dulce a presión atmosférica (Ecuación 13). Este índice no

solamente indica la tendencia incrustante del agua, sino que también da una estimación semi-cuantitativa de la cantidad de incrustación que se formará.

$$RSI = 2pHs - pH \quad (13)$$

Donde:

- pH: valor real del pH del agua
- pHs: pH al cual el agua estaría saturada con CaCO₃

El valor de pHs se calcula aplicando las Ecuaciones 10, 11 y 12.

Los valores del índice de Ryznar siempre son positivos y se pueden interpretar de acuerdo a los criterios mostrados en la Tabla 2.3 (Cavano, 2005).

Tabla 2.3. Interpretación del RSI

Caso	Interpretación
RSI < 6	Se anticipa la formación de incrustaciones
RSI = 6	Agua esencialmente neutra, se puede presentar baja formación de incrustaciones
RSI > 6	Se espera remoción de incrustaciones
RSI > 8,5	Remoción agresiva de incrustaciones

El índice de estabilidad de Ryznar se adapta a sistemas de agua dulce a gran escala, a presión atmosférica (Castillo, 2008).

• **Índice de incrustación de Puckorius (PSI)**

Este método introduce dos parámetros críticos que otros métodos no consideran: la capacidad tampón del agua, y la cantidad máxima de precipitado que se puede formar al traer el agua al equilibrio.

La capacidad tampón se refiere a la facultad que presenta el agua en mantener constante el nivel de pH al añadirse ácidos o bases. Un tampón o buffer, por lo

general, radica en sales solubles en agua que son producto resultante de la reacción entre un ácido débil y una base fuerte, como el carbonato de calcio.

El índice de incrustación de Puckorius procura cuantificar la relación entre el estado de la saturación y la formación de incrustación, incorporando un estimado de la capacidad tampón del agua dentro del índice.

El PSI es calculado de una forma similar al RSI. Puckorius utiliza un equilibrio pH más que un sistema real pH para explicar los efectos tampón (Ecuación 14).

$$PSI = 2 pHs - pHeq \quad (14)$$

Donde:

- pHs : pH al cual el agua estaría saturada con CaCO_3
- pHeq : $1,465 \times \log_{10} [\text{Alcalinidad}] + 4,54$; 1,465 y 4,54 son constante empíricas que permiten determinar el pH de equilibrio de un sistema
- Alcalinidad = $[\text{HCO}_3^-] + 2 [\text{CO}_3^{2-}] + [\text{OH}^-]$, equivalentes en mg/L CaCO_3

Convenientemente, el Índice de Incrustación de Puckorius usa el mismo sistema numérico (e interpretación general) del Índice de Estabilidad de Ryznar. (Cavano, 2005). Tal interpretación se presenta en la Tabla 2.3.

En general, el Índice de Incrustación de Puckorius se adapta a las condiciones de aguas con altos contenidos de calcio pero con un bajo punto de alcalinidad y capacidad tampón (Castillo, 2008).

• Índice de saturación de Stiff-Davis

Este es una extensión del método de Langelier, diseñado para adaptarse a las concentraciones salinas típicas de aguas de campos petroleros (Stiff y Davis, 1952). Se puede aplicar mediante las ecuaciones

$$SI = pH - pHs \quad (15)$$

$$pH_s = K + pCa + pAlk M \quad (16)$$

Por lo tanto,

$$SI = pH - K - pCa - pAlk M \quad (17)$$

Donde:

- SI: Índice de saturación

- pH: valor real del pH del agua

- K: constante, la cual es función de la salinidad, composición y temperatura del agua.

Los valores de K son obtenidos de una correlación grafica con la fuerza iónica y la temperatura del agua.

$$pCa = \log \frac{1}{\text{moles } Ca^{+2}/\text{Litro}} \quad (18)$$

$$pAlk M = \log \frac{1}{\text{Equivalentes de Alcalinidad } M/\text{Litro}} \quad (19)$$

La fuerza iónica se obtiene de:

$$\mu = \frac{1}{2} (C_1 Z_1^2 + C_2 Z_2^2 + C_3 Z_3^2 + \dots + C_n Z_n^2) \quad (20)$$

Donde:

C: Concentración del ion, moles/L

Z: valencia del ion

El índice de saturación de Stiff-Davis usa el mismo sistema numérico (e interpretación general) del Índice de Saturación de Langelier (Cavano, 2005). Tal interpretación se presenta en la Tabla 2.2.

A continuación se presentan un resumen de los métodos predictivos de tendencia incrustante y sus principales características (Tabla 2.4).

Tabla 2.4. Resumen de los métodos predictivos de tendencia incrustante

Método	Base del modelo	Ecuación	Sistema donde aplica	Observaciones
Langelier	Teórico (termodinámica)	$LSI = pH - pH_s$	Fuerza iónica baja a moderada. El rango de cálculo es 0-800 ppm de sólidos totales disueltos y 0-90 °C. Sistemas a gran escala (donde la velocidad de flujo es baja)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ $LSI < 0$: Se anticipa remoción de incrustaciones. ▪ $LSI = 0$: El agua está en equilibrio químico. ▪ $LSI > 0$: Se pueden formar incrustaciones
Ryznar	Empírico	$RSI = 2pH_s - pH$	Agua dulce a presión atmosférica. Sistemas con gran flujo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ $RSI < 6$: Se anticipa formación de incrustaciones ▪ $RSI = 6$: Agua neutra, se puede presentar baja formación de incrustaciones ▪ $RSI > 6$: Remoción de incrustaciones <ul style="list-style-type: none"> ▪ $RSI > 8,5$: Remoción agresiva de incrustaciones
Puckorius	Empírico	$PSI = 2pH_s - pHeq$	Aguas con altos contenidos de calcio, pero con un punto bajo de alcalinidad y capacidad tampón	<ul style="list-style-type: none"> ▪ $pHeq = 1,465 * \log[Alk] + 4,54$. ▪ $Alk = [HCO_3^-] + 2[CO_3^{2-}] + [OH^-]$
Stiff-Davis	Teórico, empíricamente modificado	$SI = pH - pCa - pAlk M - K$	Fuerzas iónicas altas. Salmueras producidas en campos petroleros	<ul style="list-style-type: none"> ▪ $LSI < 0$: Se anticipa remoción de incrustaciones. ▪ $LSI = 0$: El agua está en equilibrio químico. ▪ $LSI > 0$: Se pueden formar incrustaciones

2.2.11 Remoción de incrustaciones

La presencia de incrustaciones es una de las problemáticas más importantes de la producción de hidrocarburos. El fenómeno puede aparecer en los poros de la formación y en las cercanías del pozo presentándose importantes reducciones de porosidad y permeabilidad. Igualmente, las incrustaciones pueden llegar a bloquear el flujo normal de los fluidos al formarse una capa espesa sobre las paredes de las tuberías de producción, además, la acumulación de sólidos inorgánicos puede deteriorar válvulas de seguridad, bombas, etc. (Crabtree, et al, 1999).

Una vez que se presenta la problemática se cuenta con una serie de métodos que permiten la remoción de las incrustaciones, estos pueden ser químicos o mecánicos.

• Métodos químicos de remoción de incrustaciones

La remoción de incrustaciones con productos químicos suele ser la primera y más económica acción que se toma para el tratamiento de la problemática (Crabtree, et al, 1999). Entre los métodos de remoción química se tiene:

a) **Ácido clorhídrico (HCl)**. Generalmente es utilizado cuando el producto de incrustaciones es carbonato de calcio (CaCO_3). El uso del químico disminuye el pH del agua y por lo tanto promueve la disolución del material incrustante. Sin embargo, este método debe ser aplicado con especial atención para prevenir los problemas de corrosión que puedan presentarse a causa de un sistema de bajo pH (Duplant y Méndez, 2002).

b) **Agentes quelantes**. Se utiliza en incrustaciones ocasionadas por carbonatos o por sulfatos de calcio. Su efecto es formar complejos selectos y solubilizar los cationes metálicos divalentes que constituyen las incrustaciones, como Ca^{+2} y Ba^{+2} , entre otros (Duplant y Méndez, 2002).

• **Métodos mecánicos de remoción de incrustaciones**

Este tipo de métodos se emplea cuando la deposición de incrustaciones en las tuberías es severa y los métodos químicos de remoción son poco favorables. Entre los sistemas de remoción mecánica se tiene:

a) Hidrojet. Consiste en incidir chorros de agua a altas presiones a través de los depósitos de material incrustante, con la finalidad de hacer fluir los depósitos. Este método puede llegar a ser muy lento cuando el tipo de incrustaciones es muy dura y densa.

b) Molinillo. Esta técnica está basada en el uso de un taladro rotatorio, cuya tasa de penetración varía de muy rápida a muy lenta dependiendo de las condiciones y tipo de incrustación.

c) Collar de perlas (Stearling Beads). Consiste en un conjunto de partículas esféricas que se utilizan en conjunto con el hidrojet y el solvente que mejor se adapte al tipo de incrustación, a fin de tener una mayor eficiencia (Duplant y Méndez, 2002).

2.2.12 Inhibición del fenómeno incrustante

La solución ideal ante la problemática que se origina a raíz de la presencia de incrustaciones es identificar la posibilidad de que ocurra el fenómeno y evitarlo. Las técnicas de inhibición pueden variar desde métodos básicos de dilución, hasta los más efectivos inhibidores que actúan antes de que inicie el proceso incrustante (Crabtree, et al, 1999).

La dilución reduce la saturación en el pozo enviando agua dulce en forma continua a la formación, sin embargo, requiere de enormes cantidades de agua tratada (Duplant y Méndez, 2002).

Otro tratamiento químico está representado por el uso de inhibidores de incrustaciones, los cuales bloquean el desarrollo de las partículas minerales presentes en el agua, atacando el crecimiento de los núcleos de las incrustaciones. La mayoría

de los inhibidores están compuestos a partir de fosfatos, fosfonatos, ácidos maléico y polimaleico, así como ácidos acrílico y poliacrílico (Holt, et al, 2009).

Los inhibidores de incrustaciones generalmente actúan a través de uno o varios de los mecanismos que se describen a continuación (Figura 2.10).

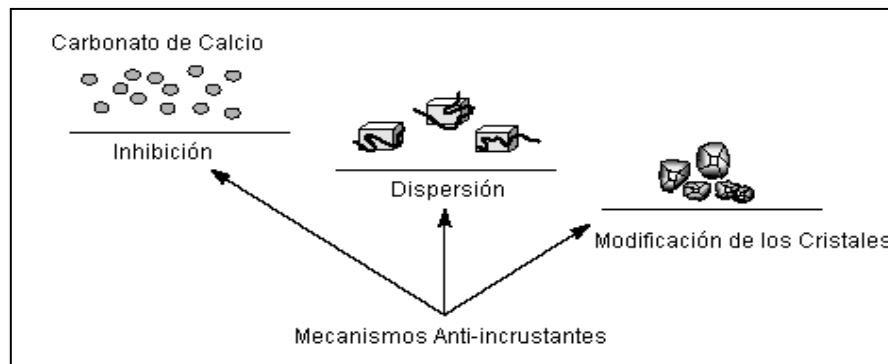


Figura 2.10. Representación de los mecanismos de acción de inhibidores de incrustaciones químicos

- **Inhibición del crecimiento (Treshold Effect).** Las moléculas del inhibidor se adsorben sobre la superficie de los micro-cristales, ocupando los sitios de crecimiento de los mismos después del proceso de nucleación. Esto impide el crecimiento de los cristales y por consiguiente la formación de incrustaciones.
- **Dispersión.** Los inhibidores aniónicos dispersantes se adsorben en la superficie de los cristales en crecimiento, aumentando así su carga aniónica y aumentando la repulsión electrostática entre los cristales. Una carga aniónica alta en la superficie de los cristales incrementa la energía de activación necesaria para la aglomeración de los mismos, lo que se traduce en una dispersión efectiva de los micro-cristales. En resumen, los inhibidores aniónicos dispersantes interrumpen el mecanismo de incrustaciones impidiendo la aglomeración de los primeros cristales que se forman.
- **Modificación de los cristales.** La forma de los cristales en crecimiento puede ser alterada por medio de los inhibidores que modifican la estructura cristalina. Estos inhibidores se adsorben selectivamente en las caras de los cristales en crecimiento, alterando sus propiedades superficiales. Esto no solo retarda el crecimiento de los

cristales, sino que también impide que se formen cristales de superficie dura de mayor tendencia incrustante (Nalco, 2004).

2.2.13 Bio-inhibidores de incrustaciones e INTAV®

Actualmente, los altos niveles de contaminación y el uso indiscriminado de productos químicos tóxicos en actividades industriales han hecho necesaria la búsqueda y el desarrollo de tecnologías que comprendan y se anticipen a las consecuencias de su aplicación. Este tipo de tecnologías han evolucionado a partir de las medidas que dicta la química verde, también conocida como química sostenible. La EPA (Environmental Protection Agency, 2012) define el concepto de química verde como el diseño de productos químicos y procesos que permitan reducir o eliminar el uso o generación de sustancias contaminantes. La química verde aplica a través del ciclo de vida de un producto químico, incluyendo el diseño, manufactura y uso del mismo.

A la par de esta tendencia conservacionista, la industria de los hidrocarburos ha ido creciendo en el desarrollo y aplicación de aditivos químicos ambientalmente amigables, incluyendo productos empleados para el aseguramiento de flujo. En este sentido, PDVSA Intevep desarrolló un inhibidor de incrustaciones denominado INTAV®. Este producto está formulado a partir de materia prima de origen natural (*Aloe vera*) convirtiéndolo en una opción ambientalmente amigable en la lucha contra la presencia de material incrustante en instalaciones y equipos propios de la industria de los hidrocarburos.

2.2.14 *Aloe vera*

La planta de *Aloe vera* procede originalmente de África, específicamente de la península Arábiga. Su nombre se deriva del término árabe *alloeh* que significa sustancia brillante y amarga. Comúnmente la planta es conocida con el nombre de sábila. El *Aloe vera* pertenece a la familia de las Liliaceae, al igual que plantas como el ajo, la cebolla y los espárragos.

En la Figura 2.11 se detallan la estructura de la hoja de *Aloe vera*, esta está compuesta por un núcleo gelatinoso y transparente llamado gel, el cual se encuentra envuelto por una fina capa líquida de color amarillo llamada acíbar, todo esto protegido por una corteza verde fina pero muy resistente.

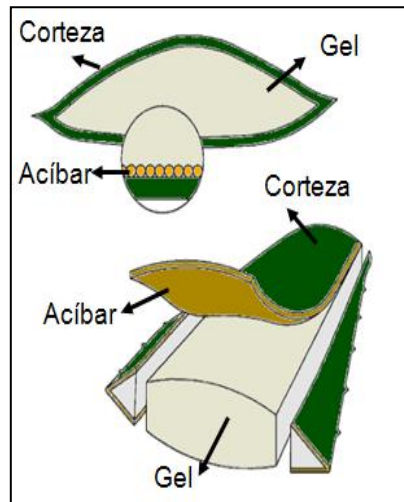


Figura 2.11. Estructura de la hoja de *Aloe vera*

En las partes que componen a la hoja del *Aloe vera* se identifican distintos compuestos principales (Figura 2.12). En el gel se encuentran polisacáridos, en el acíbar antraquinonas y en la corteza resinas (Mata, 2007). De estos, los polisacáridos presentes en gel son los responsables de proporcionarle a la planta la capacidad de inhibir la formación de material incrustante (Viloria, et al, 1999).



Figura 2.12. Principales compuestos presentes en la hoja de *Aloe vera* (Mata, 2007).

Los polisacáridos consisten en moléculas de azúcar simples. El modelo molecular propuesto para los polisacáridos presentes en el gel de *Aloe vera* se puede detallar en la Figura 2.13.

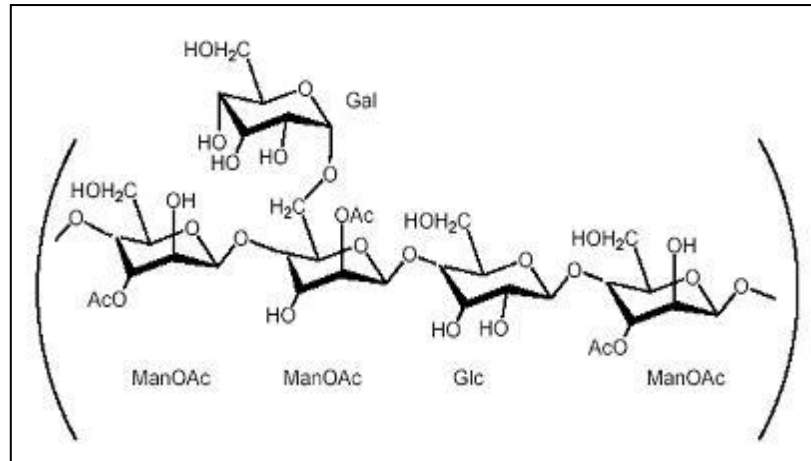


Figura 2.13. Modelo molecular propuesto de los polisacáridos presentes en el gel del *Aloe vera*

Los polisacáridos contenidos en el gel de *Aloe vera* presentan reactividad con iones divalentes en solución en el agua. El mecanismo que mejor explica este fenómeno es el modelo de la caja de huevo (Castillo, 2008), el cual supone que los iones divalentes sirven como puentes para formar enlaces iónicos entre dos grupos carboxílicos pertenecientes a dos cadenas distintas de estrecho contacto, tal como se observa en la Figura 2.14.

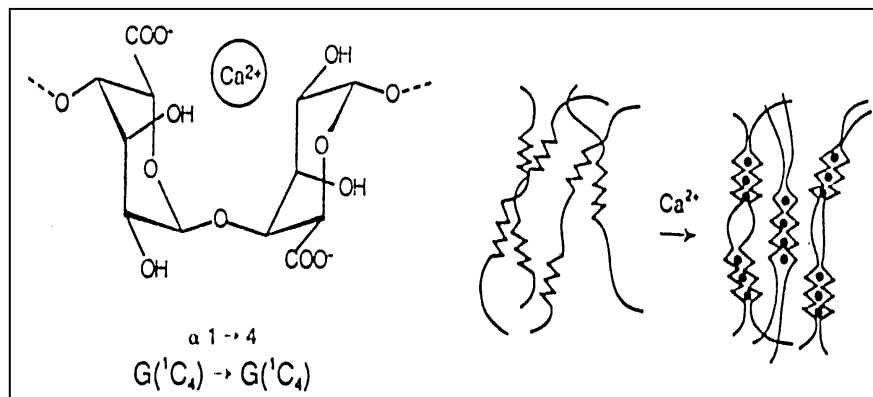


Figura 2.14. Esquema del modelo de la caja de huevo (Mata, 2007)

Adicionalmente, el uso del *Aloe vera* ha demostrado la capacidad de modificar la morfología cristalina del carbonato de calcio, haciéndolo menos incrustante. (Mata, 2007).

2.2.15 Sulfuro de hidrógeno (H₂S) y aditivos secuestrantes

El sulfuro de hidrógeno (H₂S) es un gas incoloro, con un olor característico similar al de huevo podrido. Es soluble en agua, alcohol, aceites, y muchos otros solventes. Este gas tiene una gravedad específica de 1,1895 respecto al aire. Se considera un ácido débil, además de ser tóxico para los humanos y corrosivo para los metales (Amosa, Mohammed y Yaro, 2010).

El sulfuro de hidrógeno se encuentra naturalmente contenido en el gas natural y en el petróleo. Los hidrocarburos son productos de materia orgánica (kerógeno) atrapada en rocas sedimentarias, sometida a la acción termal. Los kerógenos que presentan alto contenido de sulfuro liberan sulfuro de hidrógeno durante su descomposición, y este se mantiene atrapado en los depósitos de petróleo y gas (Skrtic, 2006).

El contenido de sulfuro de hidrógeno de los fluidos que se encuentran en una formación permeable tiene un importante impacto en el valor económico de los hidrocarburos producidos y sobre las operaciones de producción. Típicamente, el contenido de sulfuro de hidrógeno para crudos se encuentra en el rango de 0,3 a 0,8% en peso, mientras que para el gas natural el rango está entre 0,01 y 0,4% en peso, sin embargo, se han reportado concentraciones de sulfuro de hidrógeno de hasta 30% en peso en composiciones de gas natural (Amosa, Mohammed y Yaro, 2010).

La industria del gas natural y petróleo puede emitir sulfuro de hidrógeno rutinariamente o accidentalmente, durante los procesos de extracción, almacenamiento, transporte o procesamiento de hidrocarburos. Durante la etapa de extracción el sulfuro de hidrógeno, puede ser liberado a la atmosfera en el cabezal del pozo, bombas, tuberías, instalaciones de separación, tanques de almacenamiento de crudo, etc. (Skrtic, 2006). Debido a que no puede ser vendido, el sulfuro de hidrógeno

es rutinariamente quemado, el producto de la combustión del gas es dióxido de azufre (SO_2), pero en los casos en que se produce combustión incompleta el H_2S puede liberarse hacia la atmósfera.

Uno de los principales problemas que se derivan de la presencia del sulfuro de hidrógeno es que afecta la salud y seguridad del personal en campo. Un tiempo de exposición a concentraciones del gas equivalentes a 100 ppm causará hemorragia y muerte (Amosa, Mohammed y Yaro, 2010). Concentraciones por encima a los 600 ppm de H_2S pueden ser fatales de tres a cinco minutos de exposición. Adicionalmente, la presencia de este gas puede comprometer la integridad de estructuras metálicas dentro del campo de producción; a concentraciones de 50 ppm de sulfuro de hidrógeno, estructuras y equipos de acero sometido a grandes esfuerzos pueden fallar en cuestión de minutos.

El sulfuro de hidrógeno causa también problemas de corrosión en la tubería de producción, líneas de transporte, tanques de almacenamiento, etc. La presencia del gas causa fisuración bajo tensión por sulfuros (*sulphide stress cracking*, SSC), y corrosión en forma de picaduras (Malaisi, 2007).

Debido a que la presencia de H_2S compromete la integridad de la salud del personal que opera en campo, y de las instalaciones y equipos de producción de hidrocarburos se hace muy común el uso de aditivos secuestrantes de H_2S . Desde el punto de vista técnico y económico, el tratamiento con este tipo de productos se recomienda en los casos en que la concentración del gas es menor a 500 ppm (Nalco, 2012).

El término “secuestrante de sulfuro de hidrógeno” se refiere a cualquier químico que puede reaccionar con una o más especies de sulfuro, convirtiéndolas en formas más inertes. Estos productos están diseñados para lograr una reacción química completa e irreversible entre los componentes del secuestrante y el sulfuro de hidrógeno.

La mayoría de los secuestrantes de H_2S funcionan a través del mecanismo de adsorción superficial o a través de precipitación iónica, si el producto a usar está

basado en el mecanismo de adsorción superficial, el fluido en donde se emplee debe estar en constante movimiento para asegurar que el sulfuro y el aditivo interactúen uno con otro produciéndose así las reacciones deseadas. Cuando el secuestrante se basa en una reacción iónica, las propiedades del producto deben ser entendidas para asegurar que las variables como el pH y la salinidad permiten el uso del aditivo (Amosa, Mohammed y Yaro, 2010).

Los secuestrantes de H_2S están formulados a partir de distintos componentes químicos. Los primeros secuestrantes fueron producidos a partir de carbonato de cobre, y actualmente es muy común el uso de peróxido de hidrógeno, así como compuestos que contengan zinc, óxido de zinc, y carbonato de zinc (Amosa, Mohammed y Yaro, 2010).

2.2.16 Otros aditivos químicos empleados durante la producción de hidrocarburos

Adicional al uso de aditivos antiincrustantes, desemulsificantes y secuestrantes de H_2S , durante la producción de hidrocarburos se utilizan otros aditivos destinados a asegurar el flujo de la producción, así como también el tratamiento del agua usada para reinyección. Entre estos se tiene:

- **Biocidas.** Los biocidas son aditivos usados para eliminar bacterias indeseables contenidas dentro de los fluidos producidos o el agua para inyección a yacimiento. Estos productos se utilizan con frecuencia en lodos a base de agua que contienen gomas y almidones que son especialmente vulnerables al ataque bacterial.

Este tipo de productos pueden ser usados para el control de bacterias que reducen sulfatos, producen mucosas o que oxidan el hierro. En el proceso de recuperación secundaria, los fluidos empleados en esta actividad son tratados con biocidas para evitar su degradación, evitando así la formación de grandes cantidades de biomasa que pudiera taponar la formación y reducir la permeabilidad de la misma (Schlumberger Oilfield Glossary, 2012a).

- **Coagulantes.** En las operaciones de recuperación de hidrocarburos, el agua es usada para distintos propósitos. Durante muchos de los usos que se le puede dar al agua en campo, es común generar aguas residuales. Esta agua en ocasiones es producida como una emulsión estable de crudo en agua que amerita ser tratada antes de ser reciclada.

La fase de crudo emulsificada se cree que consiste en grupos aniónicos que se dispersan uno de otro debido a repulsión iónica, lo cual le confiere estabilidad a la emulsión. El primer paso, y comúnmente el único llevado a cabo según los protocolos de tratamiento químico, consiste en neutralizar la carga aniónica que origina la repulsión entre los grupos de crudo originando así la desestabilización de la emulsión, esto es lo que se supone que el aditivo coagulante debe hacer (Aquero Company, 2012a).

Los coagulantes comúnmente usados en los campos petroleros consisten en petropolímeros de vinil policatiónicos como el copolímero de epíclorohidríen y la dimetil amina.

- **Floculantes.** Son químicos que causan que un sistema coloidal disperso tienda a coagular y formar flóculos (Schlumberger Oilfield Glossary, 2012b).

Un floculante es típicamente un polímero lineal con afinidad de unión a partículas que pueden estar dispersas en agua por distinta razones. Las partículas tienden a ser muy pequeñas, fáciles de agitar, y de lento asentamiento, haciéndolas difíciles de remover del agua. (Aquero Company, 2012b).

- **Secuestrantes de oxígeno (O₂).** El oxígeno disuelto en agua puede causar corrosión destructiva en tuberías de metal y equipos de producción. Por otro lado, los productos de corrosión pueden causar daño a la formación debido taponamiento de la misma. Por esto, el oxígeno necesita ser removido de las aguas provenientes de campos petroleros.

El uso más común de los secuestrantes de oxígeno en producción de gas natural y petróleo se realiza en las instalaciones destinadas para la inyección de agua de mar, en pruebas con agua (procesos donde se usa agua a presión para probar la integridad de oleoductos), y para estimulación ácida (Kelland, 2009).

Existen distintas clases de secuestrantes de oxígeno empleados a nivel de campo, entre estos se tienen sales de sulfito y bisulfito, hidroxilaminas, aldehídos activados, componentes polihidroxicos, hidrógeno con catalizadores metálicos activados, enzimas que catalizan la reacción entre un sustrato y el oxígeno, etc.

- **Hipoclorito de sodio.** Este aditivo se emplea principalmente en el tratamiento de mezclas de agua de producción y agua de mar para inyección a yacimiento. El hipoclorito de sodio tiene propiedades desinfectantes y puede ser usado también como un biocida.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se presenta la metodología empleada para cumplir con los objetivos propuestos inicialmente. Se presenta, de forma detallada, el nivel de investigación alcanzado, el tipo de investigación empleada, y el esquema metodológico desarrollado durante la realización de este trabajo investigativo.

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Para lograr el cumplimiento de los objetivos planteados, este Trabajo Especial de Grado se enmarca en la investigación documental y experimental (Arias 1999).

En la etapa de investigación documental, se hace búsqueda, revisión y análisis de información relacionada a la problemática de la presencia de incrustaciones en la industria de los hidrocarburos, así como también de las características y propiedades del INTAV®, y su uso como aditivo químico en la prevención de precipitación de material inorgánico.

En la etapa de investigación experimental, se consideran los procedimientos, normas y equipos que permiten evaluar el desempeño del inhibidor de incrustaciones a base de *Aloe vera*, en condiciones controladas a nivel de laboratorio, y en condiciones reales a nivel de campo, y la compatibilidad del antiincrustante con productos similares y otros aditivos químicos comúnmente empleados para asegurar el flujo de la producción.

3.2 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Esta fase de la metodología corresponde al uso de la investigación documental, en esta, se procede a recabar información concerniente a la formación y presencia de

material inorgánico precipitado, durante actividades propias de la producción de hidrocarburos, haciendo énfasis en la inhibición química del fenómeno, y en especial, en el desarrollo y evaluación del INTAV® como agente antiincrustante.

Para lograr esto, se consultaron las bases de datos del Centro de Información Técnica (CIT) y Archivos Técnicos de PDVSA-Intevep, en donde se tiene acceso a Trabajos de Grados e Informes Técnicos realizados en Intevep y demás filiales de PDVSA. Igualmente, se hizo uso de la Red de Información Petrolera y Petroquímica (RIPPET), en donde se dispone de las normas PDVSA y COVENIN, así como también de artículos técnicos y científicos publicados en las bases de datos Science-Direct y SPE-OnePetro.

Este proceso de investigación documental se aplica también durante la ejecución del protocolo de evaluación del inhibidor de incrustaciones, específicamente en la etapa de levantamiento de información relacionada al área en estudio, en esta etapa se hace necesario definir los parámetros de operación, ubicación detallada, y demás características propias del sistema evaluado.

3.3 PLAN EXPERIMENTAL

En esta etapa se detalla la metodología experimental desarrollada para alcanzar cada uno de los objetivos específicos planteados en este Trabajo Especial de Grado.

El desarrollo de las evaluaciones a escala laboratorio que se presentan en este trabajo estarán enmarcadas en las condiciones operacionales de distintos sistemas de producción de la industria nacional de los hidrocarburos, los cuales fueron seleccionados en función de la problemática asociada a las incrustaciones que estos presentan, en la Tabla 3.1 se presentan los sistemas seleccionados.

Tabla 3.1 Sistemas seleccionados para evaluación

Sistema	Ubicación
Pozos de producción	Campo Moporo, División Occidente
Planta de Inyección de Agua Salada (en tierra)	Campo San Joaquín, División Oriente
Planta de Inyección de Agua a Yacimiento (costa afuera)	Campo Corocoro, División Oriente
Oleoducto	San Tomé

3.3.1 Cálculo del índice de saturación de aguas de diferentes sistemas de producción de la industria petrolera nacional

Para esta sección se contó con muestras de agua de producción de los sistemas listados en la Tabla 3.1

El cálculo del índice de saturación se realiza a partir de correlaciones matemáticas existentes (Cavano, 2005); esto permite predecir la tendencia incrustante del agua del sistema de producción a través de la interpretación del valor de índice de saturación determinado.

Para el cálculo de estos índices, se requiere la caracterización química del agua de producción, esto incluye la determinación de los elementos metálicos presentes en la muestra, pH, contenido de aniones, alcalinidad y contenido de sólidos de la misma.

Los valores obtenidos de la caracterización del agua, son usados como datos de entrada para la aplicación de los modelos matemáticos desarrollados para la determinación de índice de saturación. Para la realización de los cálculos aritméticos involucrados en estos modelos, se empleó una hoja de cálculo desarrollada en Excel®, basada en el código programado por Villafañe (2010), para el cálculo de índices de saturación.

La disponibilidad de los datos provenientes de la caracterización química del agua de producción, determina la cantidad de modelos que pueden ser usados para calcular los

índices de saturación. Una vez calculado el valor del índice adecuado para cada sistema, se puede interpretar el valor obtenido y así predecir la tendencia incrustante y el nivel de agresividad del sistema acuoso evaluado, permitiendo establecer el posible uso del INTAV® como inhibidor de incrustaciones.

3.3.2 Evaluación del inhibidor de incrustaciones a base de *Aloe vera* (INTAV®), a escala laboratorio bajo Norma NACE TM 0374-2007, con aguas de producción

La norma NACE TM 0374-2007 (NACE International, 2007) describe la metodología necesaria para llevar a cabo ensayos en condiciones estáticas, que permiten determinar y comparar la eficiencia de inhibidores de incrustaciones, usados para prevenir la precipitación de material inorgánico en actividades propias de la producción de gas y petróleo. La evaluación se llevó a cabo para todos los sistemas nombrados en la Tabla 3.1.

A continuación se detalla la metodología experimental dictada por la norma NACE TM 0374-2007, así como la aplicación de tal metodología empleando muestras de agua de producción proveniente de instalaciones reales.

a) Ensayos a condiciones de la Norma NACE TM 0374-2007

La norma contempla la evaluación de inhibidores de incrustación en un sistema acuoso sintético. El agua sintética consiste en la mezcla de una solución rica en iones calcio, y otra rica en iones bicarbonato. La composición de ambas soluciones se presenta en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Composición química de las salmueras sintéticas utilizadas para realizar ensayos de incrustación bajo la Norma Nace TM 0374-2007

Solución rica en iones calcio	Solución rica en iones bicarbonato
12,15 g/L $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	7,36 g/L NaHCO_3
3,68 g/L $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	
33,00 g/L NaCl	33,00 g/L NaCl

La tendencia incrustante del agua que resulta de la mezcla de ambas soluciones, es mayor a las que se encuentran comúnmente en aguas de producción de sistemas reales (Torín, 2010), esto se debe a que el procedimiento descrito en la norma, intenta contrarrestar los efectos de realizar los ensayos en condiciones estáticas, y además, intencionalmente se produce un escenario que presente condiciones críticas que garanticen una incrustación severa, lo que permite prever un mejor desempeño del producto en condiciones de campo menos extremas.

Las pruebas se realizan en celdas de vidrio de seis bocas, con capacidad de 1000 mL, doble chaqueta, y tapones para lograr un sello hermético. Mediante mangueras, ajustadas con abrazaderas, se establece un ciclo de flujo de glicerina a través de las dos celdas conectadas en paralelo y un baño térmico. Además, en una boca de cada celda se emplea un tubo de vidrio para la dispersión de CO_2 , para evitar la evaporación de este gas, en una de las bocas de cada celda se acopla un condensador de gas. En la Figura 3.1 se puede apreciar el montaje final del equipo empleado en esta primera parte del ensayo.

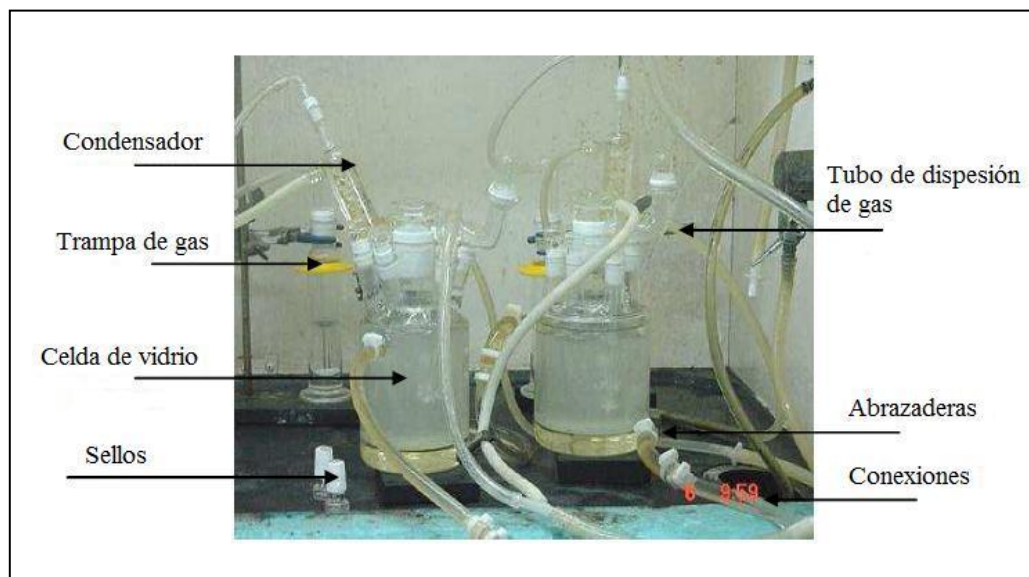


Figura 3.1. Montaje del equipo usado para la evaluación de inhibidores de incrustación

Una vez que el montaje está preparado, en cada celda se agregan 200 mL de cada una de las soluciones previamente preparadas (Tabla 3.2), luego se añade la dosis de INTAV® a evaluar, se asegura que el sistema quede herméticamente sellado, y se procede a saturar las aguas con CO₂, bombeando este gas durante 30 minutos a través de los tubos de dispersión. Cuando el bombeo de CO₂ finaliza, se ajusta el baño térmico a una temperatura de 71 °C, y se deja las aguas expuestas a esta temperatura durante 24 horas.

Una vez finalizadas las 24 horas, se procede a filtrar las soluciones. Esto se hace con la finalidad de obtener por separado muestras de líquido, y de los sólidos formados durante el ensayo. En esta etapa del procedimiento, es necesario instalar un sistema de filtrado conformado por una bomba de vacío, la cual se conecta a un kitasato y papel de filtro con un diámetro de poro de 0,45 µm, se usa este diámetro de poro para evitar que los cristales formados se queden en el líquido filtrado, y así poder determinar con mayor precisión el contenido de calcio que se mantuvo en solución. En la Figura 3.2 se puede apreciar el montaje del sistema.



Figura 3.2. Montaje del sistema de filtrado

La norma indica que el proceso de filtrado no debe durar más de dos horas, para evitar la redisolución de los cristales de material inorgánico formado durante el ensayo.

La evaluación de la eficiencia del inhibidor de incrustaciones INTAV®, se fundamenta en determinar la capacidad del producto de retener calcio en solución durante la realización de los ensayos de incrustación. Para esto, en cada sistema evaluado se calculó la concentración de calcio de una muestra de agua sin ser sometida a las condiciones de ensayo (blanco frío), y de una muestra sometida a las condiciones experimentales, sin tratamiento antiincrustante (blanco caliente), las medidas de ambos blancos delimitan el rango de eficiencia que permite evaluar las propiedades de los productos antiincrustantes. Para que el desempeño del inhibidor pueda ser considerado eficiente, al finalizar el ensayo en donde se empleó, el contenido de calcio en solución debe estar dentro del rango de eficiencia, lo cual permite concluir que el inhibidor de incrustaciones promueve la retención de calcio.

Adicionalmente, para cada sistema evaluado, se determinó el efecto del uso del antiincrustante INTAV® en la morfología de los sólidos formados durante los ensayos. Para esto, se aplicaron las técnicas de Microscopía Electrónica de Barrido (MEB), Difracción de Rayos X (DRX), y Espectroscopía de Energía Dispersiva (EDS).

b) Ensayos a condiciones de la Norma NACE TM 0374-2007, empleando aguas de producción

A pesar de que la norma NACE TM 0374-2007 contempla el uso de aguas sintéticas con una alta tendencia a generar incrustaciones de carbonato de calcio, el sistema acuoso sintético no puede recrear las interacciones físico-químicas de todos los componentes presentes en las salmueras reales provenientes de campos petroleros, debido a esto se plantea la opción de realizar la evaluación del desempeño de inhibidores de incrustaciones empleando un medio acuoso real. La evaluación del desempeño del antiincrustante INTAV®, empleando aguas de producción, se fundamenta entonces en la metodología experimental dictada por la norma, sustituyendo el uso de agua sintética por agua de producción.

Al finalizar el ensayo se fija un rango de eficiencias cuyos límites los demarca el contenido de calcio en solución de los blancos frío y caliente. Este rango permitirá determinar y comparar el desempeño mostrado por el antiincrustante en cada escenario evaluado.

Las muestras de sólidos obtenidas de los ensayo son analizadas a través de las técnicas de Microscopía Electrónica de Barrido (MEB), Espectroscopia de Energía Dispersiva (EDS), y Difracción de Rayos X (DRX), esto permite determinar el efecto del antiincrustante INTAV® en la morfología de los compuestos inorgánicos presentes al finalizar los ensayos.

3.3.3 Evaluación de los inhibidores de incrustación comerciales empleados en los sistemas seleccionados, a escala laboratorio bajo Norma NACE TM 0374-2007, con aguas de producción

En esta sección se evalúa el desempeño de los antiincrustantes comerciales empleados en algunos de los sistemas de producción seleccionados, en base a la metodología experimental que dicta la norma NACE TM 0374-2007, descrita en la sección 3.3.2 de este capítulo.

De los sistemas de producción seleccionados para evaluación (Tabla 3.1), en los pozos del Campo Moporo de la División Occidente, y en la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento, ubicada en el Campo Corocoro de la División Oriente, no se emplea tratamiento antiincrustante alguno, por lo cual para estos sistemas no se realiza evaluación de desempeño.

El desempeño de cada antiincrustante comercial evaluado se determinó en cada caso delimitando un rango de desempeño; la acción del inhibidor se considera eficiente si el contenido de calcio al finalizar el ensayo se encuentra dentro del rango de desempeño. Los sólidos obtenidos al finalizar los ensayos son analizados mediante las técnicas de Microscopía Electrónica de Barrido (MEB), Espectroscopia de

Energía Dispersiva (EDS), y Difracción de Rayos X (DRX) para determinar la acción del antiincrustante comercial sobre la morfología de los cristales formados.

3.3.4 Evaluación de la compatibilidad entre el inhibidor de incrustaciones INTAV® y los productos químicos aplicados en los sistemas de producción evaluados

En esta sección se evalúa el comportamiento del INTAV®, al ser aplicado simultáneamente con los diferentes aditivos químicos que se usan para el aseguramiento del flujo de la producción, en los sistemas seleccionados.

La evaluación de las relaciones de compatibilidad depende de los aditivos empleados en cada sistema de producción, en la Tabla 3.3 se presentan los ensayos de compatibilidad que se realizan en función de los productos químicos en cada uno de los sistemas.

Tabla 3.3. Evaluación de compatibilidad por cada sistema de producción evaluado

Sistema	Compatibilidad	
	Secuestrante de H ₂ S + INTAV®	INTAV® + Otros Aditivos*
Planta de Inyección de Agua Salada (en tierra) Campo San Joaquín	✔	✘
Planta de Inyección de Agua a Yacimiento (costa afuera), Campo Corocoro	✘	✔

(*) Los aditivos que constituyen el tratamiento químico empleado en la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento, ubicada en el Campo Corocoro, son: biocida, coagulante, floculante, hipoclorito de sodio y secuestrante de O₂.

De los sistemas seleccionados para evaluación (Tabla 3.1), en los pozos del Campo Moporo y en el oleoducto ubicado en San Tomé, actualmente no se aplica ningún tipo

de tratamiento comercial, por lo cual no se realizan pruebas de compatibilidad para estos sistemas.

A continuación se detalla la metodología experimental empleada para determinar las relaciones de compatibilidad entre el inhibidor de incrustaciones INTAV®, y los demás aditivos empleados en cada uno de los sistemas de producción evaluados.

a) Evaluación del inhibidor de incrustaciones INTAV® en presencia de aditivos químicos comerciales

Para determinar la compatibilidad entre el antiincrustante INTAV® y los aditivos químicos empleados en campo, se realizaron ensayos de incrustación siguiendo la metodología experimental que dicta la norma NACE TM 0374-2007, la cual se detalla en la sección 3.3.2 de este capítulo.

Durante la realización de los ensayos de incrustación, al aplicar la dosificación del antiincrustante, junto a este se añadieron las concentraciones requeridas de los demás aditivos químicos con los que se desea determinar la relación de compatibilidad. Al finalizar la prueba, se midió la cantidad de calcio retenido en solución en cada escenario, y se determinó el efecto del uso simultáneo de distintos aditivos sobre la eficiencia del inhibidor de incrustaciones INTAV®.

b) Evaluación de la eficiencia de adsorción del secuestrante de H₂S comercial en presencia del inhibidor de incrustaciones INTAV®

En esta sección se evalúa la compatibilidad del secuestrante de H₂S comercial (empleado en la Planta de Inyección de Agua Salada (en tierra), ubicada en el Campo San Joaquín), con el antiincrustante INTAV®.

Los ensayos que se realizan para poder determinar esta compatibilidad requieren del uso de 2 autoclaves de 100 mL de capacidad, provistos de una tapa que se ajusta mediante dos mordazas y un anillo de seguridad. La tapa del autoclave posee una válvula de entrada y una de salida de gases, un manómetro, y un termopozo donde se

acoplan las termocuplas que miden la temperatura. La temperatura del ensayo es regulada a través de un controlador digital, mientras que para una mayor precisión en los resultados, un manómetro digital registra la presión inicial y final del ensayo. En la Figura 3.3 se muestra un esquema del montaje necesario para llevar a cabo la evaluación.



Figura 3.3. Equipo necesario para la evaluación de compatibilidad entre el secuestrante de H_2S y el INTAV®

El ensayo se llevó a cabo siguiendo el procedimiento experimental del laboratorio de H_2S de PDVSA Intevep, para la evaluación de adsorción de gases ácidos. La prueba consistió en agregar 5 mL del secuestrante de H_2S comercial en cada celda, y se agregó la dosificación del INTAV® que se desea evaluar. Una vez completada la dosificación, se procedió a colocar la tapa del autoclave y asegurar un sellado hermético empleando las mordazas metálicas y el anillo de seguridad. Una vez asegurado el sellado hermético, se fijó una temperatura de 60 °C haciendo uso del controlador digital, hecho esto, se procedió a inyectar H_2S hasta lograr en el interior del autoclave una presión de aproximadamente 120 psi. La duración total del ensayo fue de 24 horas, y al concluir estas se registró la presión final.

La eficiencia del proceso de adsorción de H_2S se entiende como la cantidad de gas ácido adsorbido por volumen de secuestrante líquido. El cálculo de la eficiencia de adsorción se realiza a través de la aplicación de la Ecuación 21.

$$CA = \frac{n_{ads} * PM_{gas} * f_{cl}}{V_{sol}} \quad (21)$$

Donde:

CA: Capacidad de adsorción (lb de gas ácido/gal de secuestrante)

n_{ads} : Moles de gas ácido adsorbidos en el sistema

V_{sol} : Volumen de la solución (galones de secuestrante)

f_{cl} : Factor de conversión (0,0022046 lb/g)

PM_{gas} : Peso molecular del gas ácido (g/mol)

3.3.5 Evaluación en campo del inhibidor de incrustaciones INTAV® en la línea de distribución de PDVSA Gas San Tomé

Antes de iniciar la prueba de campo se realizó la selección del sistema de producción que reunía las características necesarias para evaluar el desempeño del antiincrustante en condiciones reales. El proceso de selección determinó que el oleoducto ubicado en San Tomé representaba el sistema ideal para realizar la evaluación del antiincrustante INTAV®, desde el punto de vista técnico y de criticidad en cuanto a la problemática generada a raíz de la presencia de incrustaciones.

El proceso de evaluación del antiincrustante INTAV® en la línea de distribución de crudo operada por PDVSA Gas San Tomé contempló seis etapas, estas son:

a) Revisión de la información asociada al oleoducto

Antes de iniciar la inspección pre-prueba de campo, se recopiló la información concerniente a los datos de producción y especificaciones del sistema. Igualmente se detalló el historial de fallas a raíz de la presencia de material incrustante en el oleoducto.

b) Inspección pre-prueba de campo

En esta etapa se realizó la inspección de la instalación donde se aplicó el tratamiento antiincrustante, esto se hizo con la finalidad de verificar la operatividad de los equipos, el estado de las instalaciones y las facilidades de aplicación del tratamiento. Adicionalmente se retiraron los cupones de incrustación que estaban evaluando la eficiencia del tratamiento antiincrustante comercial y se realizaron las evaluaciones respectivas sobre estos cupones para verificar el tipo de material que contenían en su superficie.

c) Inicio de la prueba de campo

Una vez desinstalados los cupones que estaban evaluando el inhibidor de incrustaciones comercial, se colocaron los cupones de incrustación nuevos, se realizó la toma de muestras de aguas antes del inicio de la inyección del tratamiento, con el propósito de realizar una caracterización del agua sin tratamiento antiincrustante, y se registraron los datos de operación del sistema al inicio de la inyección.

d) Seguimiento de la prueba de campo

Durante el transcurso de la prueba de campo se realizó el ajuste planeado de la dosificación del antiincrustante INTAV®. Para la evaluación de la eficiencia de retención de material inorgánico en solución lograda para cada dosificación propuesta, semanalmente se sustituyeron los cupones móviles instalados y se caracterizaron los sólidos presentes en su superficie mediante Difracción de Rayos X (DRX), Microscopía Electrónica de Barrido (MEB), y Espectroscopía de Energía Dispersiva (EDS)

e) Fin de la prueba de campo

Al finalizar la prueba de campo, se realizó la última revisión de los cupones, se registraron los datos de operación del día y se detuvo la inyección del INTAV®.

f) Evaluación a escala laboratorio de la velocidad de corrosión en presencia de los inhibidores de incrustaciones comercial e INTAV®

Como complemento a la prueba de campo, se evaluó a nivel de laboratorio la influencia del INTAV® y el antiincrustante comercial (aplicado en el oleoducto), sobre la velocidad de corrosión en el medio en donde se aplican.

La evaluación de la velocidad de corrosión se hizo a través de ensayos por pérdida de peso, estos se llevaron a cabo siguiendo el procedimiento experimental aplicado en el laboratorio de corrosión de PDVSA Intevep, basado en las normas ASTM-G1 (American Society for Testing and Materials, 2003), ASTM-G31 (American Society for Testing and Materials, 2004), y NACE RP-0775 (NACE International, 2005). A continuación se detalla el procedimiento experimental llevado a cabo.

Para la realización de estos ensayos, se emplearon autoclaves de 2 litros de capacidad fabricados de acero de alta aleación, estos, están provistas de una tapa que se ajusta mediante dos mordazas y un anillo de seguridad. La tapa del autoclave posee una válvula de entrada y una de salida de gases, un manómetro, un agitador para mantener la homogeneidad del medio de ensayo, y un termopozo donde se acoplan las termocuplas que miden la temperatura. La velocidad de agitación, y la temperatura, son reguladas por un controlador digital.

Los cupones o probetas de pérdida de peso son piezas o muestras del material metálico que será evaluado en el ensayo. Generalmente, los cupones son de forma rectangular con las siguientes dimensiones: 50 mm de longitud, 15 mm de ancho, y 3 mm de espesor, además, el cupón posee dos orificios de 8 mm de diámetro. En la Figura 3.4 se muestra una representación del cupón y sus dimensiones.

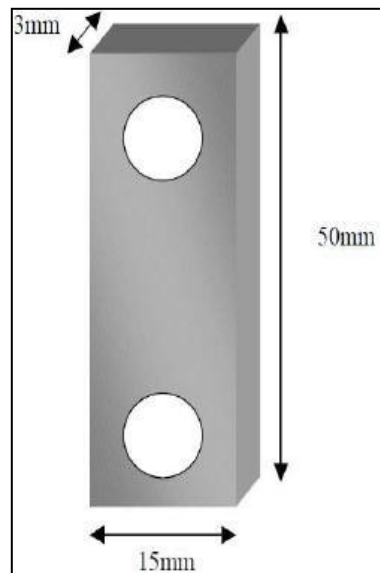


Figura 3.4. Dimensiones de probeta de corrosión empleada en los ensayos por pérdida de peso

Las probetas de corrosión se acoplan a un portacupón con forma de aro, fabricado de teflón, que se introduce en el autoclave durante el ensayo. En la Figura 3.5 se muestra un esquema del equipo empleado en el ensayo.

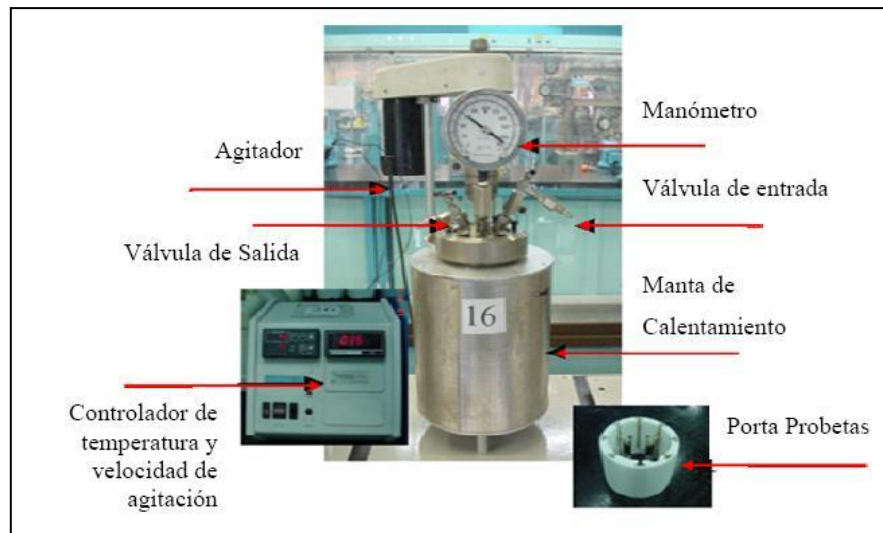


Figura 3.5. Equipo empleado para los ensayos de potencial corrosivo

Los procedimientos del ensayo por pérdida de peso involucran el acondicionamiento de los cupones, el montaje del ensayo, y finalmente, el decapado de las probetas.

El acondicionamiento de las probetas empezó con la limpieza de las mismas, para esto se utilizó xileno, cuya función es remover la capa de grasa o productos inhibidores de corrosión agregados al finalizar la manufactura del cupón, y cuya función es proteger el material. Luego de limpiar los cupones, se procedió a homogeneizar la superficie de estos, desbastando todas sus caras y bordes, con papel abrasivo, empezando por un papel de 240 grit (dependiendo del acabado de la probeta), hasta terminar con uno de 600 grit.

Al finalizar el desbastado de las probetas, estas se lavaron con acetona, se secaron, y se procedió a identificarlas usando un troquel, luego, se pesaron y se midieron las dimensiones del largo, ancho, espesor, y diámetros de los orificios.

Para el montaje del ensayo se preparó una solución de NaCl al 3,5% en peso. Un litro de esta solución se vertió en el autoclave donde previamente se había colocado el ensamblaje de probetas y portacupón. Una vez dispuesta la solución, se procedió a colocar la dosis de aditivos químicos según el diseño de la matriz experimental que se ha definido. Luego, se procedió a colocar la tapa del autoclave y asegurar un sellado hermético empleando las mordazas metálicas y el anillo de seguridad. Se presurizó el interior de la autoclave empleando algún gas ácido, según las condiciones del ensayo estos gases son dióxido de carbono y/o sulfuro de hidrógeno, en caso de ser este último, la presurización de la celda la lleva a cabo el custodio del laboratorio dentro de una campana de extracción. En el controlador digital se ajustó la velocidad de agitación y temperatura específica del ensayo. El tiempo total de evaluación fue de 120 horas (5 días), ya que en el manual se indica que se ha comprobado que después de este tiempo no suelen observarse cambios significativos de la velocidad de corrosión del metal.

Finalizado el tiempo del ensayo, se despresurizó la celda en la campana de extracción (en caso de haber trabajado con sulfuro de hidrógeno, este se descargó en una solución de hidróxido de sodio al 10% en peso) y se procedió a desmontar el equipo, luego, se realizó el decapado de las probetas sumergiéndolas en solución Clark, para

retirar los productos de corrosión, una vez hecho esto, se limpió el cupón con acetona, y se procedió a registrar su peso final.

Los resultados finales permiten determinar si existe una disminución de las propiedades anticorrosivas del aditivo evaluado en presencia del inhibidor de incrustaciones INTAV®. Adicionalmente, se determinó si el antiincrustante posee propiedades anticorrosivas, realizando el ensayo por pérdida de peso en presencia únicamente del INTAV®.

De acuerdo a las normas ASTM G1 y NACE RP-0775, la velocidad de corrosión promedio de un material metálico (v) puede ser determinada por la técnica de pérdida de peso, a través de la Ecuación 22.

$$v = \frac{3,45 \cdot 10^6 \cdot (P_i - P_f)}{A \cdot \rho \cdot t} \quad (22)$$

Donde:

v : velocidad de corrosión (mpy, milésima de pulgada por año)

($P_i - P_f$): masa perdida (g)

A : área expuesta (cm^2)

t : tiempo de exposición (h)

ρ : densidad del material (g/cm^3)

La determinación del área expuesta de la probeta, se empleó la ecuación 23.

$$A = \frac{2 \cdot (A_1 + A_2 + A_3) - 4 \cdot (A_c)}{100} \quad (23)$$

Donde:

A : área expuesta (cm^2)

A1, A2, A3, Ac: áreas (mm^2) de las caras del cupón y los agujeros como se muestran en la Figura 3.6.

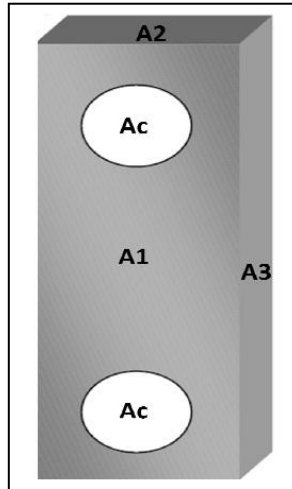


Figura 3.6. Medidas necesarias para calcular el área expuesta del cupón

3.3.6 Determinación de la sinergia del uso simultaneo del INTA® y un inhibidor de incrustaciones comercial a escala laboratorio bajo norma NACE TM 0374-2007

Para la aplicación y evaluación del inhibidor de incrustaciones INTAV® en un sistema donde se esté aplicando un tratamiento antiincrustante comercial, es necesario evaluar la posibilidad de realizar una sustitución total o progresiva del tratamiento, a fin de evitar cualquier obstrucción y garantizar el aseguramiento de flujo.

Una sustitución total puede acarrear grandes inconvenientes, ya que, dependiendo de la agresividad corrosiva del sistema y el tiempo que permanezca el mismo sin tratamiento, puede originar la presencia de incrustaciones, ocasionando con ello la interrupción del flujo y el diferimiento de producción.

En este sentido, una de las opciones que pudieran mitigar este inconveniente sería la sustitución progresiva del tratamiento antiincrustante comercial por el INTAV®. Esto

implica que se deberían aplicar ambos tratamientos de forma simultánea, e ir aumentando progresivamente la dosis del inhibidor a base de *Aloe vera*, hasta que se aplique únicamente este.

La utilización de esta estrategia, requiere conocer el efecto de la interacción simultánea de ambos tratamientos a distintas proporciones, para prevenir posibles interferencias entre las propiedades de los inhibidores.

Partiendo de esta situación, en este Trabajo Especial de Grado se planteó como uno de los objetivos, evaluar la compatibilidad entre el antiincrustante INTAV®, y el inhibidor de incrustaciones comercial empleado en la Planta de Inyección de Agua Salada, ubicada en el Campo San Joaquín, División Oriente, con el fin de determinar el resultado del uso simultáneo de ambos productos.

La metodología empleada en esta etapa corresponde a la descrita por la norma NACE TM 0374-2007, tal metodología se detalla en la sección 3.3.2 de este capítulo. La evaluación del uso simultáneo de ambos antiincrustantes consistió en realizar distintos ensayos de incrustación variando la proporción de INTAV® e inhibidor comercial usados en conjunto.

Los resultados de los ensayos permiten determinar la eficiencia de retención de calcio, y los cambios en la morfología cristalina que se originan por el uso simultáneo de los inhibidores en distintas proporciones.

3.3.7 Ampliación del protocolo para la aplicación y evaluación del inhibidor de incrustaciones a base de *Aloe vera* (INTAV®) en la industria petrolera

El protocolo de aplicación y evaluación de inhibidores de incrustación en la industria petrolera, surge de la necesidad de ordenar y jerarquizar las etapas que permiten aplicar de forma eficiente el antiincrustante INTAV® a escala de campo. Este proceso de evaluación debe incluir las etapas que van desde la determinación de la

tendencia incrustante de las aguas producidas, hasta la evaluación de la eficiencia del aditivo en instalaciones reales de producción.

En la actualidad, la aplicación y evaluación del antiincrustante INTAV® en campo, se hace a través de las etapas descritas en el protocolo para la aplicación del inhibidor de incrustaciones a base de *Aloe vera* en las instalaciones de subsuelo y superficie (Torín, 2010).

La ampliación del documento original partió de la revisión detallada de las distintas etapas que conllevan a la aplicación del inhibidor de incrustaciones INTAV® en campo.

a. Inclusión de prueba de blanco a nivel de campo

En esta sección se evalúa la situación en la que la tendencia incrustante calculada de manera teórica y experimental no concuerda con el historial de fallas y la problemática real en campo asociada a la presencia de material incrustante. Se plantea la necesidad de incluir una prueba que evalúe la formación de incrustaciones en el sistema de producción durante un tiempo determinado, sin la aplicación de tratamiento químico antiincrustante, lo cual permita definir el grado de necesidad de implementar la aplicación de algún inhibidor de incrustaciones.

b. Ampliación de la etapa de análisis de laboratorio

En esta sección se evaluó la importancia de incluir en el protocolo de aplicación del inhibidor de incrustaciones en campo, el estudio de la sinergia del uso simultáneo de los inhibidores INTAV® y comercial, la evaluación de la compatibilidad entre el inhibidor de incrustaciones a base de *Aloe vera* y un secuestrante de H₂S comercial, así como el análisis a nivel de laboratorio del potencial corrosivo del antiincrustante.

c. Ampliación de la etapa pre prueba de campo

En esta etapa se evalúa la información que se obtiene del análisis de los testigos (cupones, reductores) usados en campo durante la evaluación de los tratamientos

químicos antiincrustante y anticorrosivos, previo a la aplicación del inhibidor de incrustaciones INTAV®. Se determinó la importancia de tales análisis en el mejoramiento de la aplicación y evaluación del desempeño del inhibidor de incrustaciones a base de *Aloe vera*.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos durante la realización de este Trabajo Especial de Grado, incluyendo el análisis y comparaciones necesarias para generar las conclusiones de acuerdo a los objetivos planteados.

4.1 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE SATURACIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN DE LOS SISTEMAS A EVALUAR

La determinación del índice de saturación parte de la caracterización química de las aguas a ser evaluadas. La información obtenida de la caracterización constituye los datos de entrada necesarios para la aplicación de los métodos matemáticos diseñados para el cálculo del índice de saturación (Cavano, 2005). La interpretación del valor del índice permite pronosticar la tendencia incrustante del sistema a las condiciones evaluadas.

El cálculo del índice de saturación se realizará en las muestras de agua de los sistemas seleccionados (Tabla 3.1)

A continuación se presentan los valores de índices de saturación calculados para cada uno de los casos evaluados.

4.1.1 Cálculo del índice de saturación del agua de producción de los Pozos ubicados en el Campo Moporo, División Occidente

Para la evaluación de este sistema, se contó con muestras de agua de producción de cinco pozos pertenecientes al Campo Moporo. En la Tabla 4.1 se presenta la caracterización extendida de las muestras de agua.

Tabla 4.1. Caracterización extendida del agua de producción de pozos del Campo Moporo, División Occidente

Componente	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
Alcalinidad Total (ppm CaCO ₃ Eq.)	1748	1417	1466	1379	1511
Bicarbonato (HCO ₃ ⁻) (ppm)	1778	1729	1789	1683	1844
Carbonato (CO ₃ ⁻) (ppm)	117	<10	<10	<10	<10
Sólidos Disueltos (ppm)	4665	4501	5960	6032	4805
Sólidos Suspendidos (ppm)	267	143	97	365	175
Sólidos Totales (ppm)	4932	4644	6057	6397	4980
pH a 298K	8,88	8,04	8,35	8,42	8,47
Cloruro (Cl ⁻) (ppm)	179	615	1646	896	381
Sulfato (SO ₄) (ppm)	87,1	59,3	90	94,6	80,4
Calcio (Ca) (ppm)	15	17,3	45	33	31
Bario (Ba) (ppm)	<10	<10	<10	<10	<10
Estroncio (Sr) (ppm)	<10	<10	<10	<10	<10
Hierro (Fe) (ppm)	<10	<10	<10	<10	<10
Magnesio (Mg) (ppm)	<10	<10	<10	<10	<10
Potasio (K) (ppm)	60	86	125	78	82
Sodio (Na) (ppm)	1043	1096	1429	1208	993
Dureza Total (ppm CaCO ₃ Eq)	79	81	153	123	145

Se determinó que la composición química de las aguas de los pozos son bastantes similares entre sí (Tabla 4.1). Se identifican valores bajos de dureza total, teniéndose que para los pozos A y B el agua es moderadamente blanda (entre 50 y 100 ppm de CaCO₃) (Gray, 2010), mientras que para los pozos C, D y E, las aguas son

ligeramente duras (valores entre el rango de 100 y 150 ppm de CaCO_3). Estas medidas de dureza representan un bajo contenido de iones calcio y magnesio.

El análisis de las muestras de agua evidenció que estas presentan alta alcalinidad (mayor a 300 ppm de CaCO_3) (Porrás, 1985) debido a una elevada concentración del anión bicarbonato, esto representa un factor importante en la posible tendencia incrustante de las muestras debido a que, junto con el calcio, el bicarbonato es fundamental en la reacción química que da origen a la formación de carbonato de calcio. Adicionalmente, se observa la presencia del anión sulfato, que puede reaccionar con el calcio, estroncio, y bario presentes en la muestra (a pesar de sus bajas concentraciones), y generar formaciones inorgánicas con tendencia incrustante.

Entre los valores que se registran del análisis de las aguas de producción (Tabla 4.1), se observa que es común en todas las muestras el alto contenido de sólidos disueltos, generalmente, tales sólidos consisten en material inorgánico de morfología cristalina, que tienden a aumentar de tamaño a través del proceso de nucleación (Cavano, 2005).

Con los valores obtenidos de la caracterización de cada una de las muestras de agua de los pozos del Campo Moporo, se calcularon los índices de saturación por los métodos de Langelier, Ryznar, Puckorius, y Stiff-Davis.

Para el cálculo de los índices, se cuenta con la temperatura máxima de operación de los pozos seleccionados para la evaluación (Tabla 4.2).

Tabla 4.2. Temperatura máxima de operación de los pozos del Campo Moporo

Temperatura máxima de operación (°F)				
Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E
300	271	300	301	300

En la (Tabla 4.3) se presentan los índices de saturación determinados para cada muestra de agua.

Tabla 4.3. Índices de saturación para el agua de producción de los pozos del Campo Moporo, División Occidente

Pozo	Modelo (rango de tendencia incrustante)			
	Langelier (IS > 0)	Ryznar (IS < 6)	Puckorius (IS < 6)	Stiff-Davis (IS > 0)
Pozo A	3,62	1,64	6,79	4,28
Pozo B	2,53	2,97	7,42	3,15
Pozo C	3,48	1,39	6,12	4,18
Pozo D	3,39	1,64	6,48	4,11
Pozo E	3,47	1,53	6,36	4,19

Los índices calculados por el método de Puckorius son todos mayores a 6 (Tabla 4.3), la interpretación de estos valores determina que ninguna de las aguas tiene tendencia incrustante. En contraste, los índices de saturación calculados por los modelos de Langelier y Ryznar determinan valores dentro del rango donde se interpreta que la muestra analizada tiende a generar material incrustante. Sin embargo, los métodos de Langelier, Ryznar, y Puckorius no se adaptan a las características propias de salmueras producidas en campos de petróleo.

Los índices de saturación obtenidos por el método de Stiff-Davis se consideran los más confiables, debido a que el modelo fue diseñado para analizar aguas provenientes de la producción de hidrocarburos, con alto contenido iónico, y en consecuencia fuerzas iónicas altas. La interpretación de los índices de saturación obtenidos por este método indican que, para valores mayores a cero se anticipa la formación de incrustaciones, en este caso, de las aguas evaluadas, el menor índice de saturación corresponde a la del pozo B cuyo valor es de 3,15.

El cálculo del índice de saturación, permite predecir teóricamente la posible formación de carbonato de calcio en los pozos evaluados del Campo Moporo. En este sentido, el sistema puede ser considerado como candidato a pasar a la siguiente fase del estudio, la cual consiste en la evaluación del inhibidor de incrustaciones INTAV® a escala laboratorio.

4.1.2 Cálculo del índice de saturación del agua de producción de la Planta de Inyección de Agua Salada, ubicada en el Campo San Joaquín, División Oriente

Para la evaluación de este sistema, se contó con una muestra de agua de producción de la Planta de Inyección de Agua Salada. Los valores obtenidos de la caracterización extendida se muestran en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4. Caracterización extendida del agua de producción de la Planta de Inyección de Agua Salada, Campo San Joaquín, División Oriente

Componente	Valor
Alcalinidad Total	414 ppm CaCO ₃ Eq.
Bicarbonato (HCO ₃ ⁻)	505 ppm
Carbonato (CO ₃ ⁻)	<10 ppm
Sólidos Disueltos	690 ppm
Sólidos Suspendidos	203 ppm
Sólidos Totales	893 ppm
pH a 298K	6,99
Cloruro (Cl ⁻)	332 ppm
Sulfato (SO ₄ ⁻)	2,33 ppm
Calcio (Ca)	11 ppm
Bario (Ba)	<1 ppm
Estroncio (Sr)	<1 ppm
Hierro (Fe)	<1 ppm
Magnesio (Mg)	<1 ppm
Potasio (K)	6,84 ppm
Sodio (Na)	149 ppm
Dureza Total	31,6 ppm CaCO ₃ Eq.

Como puede observarse (Tabla 4.4), la muestra evaluada presenta una alta alcalinidad total (mayor a 300 ppm de CaCO₃) (Porrás, 1985), debido a la elevada concentración del anión bicarbonato. El cálculo de la dureza total de la muestra clasifica a esta como blanda (menor a 100 ppm de CaCO₃) (Gray, 2010), lo que representa un bajo contenido de aniones de calcio y magnesio, aún así, la presencia de bicarbonato y calcio en la muestra, demuestran la posible formación de carbonato de calcio.

Adicionalmente, la presencia del anión sulfato, y su posible reacción con el calcio, bario, y/o estroncio presentes en el agua de producción, puede dar paso a la formación de material incrustante en forma de sulfatos de bario, calcio, o estroncio.

La caracterización extendida del agua de producción (Tabla 4.4) también permite observar un alto contenido de sólidos disueltos presentes en la muestra, estos pueden estar conformados por compuesto inorgánicos de morfología cristalina (Cavano, 2005). Este tipo de formaciones tienden a aumentar de tamaño siguiendo un proceso denominado nucleación.

Los valores obtenidos de la caracterización del agua de la Planta de Inyección de Agua Salada (Tabla 4.4) se usaron como datos de entrada para el uso de los modelos matemáticos que permiten el cálculo de los distintos índices de saturación.

La temperatura usada para el cálculo de los valores de índice de saturación corresponde a la temperatura de operación máxima de la Planta, 120 °F.

A continuación se presentan los valores de los índices de saturación calculados por los métodos de Langelier, Ryznar, Puckorius, y Stiff-Davis.

Tabla 4.5. Índices de saturación para el agua de producción de la Planta de Inyección de Agua Salada, Campo San Joaquín, División Oriente

Modelo (rango de tendencia incrustante)			
Langelier (IS > 0)	Ryznar (IS < 6)	Puckorius (IS < 6)	Stiff-Davis (IS > 0)
-0,49	7,96	12,14	0

Los índices de saturación calculados por los modelos predictivos de Langelier, Ryznar y Puckorius, indican que el agua de producción no presenta tendencia incrustante, es decir, los valores se encuentran dentro del rango donde, para cada caso, se prevé que no se producirá la formación de material incrustante. Sin embargo, las premisas que limitan el uso de estos métodos no se adaptan a las características del agua evaluada.

Nuevamente, el modelo que mejor se adapta a la configuración química del agua de producción de la Planta de Inyección de Agua Salada, es el de Stiff-Davis, esto se debe a que el mismo fue diseñado para evaluar salmueras provenientes de campos petroleros. Al aplicar el método, el valor de índice de saturación que se determina es cero (0). Este valor indica que a las condiciones evaluadas, el agua se encuentra en equilibrio químico, y no se anticipa la formación de carbonato de calcio.

A pesar de que teóricamente el agua de la Planta de Inyección no presenta tendencia incrustante, se plantea la realización de ensayos de incrustación a escala de laboratorio, empujando agua del sistema, con la intención de verificar la baja capacidad de la muestra de generar material incrustante, y además, evaluar las propiedades del inhibidor de incrustaciones INTAV®, y su posible uso como inhibidor de incrustaciones químico en el sistema.

4.1.3 Cálculo del índice de saturación del agua de producción del Sistema de Inyección de Agua a Yacimiento, Campo Corocoro, Costa Afuera, División Oriente

En este sistema, el agua inyectada al yacimiento consiste en la combinación de agua de producción del campo, y agua de mar. La proporción de la mezcla consiste en 5,26% agua de producción, y 94,74% agua de mar.

El cálculo de la tendencia incrustante del agua empleada en el sistema, empieza con la caracterización química de la mezcla de aguas. En la (Tabla 4.6) se muestran los resultados de tal análisis.

Tabla 4.6. Caracterización extendida de la mezcla de aguas de producción y mar empleada de la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento, Campo Corocoro, Costa Afuera, División Oriente

Componente	Valor
Alcalinidad Total	208 ppm CaCO ₃ Eq.
Bicarbonato (HCO ₃ ⁻)	254 ppm
Carbonato (CO ₃ ⁼)	<10 ppm
Sólidos Disueltos	28807 ppm
Sólidos Suspendidos	17831 ppm
Sólidos Totales	46638 ppm
pH a 298K	6,84
Cloruro (Cl ⁻)	20400 ppm
Sulfato (SO ₄ ⁼)	2242 ppm
Calcio (Ca)	487 ppm
Bario (Ba)	<1 ppm
Estroncio (Sr)	7,89 ppm
Hierro (Fe)	<1 ppm
Magnesio (Mg)	1169 ppm
Potasio (K)	375 ppm
Sodio (Na)	10800 ppm
Dureza Total	6021,81 ppm CaCO ₃ Eq.

En este caso, debido a que la mezcla de aguas consiste en mayor proporción en agua de mar, los valores que registra la caracterización química del agua empleada en la Planta de Inyección, coincide con valores característicos de sistemas acuosos salinos.

El contenido de cloruro resultó ser 20400 ppm, lo cual es común para agua de origen marino, igualmente ocurre con el contenido de sodio, que para agua de mar ronda los 10000 ppm, y para la muestra analizada se determinó un contenido de 10800 ppm del elemento (Fierro y Nyer, 2007).

Respecto a las especies químicas con mayor influencia en la formación de material de característica incrustante, las elevadas concentraciones de calcio y magnesio le confieren a la muestra de agua una elevada dureza total (Gray, 2010). Por otra parte, la medida de alcalinidad total se encuentra dentro del rango considerado normal para

aguas subterráneas (entre 100 y 300 ppm de CaCO_3) (Porras, 1985), lo cual indica que el contenido del ión bicarbonato no es elevado. Ambos, calcio y bicarbonato, son fundamentales en las reacciones químicas que dan origen a la formación de carbonato de calcio, debido a esto, se identifica la posibilidad de que el agua de producción de la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento pueda originar este tipo de material incrustante. Igualmente, se detectó en la muestra un alto contenido del anión sulfato, este, junto al calcio, bario, y/o estroncio presentes en el agua podría originar especies inorgánicas de tendencia incrustante.

Otro factor que permite demostrar la capacidad del agua evaluada de generar incrustaciones, es el alto contenido de sólidos disueltos en la misma. Estos sólidos suelen estar constituidos por complejos inorgánicos, los cuales pueden aumentar de tamaño siguiendo el proceso de nucleación (Cavano, 2005).

Los valores obtenidos del análisis químico de la mezcla de agua de producción y de mar, se usan como datos de entrada en el uso de los modelos matemáticos que permiten calcular índices de saturación. La temperatura usada para el cálculo de este parámetro corresponde a la mayor temperatura registrada en el sistema, 109,4 °F.

En la Tabla 4.7 se presentan los índices de saturación calculados por los métodos matemáticos de Langelier, Ryznar, Puckorius y Stiff-Davis.

Tabla 4.7. Índices de Saturación para la mezcla de aguas de producción y de mar empleada en la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento, Campo Corocoro, Costa Afuera, División Oriente

Modelo (rango de tendencia incrustante)			
Langelier (IS > 0)	Ryznar (IS < 6)	Puckorius (IS < 6)	Stiff-Davis (IS > 0)
0,44	5,95	10,42	1,35

Debido a las características propias del agua empleada en la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento, los modelos de Langelier, Ryznar, y Puckorius determinan valores de índices de saturación (Tabla 4.7) que se consideran imprecisos, debido a que estos tres métodos matemáticos no se adaptan a la configuración química de la muestra de agua.

En contraste, el modelo de Stiff-Davis, está diseñado para evaluar aguas con características similares a las de la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento (alto contenido iónico), por tal motivo se considera preciso el índice de saturación que se obtiene de la aplicación de este método predictivo. El valor del índice obtenido por Stiff-Davis (1,35) permite interpretar la tendencia incrustante del agua evaluada, debido a que, para este modelo, valores de índices de saturación mayores a cero permiten anticipar la posibilidad de que el sistema acuoso genere material incrustante en forma de carbonato de calcio.

La tendencia incrustante determinada de forma teórica, justifica el uso de la mezcla de aguas de producción y de mar empleada en la Planta de Inyección de Agua Salada en ensayos de incrustación, para evaluar el desempeño del inhibidor de incrustaciones INTAV® a escala de laboratorio.

4.1.4 Cálculo del índice de saturación del agua de producción del oleoducto operado por PDVSA Gas, ubicado en San Tomé, División Oriente

Inicialmente se realizó la caracterización química de la muestra de agua de producción proveniente del oleoducto ubicado en San Tomé. Los valores obtenidos de este análisis se muestran en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8. Caracterización extendida del agua de producción del oleoducto operado por PDVSA Gas San Tomé, División Oriente

Componente	Valor
Alcalinidad Total	1306 ppm CaCO ₃ Eq.
Bicarbonato (HCO ₃ ⁻)	1594 ppm
Carbonato (CO ₃ ⁼)	<10 ppm
Sólidos Disueltos	34819 ppm
Sólidos Suspendidos	1024 ppm
Sólidos Totales	35843 ppm
pH a 298K	7,43
Cloruro (Cl ⁻)	20100 ppm
Sulfato (SO ₄ ⁼)	50 ppm
Calcio (Ca)	598 ppm
Bario (Ba)	27 ppm
Estroncio (Sr)	32,7 ppm
Hierro (Fe)	<1 ppm
Magnesio (Mg)	116 ppm
Potasio (K)	345 ppm
Sodio (Na)	12700 ppm
Dureza Total	1967 ppm CaCO ₃ Eq.

El agua de producción del oleoducto reúne todas las características que le confieren la posibilidad de generar precipitados de tendencia incrustante. Del análisis extendido del agua (Tabla 4.8), se identifican valores elevados de alcalinidad y dureza total, alto contenido de calcio y bicarbonato, y un contenido elevado de sólidos disueltos.

La combinación de altas concentraciones de calcio y bicarbonato aumenta la probabilidad de que, dadas las condiciones necesarias, se origine la formación y precipitación de carbonato de calcio. Aunado a esto, la gran cantidad de sólidos disueltos presentes en la muestra pueden estar constituidos en gran medida por material inorgánico de morfología cristalina con tendencia a aumentar de tamaño y desarrollar características incrustantes (Cavano, 2005). En cuanto a la formación de incrustaciones distintas al carbonato de calcio, la posibilidad de que se originen compuestos que contengan sulfato se ve disminuida debido a que el contenido de este compuesto no es elevado (50 ppm).

A partir de los valores obtenidos de la caracterización química del agua de producción, se determinó el índice de saturación de la muestra, aplicando los métodos de Langelier, Ryznar, Puckorius, y Stiff-Davis. La temperatura usada para la determinación de los índices de saturación es de 104 °F, que corresponde a la temperatura de operación del oleoducto. En la Tabla 4.9 se presentan los valores obtenidos de los índices de saturación calculados.

Tabla 4.9. Índices de saturación para el agua de producción de la línea de distribución de crudo operada por PDVSA Gas, San Tomé

Modelo (rango de tendencia incrustante)			
Langelier (IS > 0)	Ryznar (IS < 6)	Puckorius (IS < 6)	Stiff-Davis (IS > 0)
1,86	3,71	7,60	1,92

De los índices de saturación calculados (Tabla 4.9), se considera como preciso el obtenido mediante el modelo de Stiff-Davis, debido a que el método es el que mejor se adapta a la configuración química del agua de producción evaluada, (salmueras producidas en campos petroleros con altas fuerzas iónicas). Se interpreta que el agua presenta tendencia incrustante cuando el índice de saturación calculado por este método es superior a cero, para el agua de producción del oleoducto ubicado en San Tomé, el valor del índice resultó ser 1,92.

La aplicación de los métodos de Langelier y Ryznar pronostican la tendencia incrustante del sistema, pero estos resultados no se consideran precisos debido a que las características propias del agua de producción no concuerdan con las premisas que limitan el uso de ambos modelos. En cuanto al índice de saturación calculado por el modelo de Puckorius, este define que el agua de producción no presenta tendencia incrustante, pero, de los métodos predictivos empleados, este es el que menos se adapta a las características del agua de producción del oleoducto.

Debido a la tendencia incrustante que presenta el sistema (determinada teóricamente por medio del cálculo del índice de saturación), se considera la evaluación del

desempeño del antiincrustante INTAV® a escala de laboratorio, empleando muestras del agua del sistema de producción, a fin de validar la aplicación del inhibidor de incrustaciones a base de *Aloe vera* como medida de control que permita el aseguramiento del flujo de la producción en el oleoducto.

4.2 EVALUACIÓN DEL INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES A BASE DE ALOE VERA (INTAV®), A ESCALA LABORATORIO BAJO NORMA NACE TM 0374-2007, CON AGUAS DE PRODUCCIÓN

En esta sección se presentan los resultados de la evaluación de la eficiencia del inhibidor de incrustaciones INTAV® según norma NACE TM 0374-2007. Para la evaluación del inhibidor a escala laboratorio se contó con muestras de aguas de producción de cada uno de los sistemas seleccionados, y para los cuales previamente se realizó el estudio teórico de índices de saturación (Tabla 3.1).

Los resultados permiten determinar la concentración de calcio mantenido en solución al emplear el antiincrustante INTAV®, así como el efecto del producto sobre la morfología de las especies cristalinas presentes al finalizar los ensayos.

A continuación se presentan los resultados obtenidos para cada sistema evaluado.

4.2.1 Evaluación de la eficiencia del inhibidor de incrustaciones INTAV®, empleando aguas de producción proveniente de pozos ubicados en el Campo Moporo, División Occidente.

Las aguas usadas en el ensayo corresponden a las muestras de aguas de producción tomadas de cada uno de los cinco pozos seleccionados para la evaluación, los cuales están ubicados en el Campo Moporo de la División Occidente.

Cabe destacar que en ninguno de los pozos evaluados se estaba aplicando previamente tratamiento antiincrustante, por lo tanto, la selección de la dosificación empleada en los ensayos de incrustaciones se llevó a cabo tomando como referencia

la dosis de antiincrustante empleada en pozos vecinos pertenecientes al mismo campo, esta dosificación corresponde a concentraciones entre 25 y 40 ppm de aditivo.

A continuación se presentan los resultados de los ensayos de incrustación obtenidos para la evaluación del agua de producción de cada pozo.

Pozo A

En la Figura 4.1 se presentan los resultados de la evaluación del inhibidor de incrustaciones INTAV® con aguas de producción del pozo A. Para este caso, el rango de eficiencia delimitado por las concentraciones de calcio en solución de los blancos frío y caliente, tiene como límite inferior 7,1 ppm de calcio (blanco caliente) y como límite superior una concentración de 15 ppm de calcio (blanco frío).

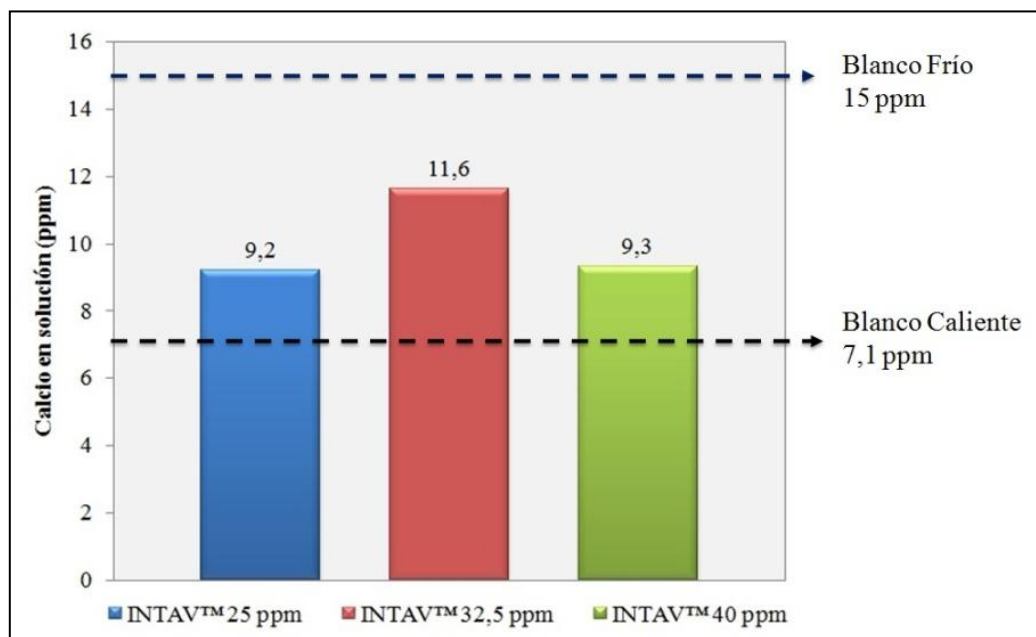


Figura 4.1. Contenido de calcio en solución al finalizar ensayos de incrustación empleando INTAV®, Pozo A

En la Figura 4.1 se puede apreciar como, en los ensayos en donde se aplicó el inhibidor de incrustaciones INTAV®, los contenidos de calcio en solución obtenidos son superiores a los del blanco caliente, por tal motivo, en los ensayos realizados para el Pozo A, se considera eficiente el uso del producto en la retención de calcio en

solución y consecuentemente en la prevención de la formación de carbonato de calcio.

La dosificación del antiincrustante INTAV® que obtuvo el mejor desempeño, corresponde a la de 32,5 ppm, para tal caso se obtuvo una concentración final de calcio en solución de 11,6 ppm (77% del calcio que originalmente se encontraba en solución).

Adicional a la determinación del contenido de calcio en solución, al finalizar los ensayos se evaluó el efecto del INTAV® sobre la morfología de los sólidos formados. Para esto se aplicaron las técnicas de Espectroscopía de Energía Dispersiva (EDS), Microscopía Electrónica de Barrido (MEB), y Difracción de Rayos X (DRX). El análisis EDS no detectó la presencia de calcio en ninguna de las muestras analizadas, mientras que con la aplicación de la técnica MEB no se identificaron sólidos de morfología cristalina, adicionalmente, no se pudo realizar el análisis DRX debido a que la cantidad de sólidos recolectados era inferior al mínimo necesario. Estos resultados permiten inferir que, durante los ensayos, no se formaron especies inorgánicas de morfología cristalina que contengan calcio, o que la formación de las mismas no alcanzó una cantidad apreciable.

Pozo B

Los resultados de la evaluación del antiincrustante INTAV®, permiten construir el rango de concentraciones de calcio en solución donde se considera efectivo el uso del producto, este está comprendido entre 7,8 ppm (blanco caliente) y 17,3 ppm (blanco frío). En la Figura 4.2 se presenta la delimitación del rango de eficiencia junto con las concentraciones de calcio mantenido en solución al finalizar la evaluación de cada dosificación del antiincrustante.

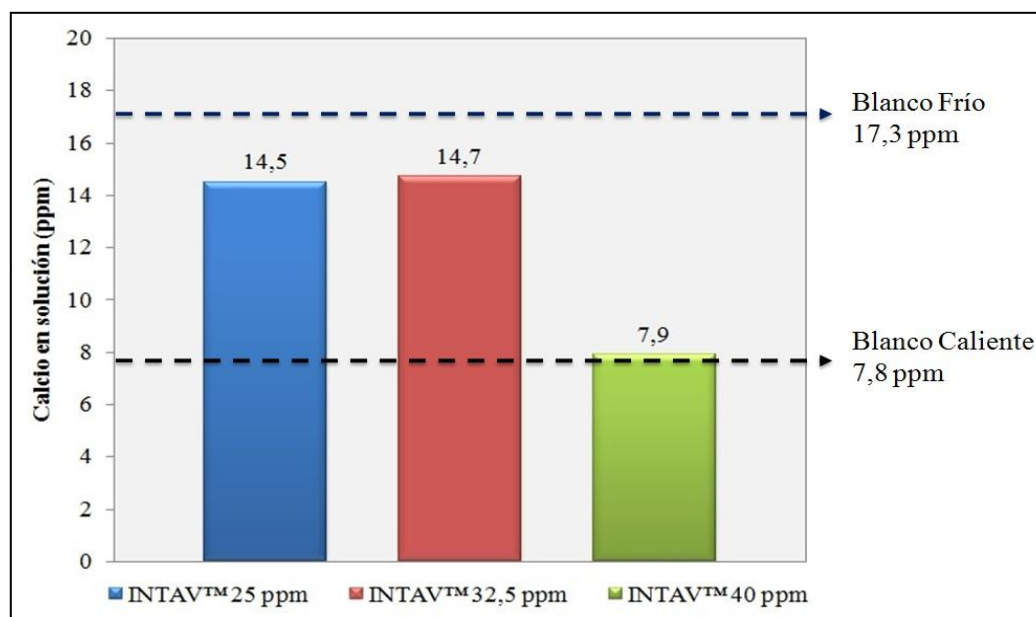


Figura 4.2. Contenido de calcio en solución al finalizar ensayos de incrustación empleando INTAV®, Pozo B

En todos los ensayos donde se empleó el inhibidor de incrustaciones INTAV®, se determinaron concentraciones de calcio en solución que se encuentran dentro del rango de eficiencia. En la Figura 4.2 se aprecia como en los casos en donde se emplearon dosificaciones del producto en una medida de 25 ppm y 32,5 ppm, el desempeño de antiincrustante es similar, registrándose 14,5 ppm y 14,7 ppm de calcio mantenido en solución respectivamente (aproximadamente 84% del total inicial de calcio en la muestra), mientras que, en el ensayo donde se empleó la mayor dosificación (40 ppm de INTAV®), el resultado apenas superó el límite inferior del rango de eficiencia, indicando que, la aplicación de la mayor dosis del producto disminuye significativamente el desempeño del mismo.

Los sólidos formados durante los ensayos de incrustación, empleando agua del Pozo B, fueron analizados mediante la técnica de Espectroscopía de Energía Dispersiva (EDS), los resultados muestran que sólo en el caso donde se empleó 25 ppm de INTAV® se detectó la presencia de calcio. En la Figura 4.3 se presenta el espectro que permite identificar la composición elemental completa de los sólidos recolectados para tal caso.

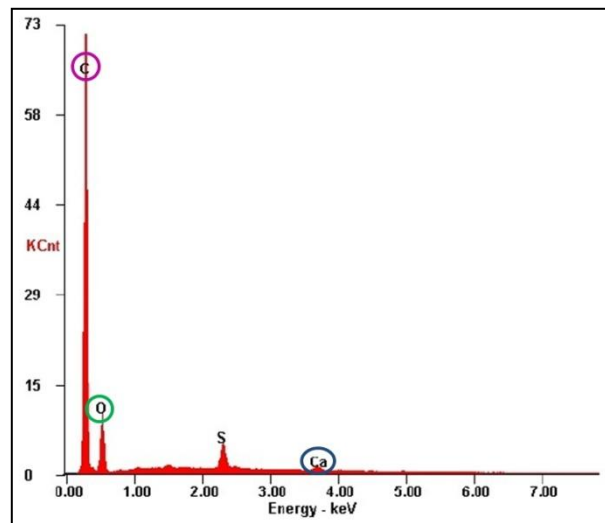


Figura 4.3. Espectro EDS para muestra de sólidos, Pozo B. Ensayo con 25 ppm de INTAV®

En el espectro EDS (Figura 4.3) se destaca la presencia de carbono, oxígeno y calcio entre los elementos que componen los sólidos examinados. Esto demuestra que durante la realización del ensayo pudieron haberse formado compuestos inorgánicos que incluyan tales elementos.

Como complemento de la caracterización de los sólidos se aplicó la técnica de Microscopía Electrónica de Barrido y no se distinguieron formaciones sólidas cristalinas que puedan relacionarse con las morfologías características del carbonato de calcio. La técnica de Difracción de Rayos X no pudo llevarse a cabo debido a que los sólidos recolectados al finalizar los ensayos no fueron suficientes para que el equipo pudiera analizarlos; esto demuestra que el material sólido que precipitó durante el ensayo no es abundante.

Pozo C

Para la evaluación del desempeño del inhibidor de incrustaciones INTAV®, empleando agua de producción del Pozo C, se determinó un rango de eficiencia cuyo mínimo es 19,2 ppm de calcio en solución, esto representa la medida del contenido de calcio en el blanco caliente (ensayo donde no se emplea antiincrustante). El tope del

rango de eficiencia está marcado por el contenido de calcio inicial en la muestra (blanco frío).

En la Figura 4.4 se puede apreciar la delimitación del rango donde se considera eficiente el uso del inhibidor de incrustaciones INTAV®, y las concentraciones de calcio en solución que se obtuvieron al finalizar los ensayos empleando el producto.

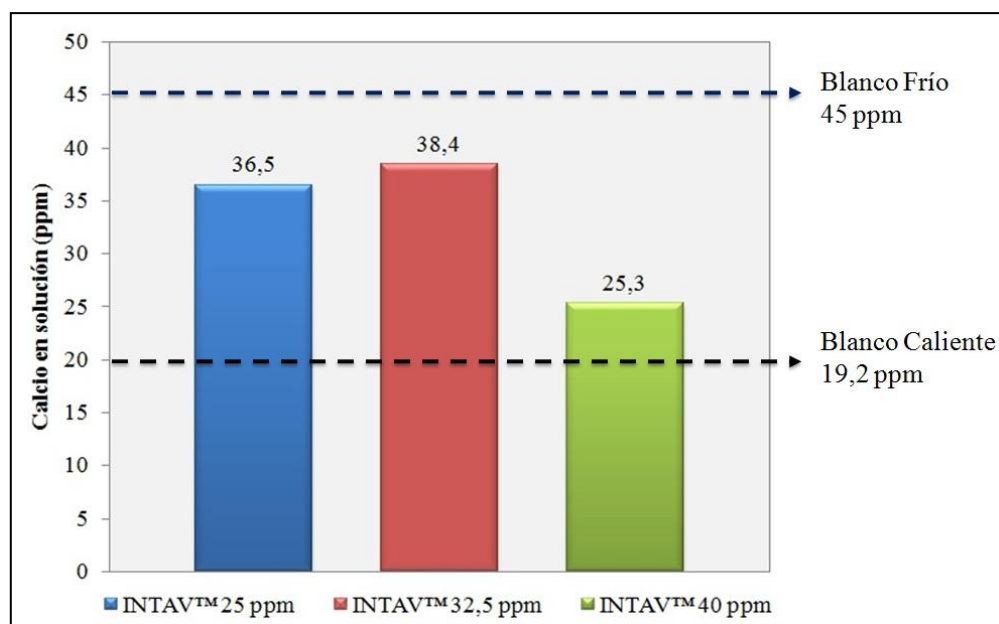


Figura 4.4. Contenido de calcio en solución al finalizar ensayos de incrustación empleando INTAV®, Pozo C

En los tres casos en donde se emplearon distintas dosificaciones de INTAV®, el contenido de calcio final en la solución superó el límite inferior del rango de eficiencia (19,2 ppm), por este motivo se determina que el inhibidor de incrustaciones a base de *Aloe vera* resultó ser eficiente al ser aplicado en los ensayos de incrustación empleando agua de producción del Pozo C.

La dosificación del inhibidor que mostró mejor desempeño, corresponde a la concentración de 32,5 ppm de INTAV®, para este caso, la medida del calcio que permaneció en solución durante el ensayo es de 38,4 ppm (85% del total de calcio originalmente en solución). A la menor dosificación del producto (25 ppm) se aprecia

una ligera disminución de eficiencia respecto a la dosificación óptima (32,5 ppm de inhibidor), para este caso se obtuvo una retención final de calcio de 36,5 ppm.

Adicional a la determinación de la retención calcio en solución, se examinaron también las muestras de los sólidos obtenidos al finalizar los ensayos. En la Figura 4.5 se presentan los espectros obtenidos mediante la técnica de Espectroscopía de Energía Dispersiva (EDS), los cuales permiten identificar la composición elemental de las muestras evaluadas.

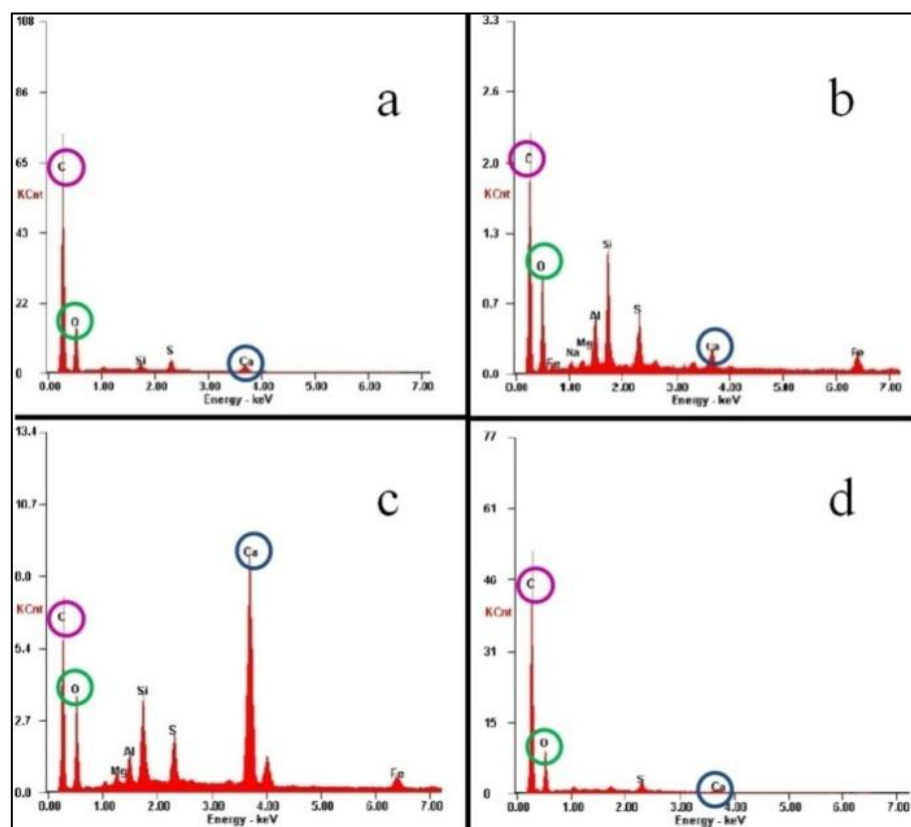


Figura 4.5. Espectro EDS para muestra de sólidos, Pozo C. a) Blanco caliente, b) INTAV® 25 ppm, c) INTAV® 32,5 ppm, d) INTAV® 40 ppm

En la Figura 4.5 se aprecia como en todas las muestras estudiadas se detectó la presencia de calcio, junto a este, en todos los casos también se encontró carbono y oxígeno, por lo que se determina que tanto en el blanco, como a todas las dosificaciones del INTAV®, pudo haberse formado carbonato de calcio. Sin embargo, esto no pudo comprobarse mediante la aplicación de la técnica de

Difracción de Rayos X debido a que los sólidos formados y recolectados en cada ensayo no fueron suficientes.

Los resultados de la aplicación de la técnica de Microscopía Electrónica de Barrido no permitieron identificar formaciones sólidas de morfología cristalina.

Pozo D

La determinación de la concentración del calcio en solución de los blancos frío y caliente, delimita, respectivamente, los límites superior e inferior del rango de eficiencia en donde se considera efectivo el uso del antiincrustante INTAV®. En la Figura 4.6 se muestra el rango de eficiencia y el calcio en solución determinado al finalizar cada ensayo en donde se aplicó el inhibidor de incrustaciones.

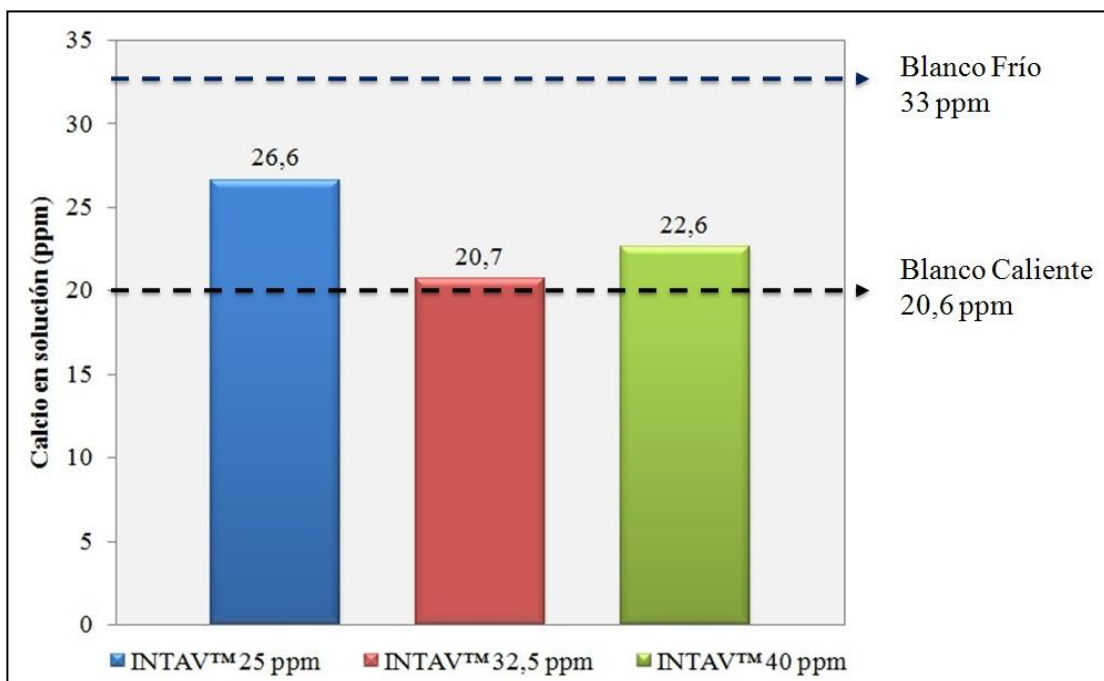


Figura 4.6. Contenido de calcio en solución al finalizar ensayos de incrustación empleando INTAV®, Pozo D

En la Figura 4.6 se observa como el inhibidor logró concentraciones de calcio en solución superiores a la del blanco caliente en dos de los casos evaluados (INTAV® a 25 y 40 ppm), mientras que, al emplear 32,5 ppm del inhibidor, la cantidad de calcio

mantenida en solución únicamente alcanzó el nivel del blanco caliente. La dosificación que mostró el mejor desempeño fue 25 ppm del producto, en tal caso, de los 33 ppm de calcio que contenía originalmente el agua de producción del Pozo D, se mantuvo en solución 26,6 ppm (aproximadamente 80% de retención de calcio).

Un aumento en la dosificación del INTAV® mostró una disminución del buen desempeño del mismo. En el caso donde se aplicó 32,5 ppm del antiincrustante, la concentración de calcio en solución al finalizar el ensayo estuvo apenas por encima del calcio presente en el blanco caliente, mientras que en el caso donde se empleó 40 ppm del producto, el contenido de calcio final en la solución fue de 22,6 ppm.

Al finalizar los ensayos se recolectaron los sólidos presentes en la muestra y se evaluaron mediante Espectroscopía de Energía Dispersiva (EDS). La técnica permitió identificar la presencia de calcio en los ensayos donde no se aplicó tratamiento antiincrustante (blanco caliente), y en el caso donde se aplicó 25 ppm del inhibidor de incrustaciones INTAV®. En la Figura 4.7 se exhiben los espectros obtenidos de la aplicación de la técnica, para los ensayos en donde se detectó calcio.

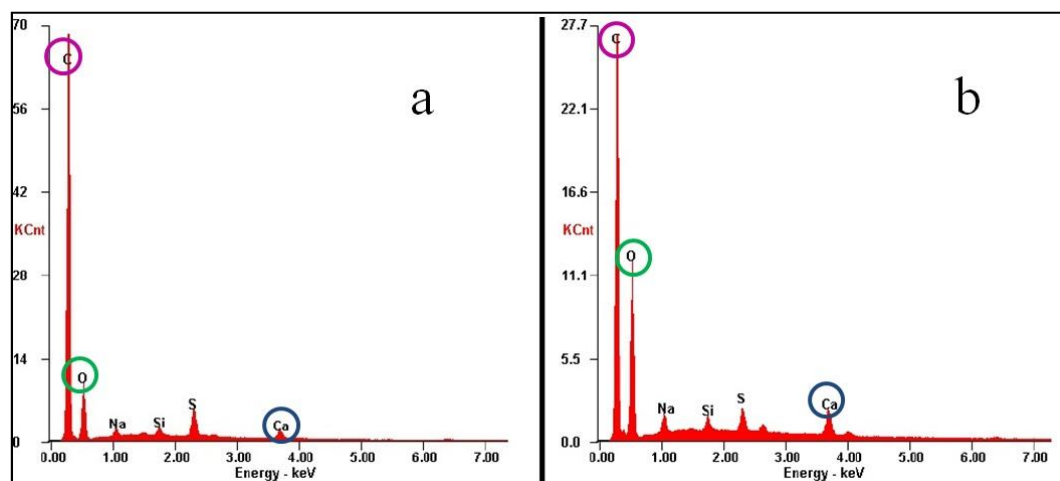


Figura 4.7. Espectro EDS para muestra de sólidos, Pozo D. a) Blanco caliente, b) INTAV® 25 ppm

En los espectros obtenidos de la técnica (Figura 4.7) puede apreciarse que junto al calcio también se detectó la presencia de oxígeno y carbono, lo cual permite inferir la posible formación de carbonato de calcio en los ensayos donde no se aplicó

tratamiento antiincrustante, y donde se aplicó una dosificación de 25 ppm de INTAV®.

Los análisis de Microscopía Electrónica de Barrido (MEB) y Difracción de Rayos X (DRX) no pudieron llevarse a cabo debido a que los sólidos formados durante los ensayos no fueron suficientes.

Pozo E

Para este caso, las concentraciones que delimitan el rango de eficiencia fueron 13 ppm para el blanco caliente, y 31 ppm para el blanco frío. En la Figura 4.8 se muestran las medidas del calcio presente en la solución al finalizar los ensayos empleando el antiincrustante, junto con la delimitación del rango de concentraciones que permiten evaluar el desempeño del producto.

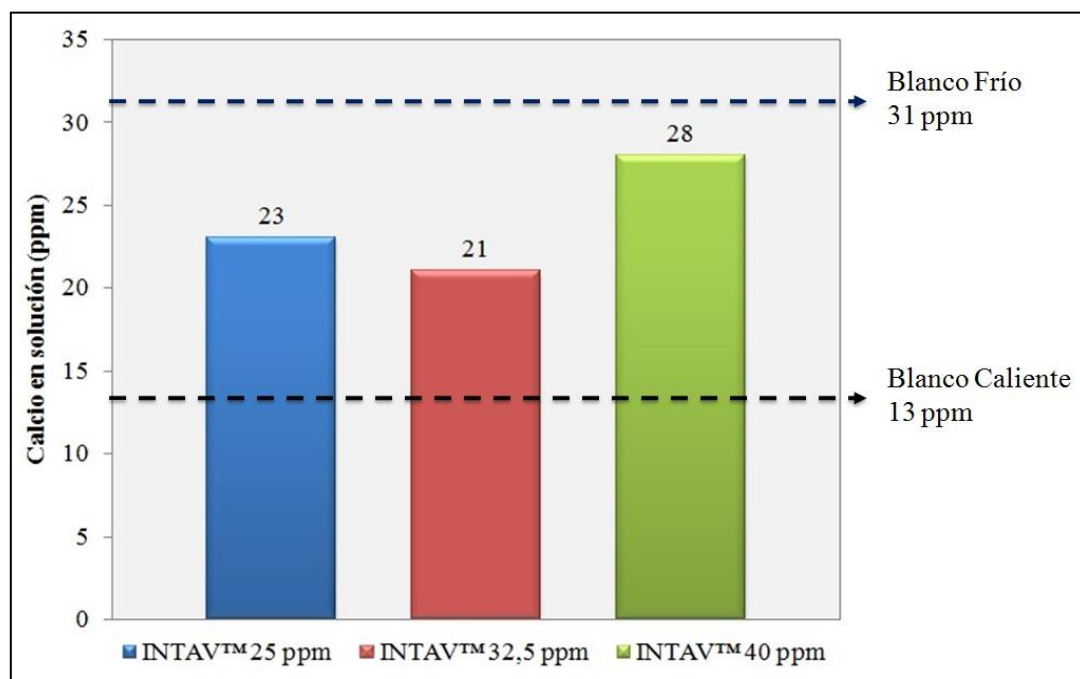


Figura 4.8. Contenido de calcio en solución al finalizar ensayos de incrustación empleando INTAV®, Pozo E

En la Figura 4.8 puede observarse el buen desempeño presentado por el inhibidor de incrustaciones INTAV®. En todos los casos donde se aplica el aditivo, el contenido

de calcio en solución final supera claramente el mínimo del rango de eficiencia marcado por el blanco caliente (13 ppm). El mejor desempeño se logra al emplear la dosificación de 40 ppm del producto, en tal caso, el total de calcio retenido corresponde a 28 ppm (90% del calcio que originalmente estaba en solución). A las dosificaciones de 25 y 32,5 ppm del antiincrustante INTAV®, el contenido de calcio mantenido en solución al finalizar los ensayos fue 23 y 21 ppm respectivamente.

Los sólidos obtenidos de la etapa de filtrado fueron sometidos a análisis de caracterización de sólidos. La aplicación de la técnica de Espectroscopía de Energía Dispersiva en ninguno de los casos detectó la presencia de calcio en las muestras examinadas, mientras que, la aplicación de la técnica de Microscopía Electrónica de Barrido no evidenció formaciones sólidas con características cristalinas. El análisis por Difracción de Rayos X no pudo llevarse a cabo ya que, para todos los ensayos, la cantidad de sólidos formados fue muy poca. Estos resultados permiten determinar, que durante los ensayos de incrustación en donde se emplea el agua de producción del Pozo E, no se producen cantidades apreciables de formaciones inorgánicas que contengan calcio en su composición.

En general, se aprecia que en todos los ensayos en donde se evaluó el inhibidor de incrustaciones INTAV®, empleando agua de producción de los pozos que pertenecen al Campo Moporo, el antiincrustante a base de *Aloe vera* mostró buen desempeño, determinándose para cada caso retenciones de calcio en solución dentro de los rangos de eficiencia, registrándose porcentajes de calcio mantenido en solución entre 77 y 90%. No hay una tendencia que permita relacionar el desempeño del antiincrustante a partir de la dosis empleada del mismo.

4.2.2 Evaluación de la eficiencia del inhibidor de incrustaciones INTAV®, empleando agua de producción proveniente de la Planta de Inyección de Agua Salada (en tierra), Campo San Joaquín, División Oriente

La evaluación del desempeño del inhibidor de incrustaciones INTAV® consistió en el desarrollo de la metodología experimental descrita en la norma NACE TM 0374-

2007, empleándose para los ensayos, agua de producción proveniente de la Planta de Inyección de Agua Salada ubicada en la División Oriente.

Actualmente, En la Planta de Inyección de Agua Salada se emplea tratamiento inhibidor de incrustaciones comercial, la dosificación de tal tratamiento consiste en 20 ppm de antiincrustante. Partiendo de este hecho, se estableció que la dosificación del antiincrustante INTAV® a ser evaluada sería la misma concentración de inhibidor de incrustaciones comercial que se usa en campo, y adicionalmente, una medida mayor y otra inferior a tal concentración (10 y 30 ppm).

En la (Figura 4.9) se muestran las concentraciones de calcio en solución que se tienen al finalizar los ensayos en donde se aplicó el INTAV®, así como la delimitación del rango de eficiencia que permite determinar el desempeño del aditivo.

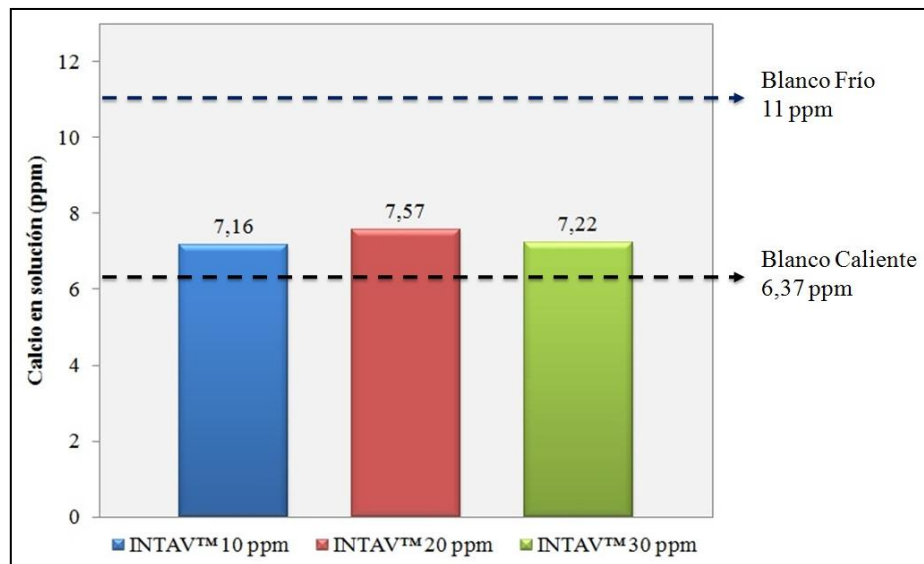


Figura 4.9. Contenido de calcio en solución al finalizar ensayos de incrustación empleando INTAV®, Planta de Inyección de Agua Salada

En la Figura 4.9 se aprecia que al finalizar los ensayos donde se aplicó el inhibidor de incrustaciones INTAV®, el calcio contenido en solución, en todos los casos, superó el límite inferior de del rango de eficiencia marcado por el blanco caliente, alcanzando así el nivel en donde se considera eficiente el desempeño del producto.

Los niveles de calcio mantenido en solución para las dosificaciones evaluadas del producto son similares, teniéndose que la mayor eficiencia alcanzada se tuvo al emplear 20 ppm de INTAV®, al finalizar este ensayo se determinó una concentración de 7,57 ppm de calcio en solución (aproximadamente 69% del total del elemento en el agua).

Se complementó el estudio de la eficiencia del inhibidor, analizando los sólidos obtenidos de los ensayos de incrustación. En la Figura 4.10 se presentan los espectros obtenidos mediante la técnica de Espectroscopía de Energía Dispersiva para los casos en donde se detectó la presencia de calcio.

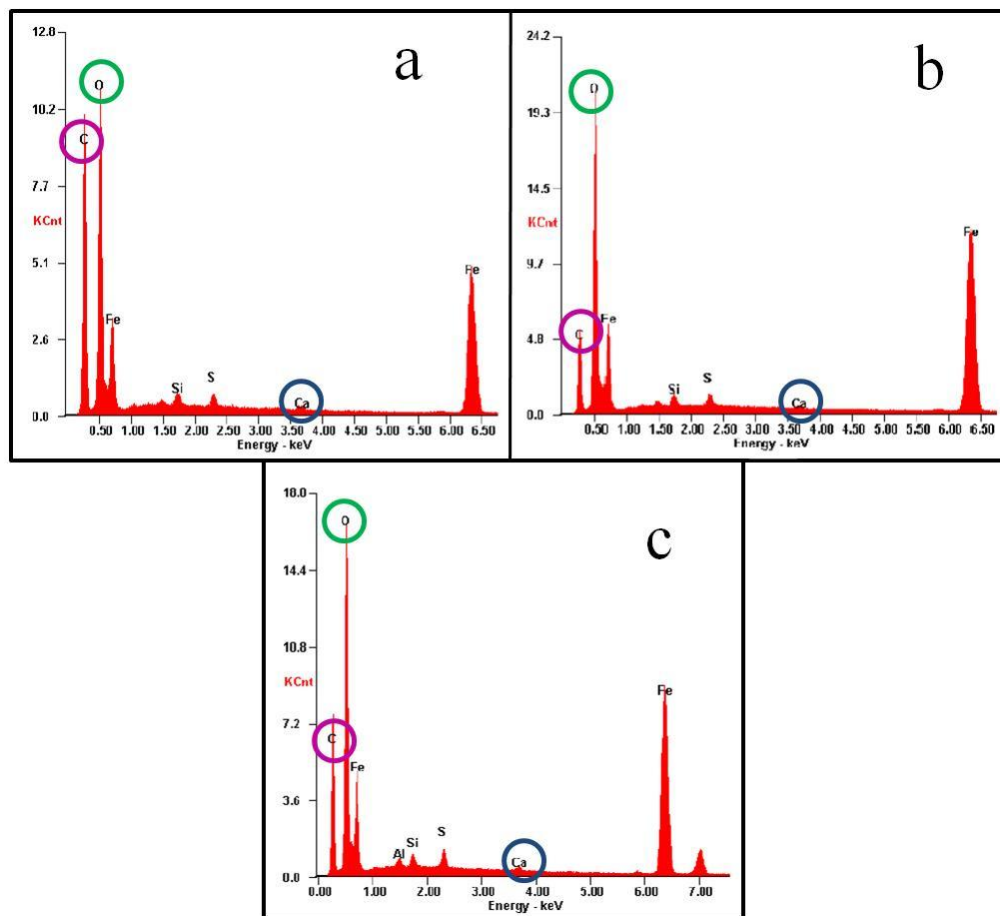


Figura 4.10. Espectro EDS para muestra de sólidos, Planta de Inyección de Agua Salada, Campo San Joaquín. a) INTAV® 10 ppm, b) INTAV® 20 ppm, c) INTAV® 30 ppm

En la Figura 4.10 se observa el contenido elemental de las muestras de sólidos analizadas. Se presentan únicamente los espectros de los casos en donde fue detectado calcio, en este sentido, se aprecia como el elemento está presente en todos los ensayos en donde se aplicó el antiincrustante INTAV®. Junto al calcio se destaca la presencia de carbono y oxígeno, lo que prueba que durante la realización de los ensayos, a todas las dosificaciones evaluadas del producto, pudo haberse dado la formación de carbonato de calcio.

La aplicación de la técnica de Difracción de Rayos X permitió identificar exactamente las especies cristalinas presentes en la muestra, en la Figura 4.11 se presentan los difractogramas obtenidos del análisis.

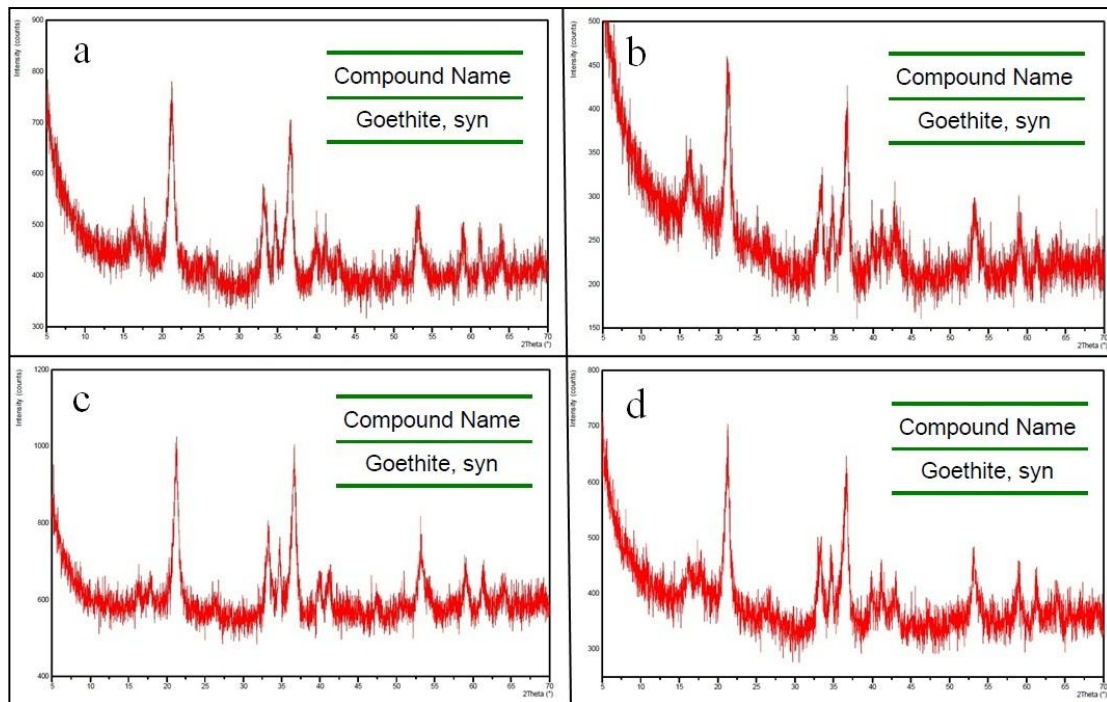


Figura 4.11. Difractogramas obtenidos del análisis de sólidos formados durante ensayos de incrustación, Planta de Inyección de Agua Salada (en tierra), Campo San Joaquín. a) Blanco frío, b) INTAV® 10 ppm, c) INTAV® 20 ppm, d) INTAV® 30 ppm

Los difractogramas obtenidos de la aplicación de la técnica DRX (Figura 4.11) permiten determinar que las especies cristalinas presentes entre los sólidos recolectados corresponden a goethita, que representa un tipo de óxido de hierro. Esto se observa incluso en el caso donde no se aplicó tratamiento antiincrustante, lo cual permite concluir que a las condiciones experimentales evaluadas, naturalmente el agua no produce incrustaciones de carbonato de calcio.

La aplicación de la técnica de Microscopía Electrónica de Barrido no detectó la presencia de sólidos con morfología cristalinas similares a la del carbonato de calcio en ninguna de las muestras analizadas.

4.2.3 Evaluación de la eficiencia del inhibidor de incrustaciones INTAV®, empleando agua de producción proveniente de la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento (costa afuera), Campo Corocoro, División Oriente

Para la evaluación del desempeño del inhibidor de incrustaciones INTAV®, en este caso se contó con una muestra de agua de producción de la Planta de Inyección de agua a Yacimiento (costa afuera). En campo, el agua que se inyecta al yacimiento consiste en la mezcla de agua de producción y de mar, en una proporción de 5,26% y 94,74% respectivamente. Para realizar los ensayos de incrustación, siguiendo la metodología descrita en la norma NACE TM 0374-2007, se empleó la misma mezcla de aguas que se usa a nivel de campo.

En el sistema de producción actualmente no se aplica tratamiento antiincrustante, sin embargo, información relacionada a tratamientos de inhibición de incrustaciones en instalaciones similares cercanas a la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento revela que la dosificación empleada en tales casos corresponde a 25 ppm de antiincrustante comercial. Debido a esto, se estableció esta como la dosificación a evaluar durante los ensayos de incrustaciones, y adicionalmente, se evaluará una dosis mayor y otra menor a los 25 ppm (15 y 35 ppm), para generar resultados de eficiencias del INTAV® a distintas dosificaciones.

Para este caso, el rango de eficiencia está limitado por las concentraciones de calcio en solución de 460 ppm (blanco frío), y 418 ppm (blanco caliente). Los resultados de los ensayos de incrustaciones junto con la delimitación del rango de eficiencia se muestran en la Figura 4.12.

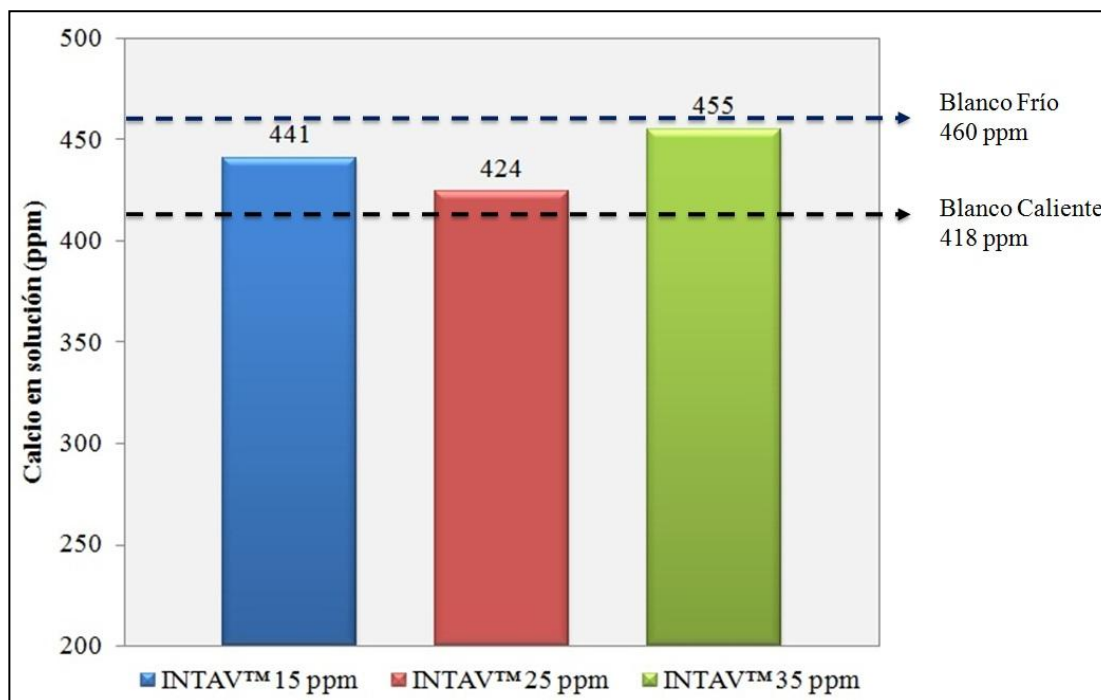


Figura 4.12. Contenido de calcio en solución al finalizar ensayos de incrustación empleando INTAV®, Planta de Inyección de Agua A Yacimiento (costa afuera)

En la Figura 4.12 se observa como el inhibidor de incrustaciones logró ser eficiente a todas las dosificaciones evaluadas. Los mejores desempeños se registran para los casos en donde se emplean 15 y 35 ppm del antiincrustante INTAV®. En el caso donde se empleó la dosificación de 35 ppm del producto, al finalizar el ensayo, se determinó un contenido de calcio en solución de 455 ppm, lo que representa 98,9% del calcio que originalmente estaba en solución (460 ppm), esto demuestra que para las condiciones evaluadas, a tal dosificación, el antiincrustante presenta un excelente desempeño.

Los sólidos recolectados al finalizar los ensayos de incrustación no pudieron ser evaluados mediante las técnicas de análisis de sólidos, debido a que la cantidad recolectada de estos, en ningún caso alcanzó la mínima necesaria para poder ser examinados. Esto demuestra que de haberse formado compuestos inorgánicos de características incrustantes, la abundancia de estos no es significativa.

4.2.4 Evaluación de la eficiencia del inhibidor de incrustaciones INTAV®, empleando agua de producción proveniente de un oleoducto de PDVSA Gas, ubicado en San Tomé

La determinación de la dosis a evaluar en los ensayos de incrustación en donde se emplea el agua de producción del oleoducto, se realizó teniendo en cuenta que en el sistema de producción se empleó tratamiento químico antiincrustante comercial; tal tratamiento consistía en la dosificación de 53 ppm de inhibidor de incrustaciones.

Se decidió evaluar la misma dosificación de INTAV® para determinar el desempeño del inhibidor y, adicionalmente, se evaluó también una medida de inhibidor superior, y otra inferior a los 53 ppm (26 y 80 ppm).

Inicialmente se calcularon las concentraciones de calcio en solución original de la muestra de agua (blanco frío) y del ensayo de incrustación en donde no se aplica tratamiento incrustante (blanco caliente) que delimitan el rango de eficiencia que permite la evaluación del antiincrustante.

En la Figura 4.13 se presenta el rango de eficiencia, y simultáneamente los niveles de calcio retenido en solución de los ensayos de incrustación en donde se aplicó el inhibidor de incrustaciones INTAV®.

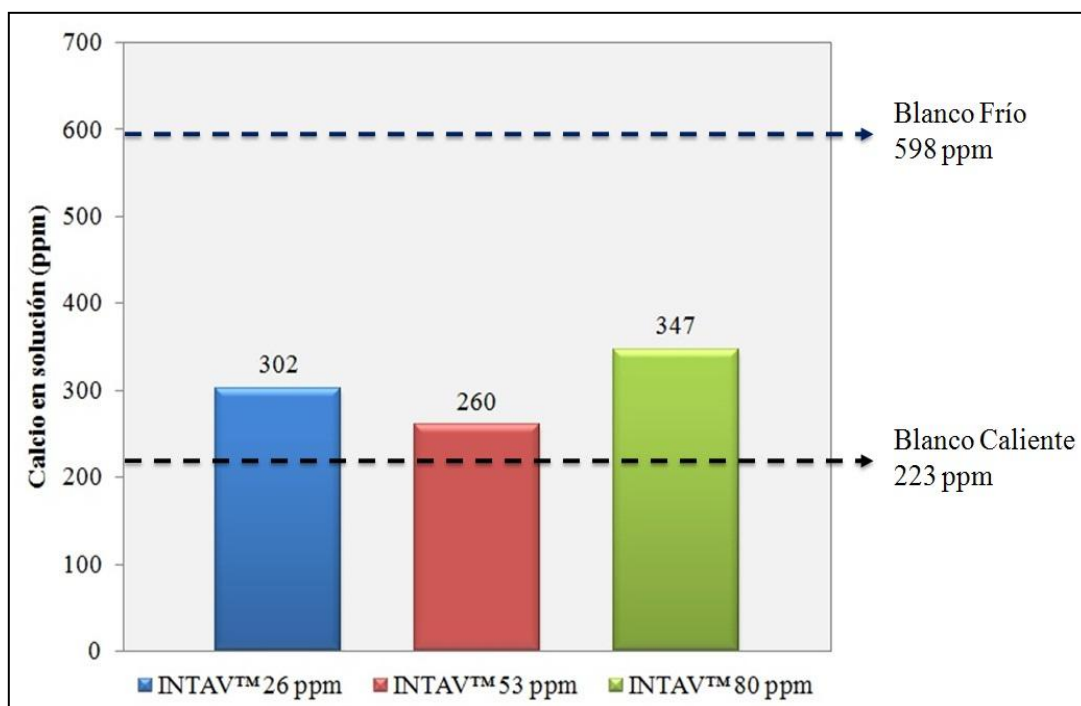


Figura 4.13. Contenido de calcio en solución al finalizar ensayos de incrustación empleando INTAV®, oleoducto PDVSA Gas, San Tomé

Se aprecia que el antiincrustante logró mantener en todas las dosificaciones evaluadas, una concentración de calcio en solución mayor a la del blanco caliente, por lo que se considera efectivo el desempeño del aditivo. El mejor desempeño del inhibidor se registró al usar la dosificación de 80 ppm, en tal caso se mantuvo una concentración de calcio en solución igual a 347 ppm (58% de la concentración inicial de este compuesto).

La evaluación del desempeño del antiincrustante INTAV® contempló también el análisis de los sólidos que se recolectan al finalizar los ensayos de incrustación. Se realizaron las técnicas de Dispersión de Energía Dispersiva (EDS), Microscopía Electrónica de Barrido (MEB), y Difracción de Rayos X (DRX).

En la Figura 4.14 se muestra el espectro obtenido mediante el análisis de Espectroscopía de Energía Dispersiva (EDS).

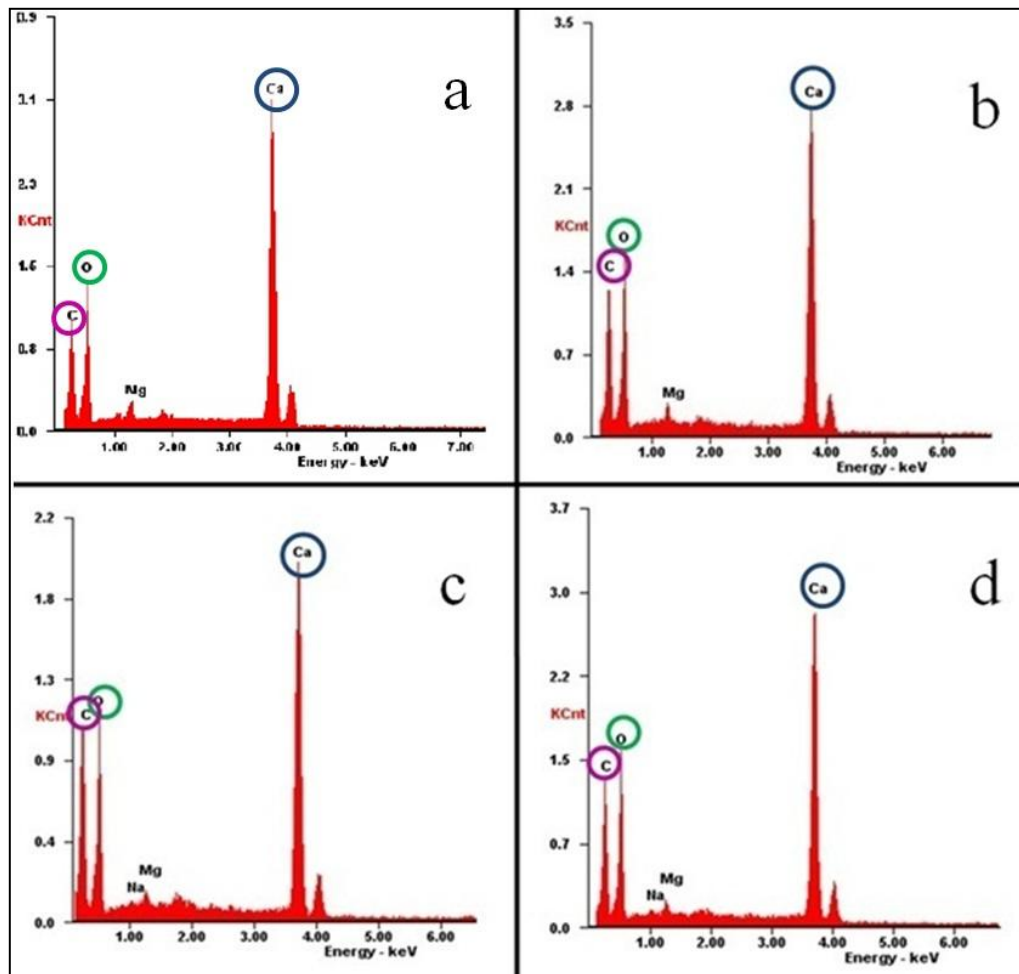


Figura 4.14. Espectro EDS para muestra de sólidos, oleoducto, San Tomé. a) Blanco caliente, b) INTAV@ 26 ppm, c) INTAV@ 80 ppm, d) INTAV@ 53 ppm

En los espectros mostrados (Figura 4.14) se resalta la presencia de carbono, oxígeno y calcio entre los elementos que componen los sólidos examinados. El hecho que se encuentren juntos estos tres elementos en las muestras indica que fue posible, en todos los ensayos, la formación de carbonato de calcio.

La aplicación de la técnica de Difracción de Rayos X permite identificar las fases cristalinas presentes en los sólidos analizados. En la Figura 4.15 se presenta el difractograma que se obtiene de la evaluación de cada muestra junto a la identificación de las fases detectadas.

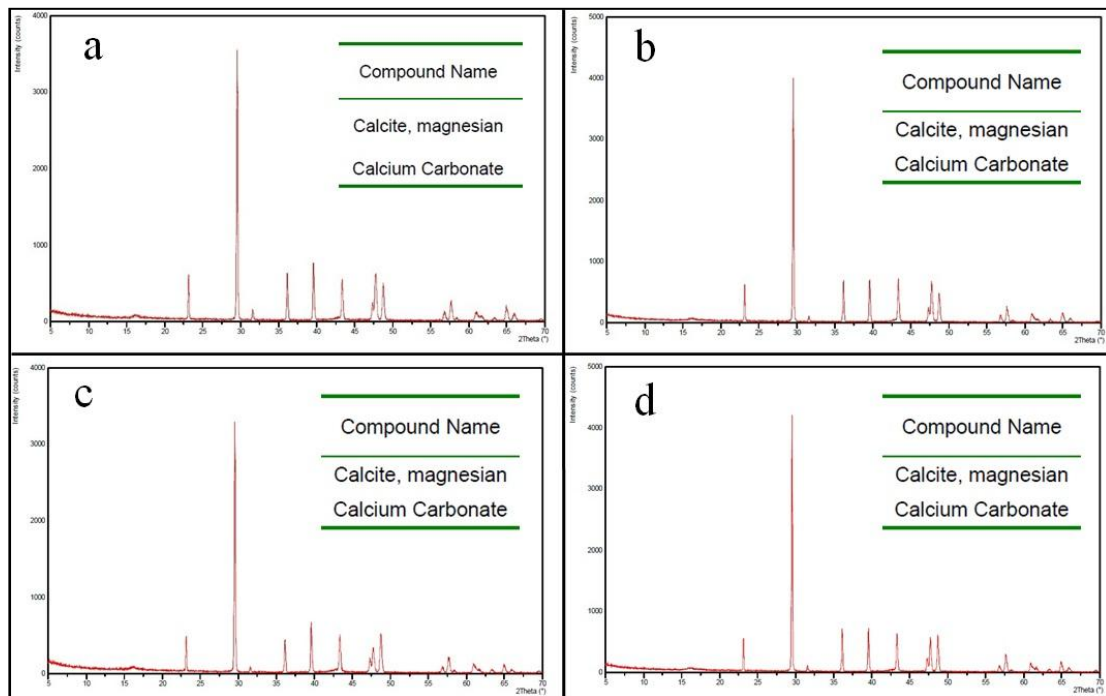


Figura 4.15. Difractogramas obtenidos del análisis de sólidos formados durante ensayos de incrustación, oleoducto, San Tomé. a) Blanco frío, b) INTAV® 26 ppm, c) INTAV® 53 ppm, d) INTAV® 80 ppm

El análisis DRX (Figura 4.15) permitió identificar que las fases cristalinas presentes corresponden, en todas las muestras evaluadas, a carbonato de calcio, específicamente a calcita magnésica. La calcita constituye el tipo de carbonato de calcio con mayor equilibrio termodinámico y en consecuencia mayor tendencia incrustante (Castillo, 2008).

La aplicación de la técnica de Microscopía Electrónica de Barrido permitió evaluar la morfología del carbonato de calcio entre los sólidos presentes al finalizar cada ensayo de incrustación. En la Figura 4.16 se muestran las microfotografías obtenidas de la técnica.

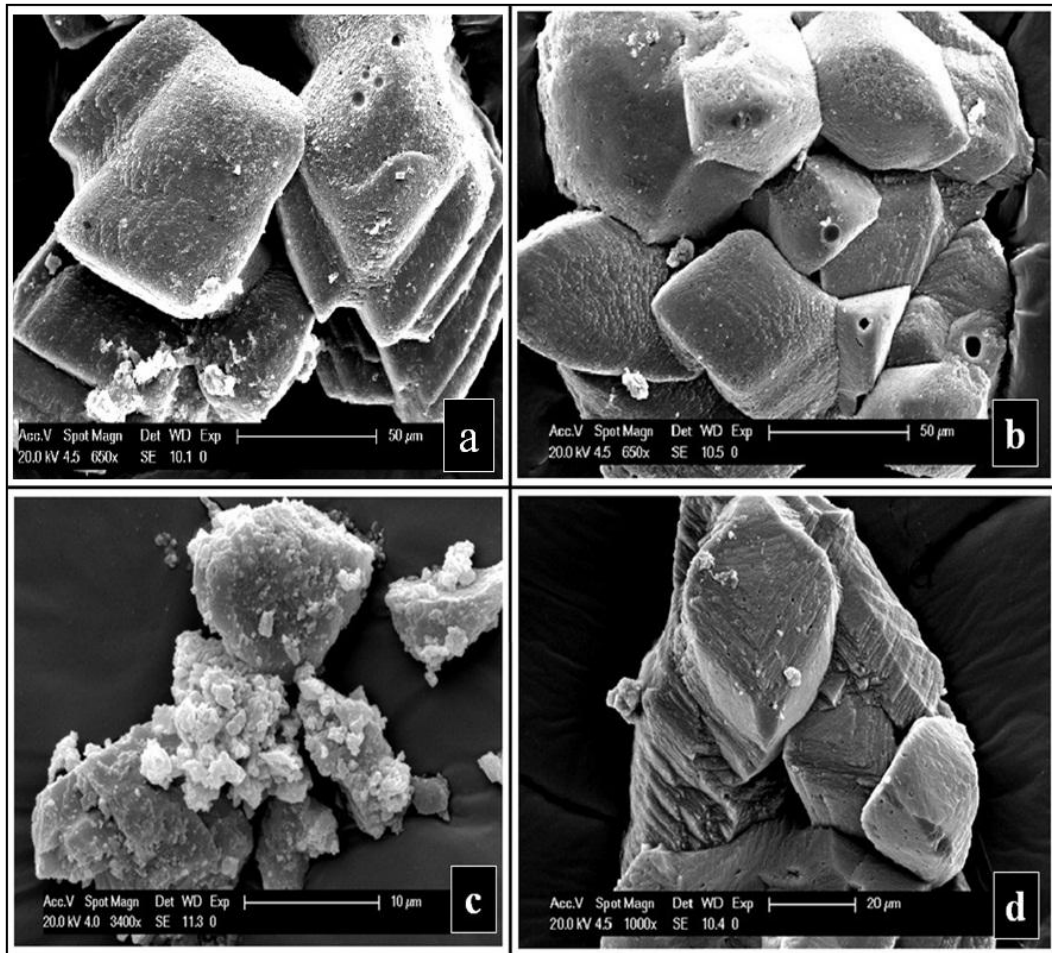


Figura 4.16. Microfotografías de sólidos formados durante ensayos de incrustación empleando agua del oleoducto ubicado en San Tomé. a) Blanco caliente, b) INTAV® 26 ppm, c) INTAV® 53 ppm, d) INTAV® 80 ppm

Al comparar las imágenes de los cristales formados durante el ensayo blanco caliente, y aquellos formados en los ensayos en donde se empleó al antiincrustante INTAV® a las dosificaciones de 26 y 80 ppm (Figura 4.16 a, b y d), se aprecian morfologías similares; en presencia y ausencia del antiincrustante, con estructuras cristalinas cúbicas con bordes redondeados. En el caso donde se aplicó 53 ppm del antiincrustante INTAV® (Figura 4.16 c), se aprecian las formaciones cristalinas con las caras más irregulares y bordes menos definidos, en comparación a los sólidos recolectados de los otros ensayos, este tipo de formación cristalina tiende a presentar un crecimiento retardado y menor tendencia incrustante (Zhang y Dawe, 1997).

4.3 EVALUACIÓN DE LOS INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN COMERCIALES EMPLEADOS EN LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN SELECCIONADOS, BAJO NORMA NACE TM 0374-2007, CON AGUAS DE PRODUCCIÓN

En esta sección se evalúa a escala laboratorio el desempeño de los tratamientos antiincrustantes comerciales empleados en los sistemas de producción seleccionados, esto permite comparar la eficiencia de tales productos con aquellas mostradas por el antiincrustante a base de *Aloe vera* INTAV® al ser evaluado bajo las mismas condiciones. Para la determinación del desempeño de los inhibidores comerciales, se realizan ensayos de incrustaciones siguiendo la metodología experimental descrita en la norma Nace TM 0374-2007.

De los sistemas seleccionados para evaluación (Tabla 3.1), solo en la Planta de Inyección de Agua Salada (en tierra) ubicada en el Campo San Joaquín, y en el oleoducto ubicado en San Tomé, se aplica tratamiento antiincrustante, por lo que sólo se evaluó el desempeño de los inhibidores de incrustación comerciales empleados en dichos sistemas.

A continuación se presentan los resultados de los ensayos de incrustación realizados, así como la comparación entre las eficiencias del tratamiento con inhibidor de incrustaciones comercial e INTAV®.

4.3.1 Evaluación de la eficiencia del inhibidor de comercial empleando en la Planta de Inyección de Agua Salada (en tierra), Campo San Joaquín, División Oriente, empleando agua de producción del sistema

A nivel de campo, la dosificación de inhibidor comercial consiste en 20 ppm del producto, esta misma concentración fue empleada durante los ensayos de incrustación.

En la Figura 4.17 se muestra el resultado de la evaluación del antiincrustante comercial y se demarca el rango de eficiencia que permite determinar el desempeño

del inhibidor. Adicionalmente, se presenta el resultado de la evaluación de la eficiencia del inhibidor de incrustaciones INTAV®, a una dosificación de 20 ppm (Sección 4.2.2). Esto permitió determinar cuál de los dos tratamientos antiincrustantes resulta ser el más efectivo.

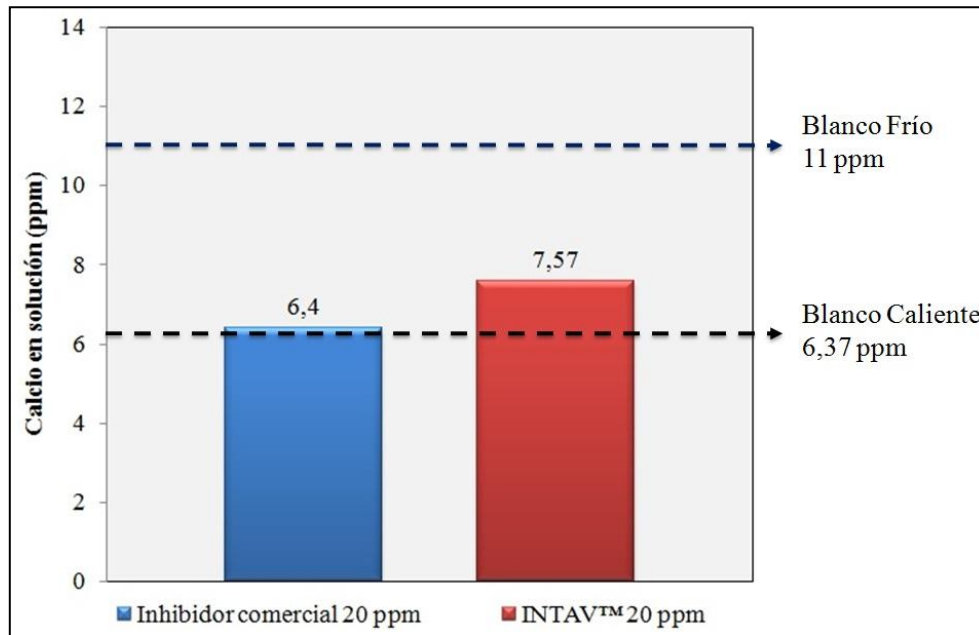


Figura 4.17 Contenido de calcio en solución al finalizar ensayos de incrustación empleando inhibidor de incrustaciones comercial, Planta de Inyección de Agua Salada

En la Figura 4.17 se aprecia como el inhibidor de incrustaciones comercial apenas pudo superar el nivel de calcio en solución que marca el blanco caliente, esto indica que, a las condiciones evaluadas, la eficiencia del producto es mínima. En el caso donde se empleó el antiincrustante INTAV®, se registró una concentración de calcio en solución de 7,57 ppm, lo que representa una eficiencia 25,9% mayor respecto al caso donde se empleó el antiincrustante. De esta manera quedó demostrado que, experimentalmente, el inhibidor de incrustaciones INTAV® desarrolló una eficiencia superior a la del tratamiento antiincrustante comercial, para este caso en estudio.

A continuación se presentan los espectros obtenidos de la técnica de Espectroscopía de Energía Dispersiva realizada sobre los sólidos recolectados al finalizar los ensayos (Figura 4.18).

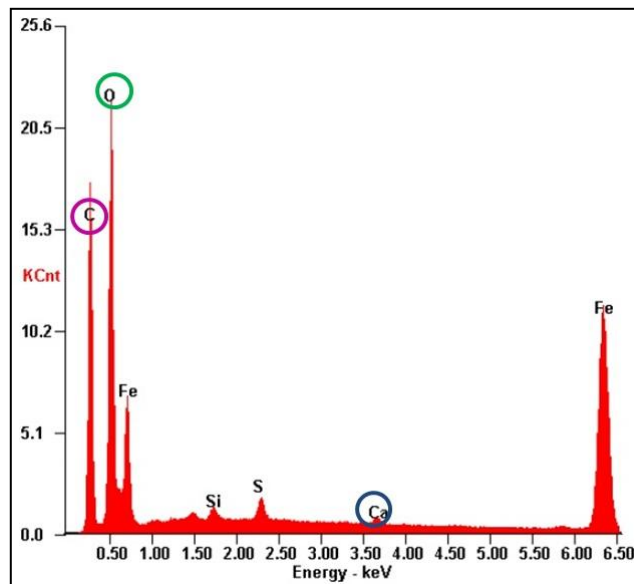


Figura 4.18. Espectro EDS para muestra de sólidos, Planta de Inyección de Agua Salada, antiincrustante comercial

En la Figura 4.18 se observa que en la composición de los sólidos obtenidos de la evaluación del antiincrustante comercial, están presentes los elementos calcio, carbono y oxígeno, por lo que se deduce que durante el ensayo pudo haberse dado la formación de carbonato de calcio.

Se aplicó la técnica de Microscopía Electrónica de Barrido sin que se pudieran identificar formaciones de morfología cristalina, mientras que no se aplicó la técnica de Difracción de Rayos X debido a que la cantidad de sólidos formados durante los ensayos no fue suficiente.

4.3.2 Evaluación de la eficiencia del inhibidor de comercial usado en el oleoducto operado por PDVSA Gas, ubicado en San Tomé, empleando agua de producción del sistema

El inhibidor de incrustaciones comercial empleado en el oleoducto, fue evaluado aplicando ensayos de incrustación en donde se empleó agua de producción del sistema. El tratamiento antiincrustante comercial que se usa a nivel de campo, consiste en una dosificación de 53 ppm; esta será la medida de antiincrustante

comercial empleada en el ensayo de incrustación. La eficiencia lograda para tal caso, se comparó con el desempeño registrado al usar el antiincrustante INTAV® a una dosis de 80 ppm.

En la Figura 4.19 se muestran los resultados obtenidos de los ensayos realizados.

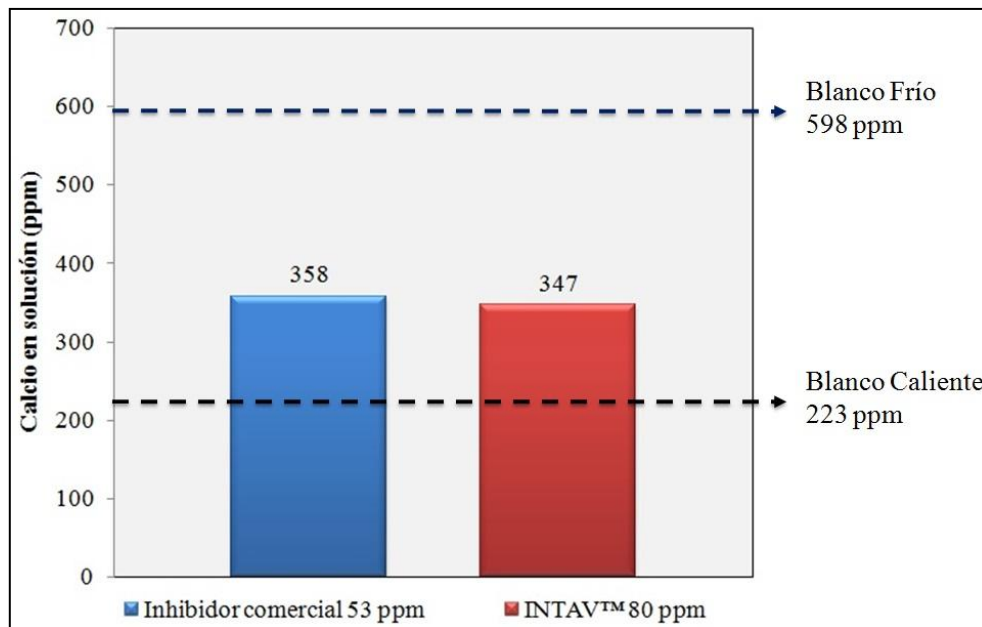


Figura 4.19. Contenido de calcio en solución al finalizar ensayos de incrustación empleando inhibidor comercial, oleoducto operado por PDVSA Gas, San Tomé

En la Figura 4.19 se observa el rango de eficiencia delimitado por las concentraciones de calcio en solución correspondientes a 598 ppm (blanco frío) y 223 ppm (blanco caliente). El total de calcio que se mantiene en solución al emplear el inhibidor de incrustaciones comercial fue de 358 ppm (aproximadamente 60% de la concentración inicial del elemento), por lo que, a las condiciones evaluadas, se considera que el antiincrustante comercial está promoviendo la retención de calcio.

La comparación del desempeño mostrado por el inhibidor comercial, respecto al del antiincrustante INTAV®, demuestra que ambos productos desarrollaron desempeños similares. En términos cuantitativos, en el ensayo donde se aplicó el INTAV®, se mantiene una concentración de calcio en solución solo 2% menor que en el caso

donde se aplicó el antiincrustante comercial, aunque hay que destacar que la dosis del antiincrustante comercial evaluada (53 ppm) es menor que la del INTAV® (80 ppm).

Debido a que ambos inhibidores muestran experimentalmente desempeños similares, por analogía puede preverse que a nivel de campo, el antiincrustante INTAV® podría presentar una eficiencia similar a la que desarrolla el producto comercial.

Los sólidos que se obtuvieron al finalizar la evaluación del antiincrustante comercial fueron caracterizados mediante la aplicación de las técnicas de Espectroscopía de Energía Dispersiva (EDS), Difracción de Rayos X (DRX), y Microscopía Electrónica de Barrido (MEB).

En la Figura 4.20 se muestran el espectro obtenido de la técnica EDS, apreciándose la composición elemental de la muestra de sólidos evaluada.

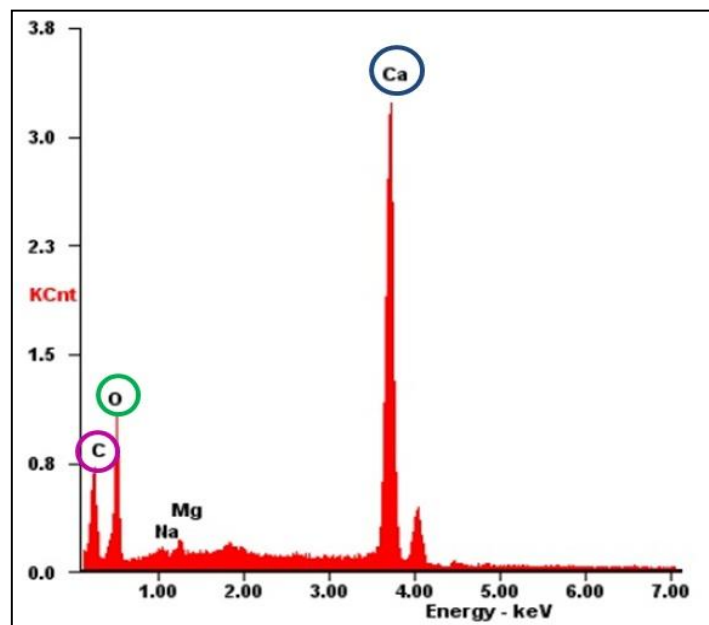


Figura 4.20. Espectro EDS para muestra de sólidos, oleoducto San Tomé, antiincrustante comercial

En la Figura 4.20 se aprecia el contenido elemental de la muestra analizada, en esta se destaca la presencia de carbono, oxígeno y calcio, lo cual es indicativo de la posible formación de carbonato de calcio durante la evaluación del desempeño del inhibidor comercial.

La técnica de Difracción de Rayos X confirma la presencia de carbonato de calcio entre los sólidos analizados. En la Figura 4.21 se presenta el difractograma obtenido de la técnica, por medio del cual se identifica formaciones cristalinas de calcita, que corresponde al tipo de carbonato de calcio de mayor tendencia incrustante.

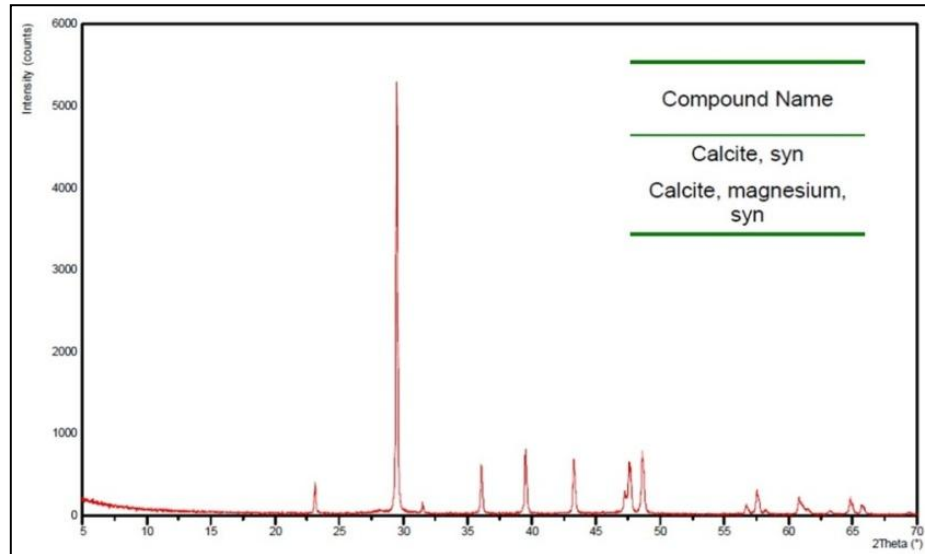


Figura 4.21. Difractograma obtenido de análisis de sólidos formados durante ensayos de incrustación, oleoducto, San Tomé. Inhibidor comercial

Los resultados de la caracterización por la técnica de Microscopía Electrónica de Barrido se presentan en la Figura 4.22.

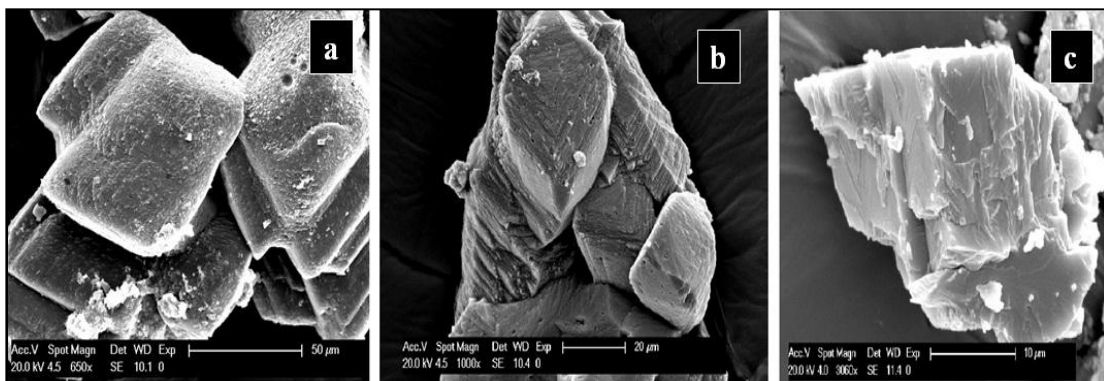


Figura 4.22. Microfotografías de sólidos formados durante la evaluación de antiincrustantes empleando agua del oleoducto, ubicado en San Tomé. a) Blanco caliente, b) INTAV® 80 ppm, c) Antiincrustante comercial 53 ppm.

A pesar de que en todos los casos se identifica calcita, se aprecia que la estructura cristalina formada en presencia del inhibidor de incrustaciones comercial (Figura 4.22 c) posee superficie lisa, y bordes definidos, lo cual contrasta con lo ocurrido en el caso donde se empleó INTAV® y se formaron cristales de superficie áspera y bordes redondeados (Figura 4.22 a y b). Debido a su morfología, los cristales provenientes de la evaluación del antiincrustante comercial tienden a tener mayor tasa de crecimiento y tendencia incrustante, en comparación a los sólidos obtenidos de la evaluación del antiincrustante a base de *Aloe vera* (Zhang y Dawe, 1997), lo cual representa una ventaja de este sobre el producto comercial.

4.4 EVALUACIÓN DE COMPATIBILIDAD ENTRE EL INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES INTAV® Y ADITIVOS EMPLEADOS EN CAMPO

En esta sección se evalúa, a escala de laboratorio, la interacción entre el inhibidor de incrustaciones INTAV® y los aditivos empleados en algunos de los campos evaluados para el aseguramiento del flujo de producción (Tabla 3.3).

Los pozos del Campo Moporo y el oleoducto ubicado en San Tomé, no están actualmente sometidos a ningún tratamiento químico de aseguramiento de flujo, por tal motivo no se realizaron ensayos de compatibilidad que involucren el uso de agua de producción de tales sistemas.

A continuación se presentan los resultados de las pruebas de compatibilidad realizadas.

4.4.1 Evaluación de compatibilidad entre el antiincrustante INTAV® y el secuestrante de H₂S empleado en la Planta de Inyección de Agua Salada (en tierra), ubicada en el campo San Joaquín

En este caso, la evaluación de compatibilidad consistió en la realización de ensayos de incrustaciones (bajo norma NACE TM-0374 2007) empleando el antiincrustante INTAV® en presencia y ausencia del secuestrante de H₂S comercial utilizado en la

Planta de Inyección de Agua Salada. Adicionalmente se realizaron pruebas para evaluar la capacidad de adsorción del secuestrante de H_2S , en presencia y ausencia del inhibidor de incrustaciones INTAV®. Los resultados de las evaluaciones se presentan a continuación.

a. Evaluación de la eficiencia del antiincrustante INTAV®, en presencia del secuestrante de H_2S comercial

Los ensayos de incrustación se realizaron empleando una dosificación de 20 ppm de inhibidor de incrustaciones INTAV®, esta medida corresponde a la dosificación del producto que mostró el mejor desempeño durante la evaluación del inhibidor de incrustaciones en agua de producción de la Planta de Inyección de Agua Salada (Sección 4.2.2). La concentración de secuestrante de H_2S empleada en los ensayos corresponde a la medida de este aditivo usada en campo, esta es 320 ppm.

En la Figura 4.23 se muestran los resultados de los ensayos de incrustación, en presencia y ausencia del aditivo secuestrante de H_2S .

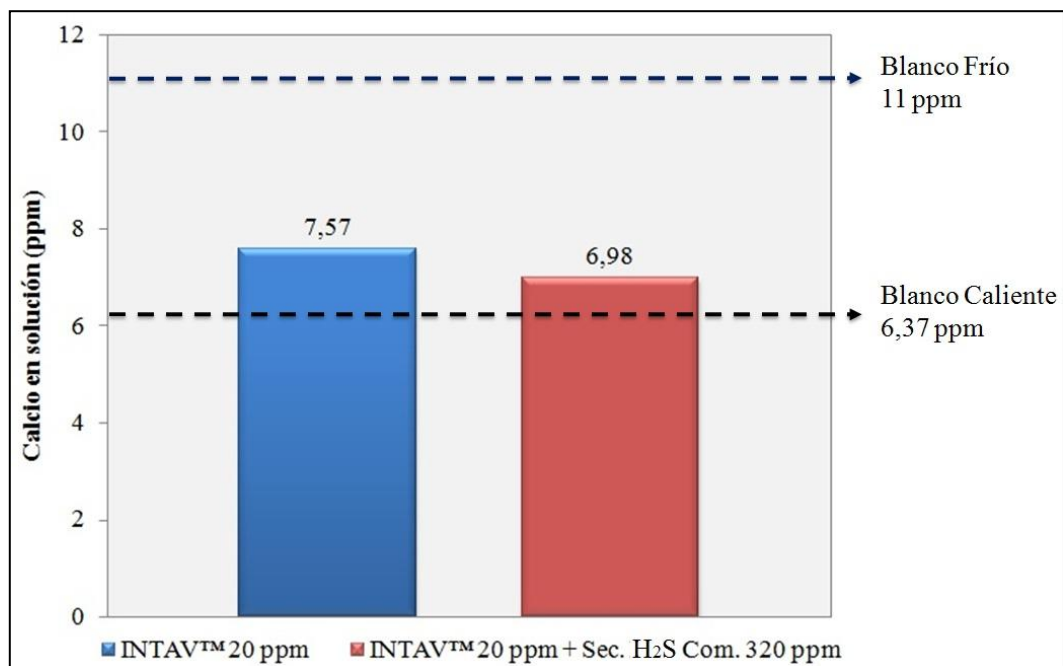


Figura 4.23. Concentración de calcio en solución, prueba de compatibilidad entre INTAV® y secuestrante de H_2S comercial empleado en Planta de Inyección de Agua Salada, Campo San Joaquín

Los resultados (Figura 4.23) permiten determinar que el uso simultáneo del inhibidor de incrustaciones INTAV® y el secuestrante de H₂S comercial, disminuye la capacidad de retención de calcio en solución del antiincrustante (5,37% menor que en ausencia del secuestrante de H₂S). Sin embargo, el nivel de calcio que se mantiene en solución se encuentra dentro del rango de eficiencia.

b. Evaluación de la eficiencia del secuestrante de H₂S comercial, en presencia del antiincrustante INTAV®

En este caso se evaluó el desempeño del secuestrante de H₂S comercial en una prueba de adsorción de H₂S en presencia del inhibidor de incrustaciones INTAV®. Durante la prueba se empleó 5 ml de secuestrante de H₂S comercial, junto a 8 µl del antiincrustante a base de *Aloe vera* (cantidad de antiincrustante que obtuvo mejor desempeño a escala de laboratorio para el caso de estudio de la Planta de Inyección de Agua Salada del Campo San Joaquín).

En la Figura 4.24 se presentan los resultados de las pruebas de adsorción de H₂S.

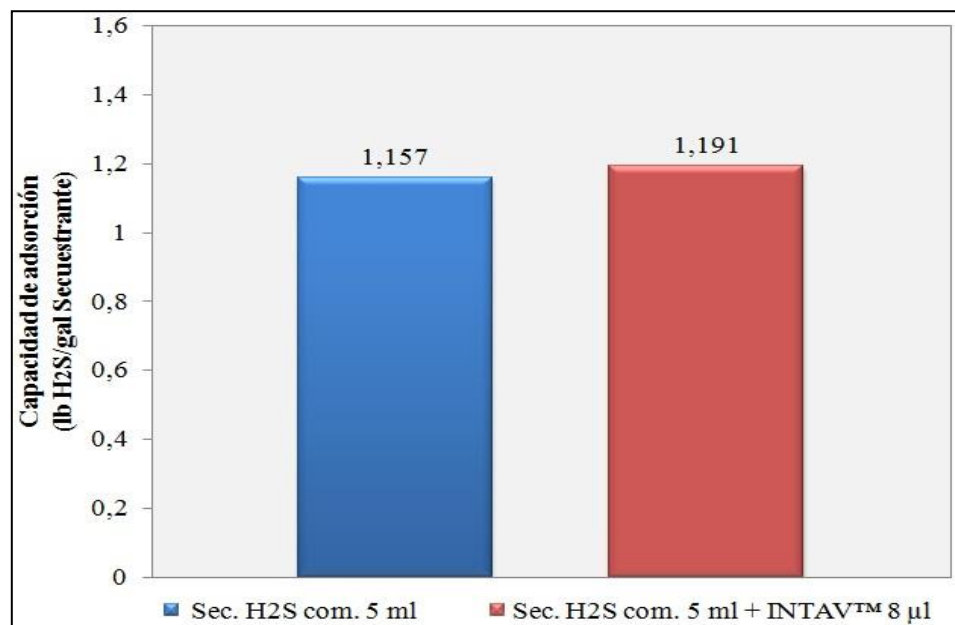


Figura 4.24 Capacidad de adsorción, prueba de compatibilidad entre secuestrante de H₂S comercial e INTAV™

Los resultados demuestran que el desempeño del secuestrante de H₂S no se ve afectada por la presencia del inhibidor INTAV®, por el contrario, se puede apreciar en la Figura 4.24 como en el caso donde se emplean simultáneamente ambos aditivos, la capacidad de adsorción del secuestrante de H₂S es ligeramente mayor que en el ensayo donde este actúa solo, lo que indica que la presencia del inhibidor de incrustaciones INTAV® contribuye en la adsorción del sulfuro de hidrógeno (H₂S).

En general, la determinación de la compatibilidad entre los aditivos demostró que aunque no se ve afectada la capacidad de adsorción de H₂S del aditivo secuestrante, si se ve disminuida la capacidad de retención de calcio en solución del antiincrustante INTAV®.

4.4.2 Evaluación de compatibilidad entre el antiincrustante INTAV® y los aditivos empleados en la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento (costa afuera), ubicada en el campo Corocoro

En este caso se evaluó el efecto de los aditivos empleados en la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento, sobre el desempeño del inhibidor de incrustaciones INTAV®, en ensayos de incrustación bajo norma NACE TM-0374 2007.

En la Tabla 4.10 se presentan los aditivos a evaluar con la respectiva dosificación que se emplea de estos a nivel de campo.

Tabla 4.10 Aditivos empleados en la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento (costa afuera), Campo Corocoro

Aditivo	Dosis empleada en campo (ppm)
Biocida	15,78
Coagulante	2
Floculante	1,3
Hipoclorito de sodio	37,9
Secuestrante de O ₂	14,2

Para la evaluación de compatibilidad se emplearan las mismas dosificaciones de los aditivos a nivel de campo, mientras que, de INTAV®, se usará una dosificación de 35 ppm, lo cual corresponde a la medida de antiincrustante con mejor desempeño mostrado durante los ensayos de incrustaciones empleando agua de la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento (sección 4.2.3).

En la Figura 4.25 se muestran los resultados obtenidos de la realización de los ensayos de incrustación, así como las medidas de los blancos frío y caliente que delimitan el rango de eficiencia para la evaluación de desempeño del inhibidor.

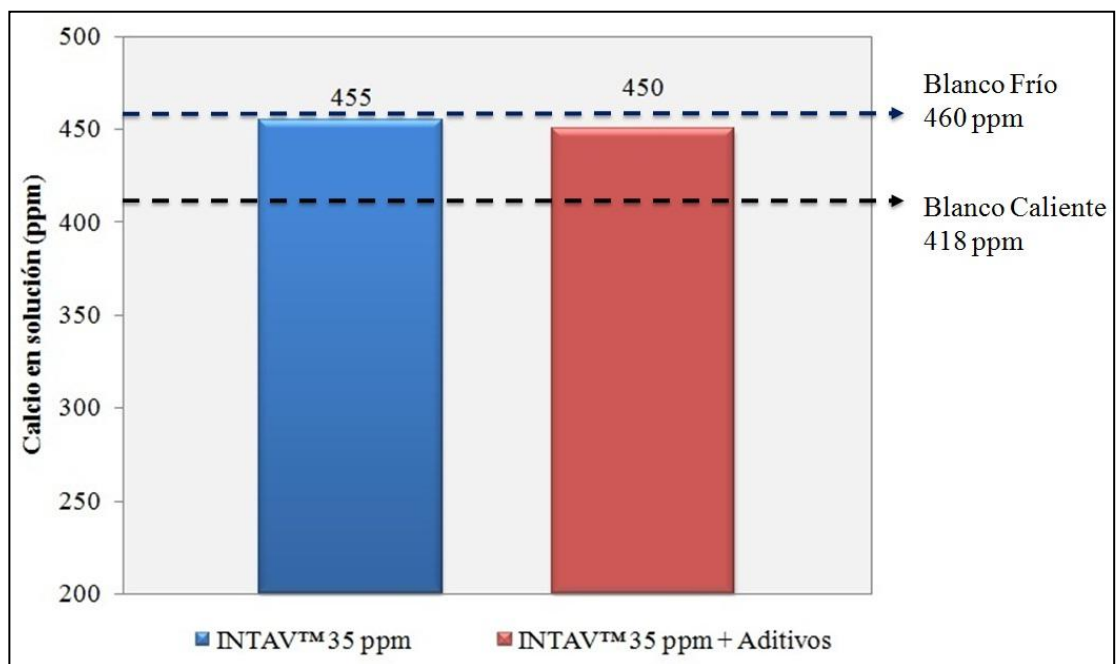


Figura 4.25. Concentración de calcio en solución, prueba de compatibilidad entre INTAV® y los aditivos empleados en la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento del Campo Corocoro

Los resultados indican (Figura 4.25) que el desempeño del antiincrustante INTAV® se ve levemente afectado al estar en contacto con los aditivos evaluados, en términos porcentuales, el desempeño de la mezcla entre INTAV® y los demás aditivos es 1,1% menor con respecto al desarrollado durante el caso en donde se usó únicamente INTAV®, lo cual indica que existe una compatibilidad entre los aditivos.

4.5 EVALUACIÓN EN CAMPO DEL INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES A BASE DE *ALOE VERA* (INTAV®) EN OLEODUCTO OPERADO POR PDVSA GAS, UBICADO EN SAN TOMÉ

Para la evaluación en campo del inhibidor de incrustaciones INTAV®, se seleccionó el oleoducto operado por PDVSA Gas, ubicado en San Tomé. La escogencia de este sistema se realizó tomando como base los resultados de la evaluación teórica de la tendencia incrustante del sistema (Tabla 4.8), además del historial de fallas asociado al fenómeno de incrustaciones en el mismo. Ambos parámetros revelan la condición crítica de la problemática dentro de la línea de distribución, lo cual hace necesario la constante aplicación de un tratamiento antiincrustante efectivo que garantice el normal transporte de la producción y evite gastos por concepto de limpieza, reparaciones, e incluso sustitución entera del oleoducto, tal como ha sucedido anteriormente.

Adicionalmente, los resultados a escala laboratorio de la evaluación del desempeño del inhibidor de incrustaciones INTAV®, empleando agua de producción del sistema (Sección 4.2.4) permiten prever un rendimiento del inhibidor similar al del tratamiento antiincrustante comercial aplicado en el oleoducto. Además, desde el punto de vista técnico, el sistema posee las instalaciones y adecuaciones necesarias para llevar a cabo eficientemente la evaluación de tratamientos antiincrustantes.

A continuación se describen los pasos llevados a cabo para la evaluación del INTAV® en campo.

4.5.1 Revisión de la información asociada al oleoducto

El oleoducto donde se llevó a cabo la evaluación del inhibidor de incrustaciones INTAV®, pertenece a la Estación de Flujo “A” ubicada en el Distrito San Tomé, en el Estado Anzoátegui, a 14 km al noreste de la ciudad de El Tigre. Esta es una estación recolectora de crudo cuya producción antes de presentarse la problemática asociada a incrustaciones era de 2.700 BBPD y 1.300 BNPD. En la Figura 4.26 se

presenta un diagrama de las instalaciones que involucra el sistema. El crudo proveniente de once pozos del campo Elotes, asociado a las operaciones de PDVSA Gas San Tomé, se recibe en el múltiple de la estación, de donde se envía a los separadores que extraen el gas que será transmitido a una planta compresora cercana. De los separadores, el crudo emulsionado se almacena en los tanques de la estación, desde donde se bombea a través de una línea de transferencia de 6" de diámetro y 3 km de longitud hasta una planta de deshidratación ubicada en el campo Budare, cuya operación corresponde a PDVSA EyP.

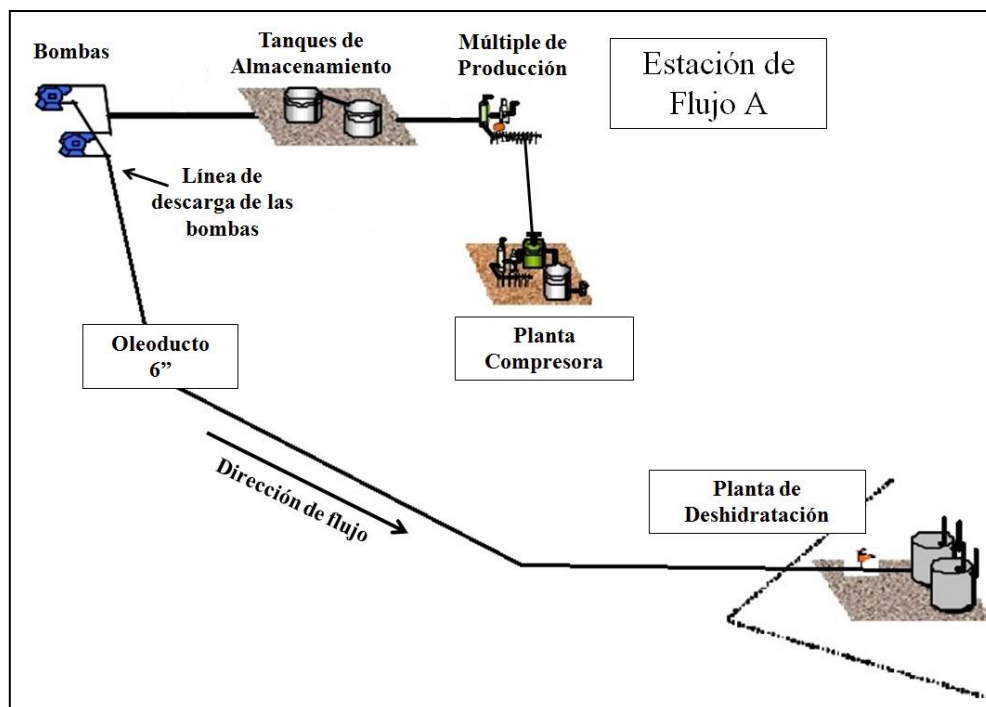


Figura 4.26. Esquema del sistema de producción

La línea de transferencia fue construida en el 2003, e inicialmente tenía un diámetro de 4". En agosto del 2010 empezó a mostrar fallas debido a la presencia de incrustaciones, durante el mes de septiembre de ese mismo año, el oleoducto presentó serios problemas de vibración en diversas secciones de su recorrido, y restricción de flujo.

El departamento de Ingeniería de Mantenimiento realizó una evaluación de la línea y concluyó obstrucción de la línea con pase restringido de fluido y acumulación de silicatos en el interior de la tubería. Desde que empezaron las fallas en agosto del 2010, la línea dejó de estar en operación, y los volúmenes de crudo que esta debía transportar fueron movilizados a través de un servicio de tres (03) Vacuum diariamente, lo que representó un costo diario de 22 mil bolívares (actuales).

Finalmente se planificó el reemplazo completo del oleoducto, y tales labores empezaron en enero del 2011 y concluyeron en marzo del mismo año. Durante las operaciones de desmonte de la línea averiada se pudo evidenciar la magnitud de la problemática, esto se puede apreciar en la Figura 4.27.



Figura 4.27. Depósitos inorgánicos encontrados en el oleoducto operado por PDVSA Gas, San Tomé

De los sólidos presentes se tomaron muestras y se enviaron a los laboratorios de PDVSA Intevep para su evaluación. Los resultados de Difracción de Rayos X (DRX) se presentan en la Figura 4.28.

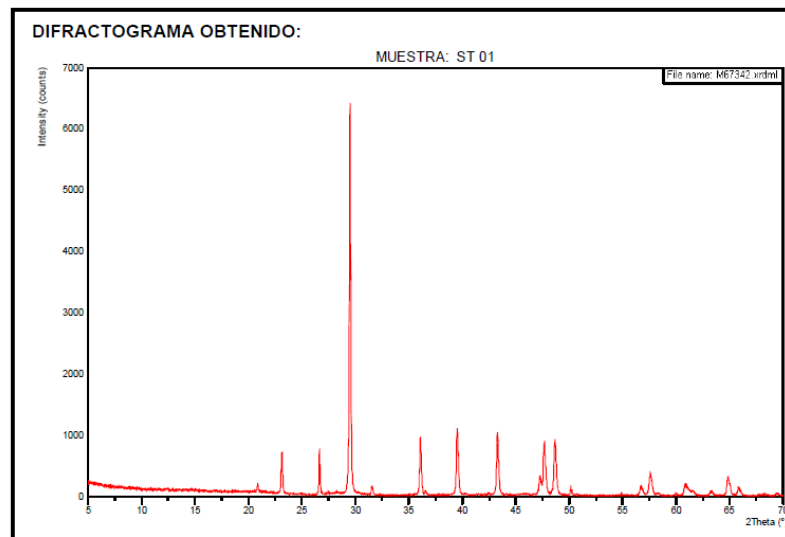


Figura 4.28. Difractograma de DRX obtenido del análisis de sólidos presentes en el oleoducto operado por PDVSA Gas, San Tomé

Se determinó que la composición de los sólidos consistía en carbonato de calcio, calcita magnésica (calcita con agregados de carbonato de magnesio), y silicatos (arena), confirmándose una vez más la presencia de compuestos inorgánicos en forma de incrustaciones.

Con el objeto de evitar un incidente similar en el futuro, con las implicaciones ambientales que pueda acarrear, además de evitar gastos innecesarios por deterioro de las instalaciones, desde el mes de octubre de 2010 se realizaron las adecuaciones necesarias dentro de la estación para la aplicación de un sistema de tratamiento con inhibidor de incrustaciones. El producto seleccionado como método de control químico de incrustación fue el inhibidor de incrustaciones comercial el cual había sido probado en otras instalaciones del área mostrando buenos resultados.

4.5.2 Inspección pre-prueba de campo

Antes del inicio de la prueba se hizo la inspección de las instalaciones del sistema de producción para verificar que este contaba con los sistemas de monitoreo necesarios para llevar a cabo la evaluación a escala de campo. El esquema que incluye los puntos de inyección y monitoreo del sistema se presentan en la Figura 4.29.

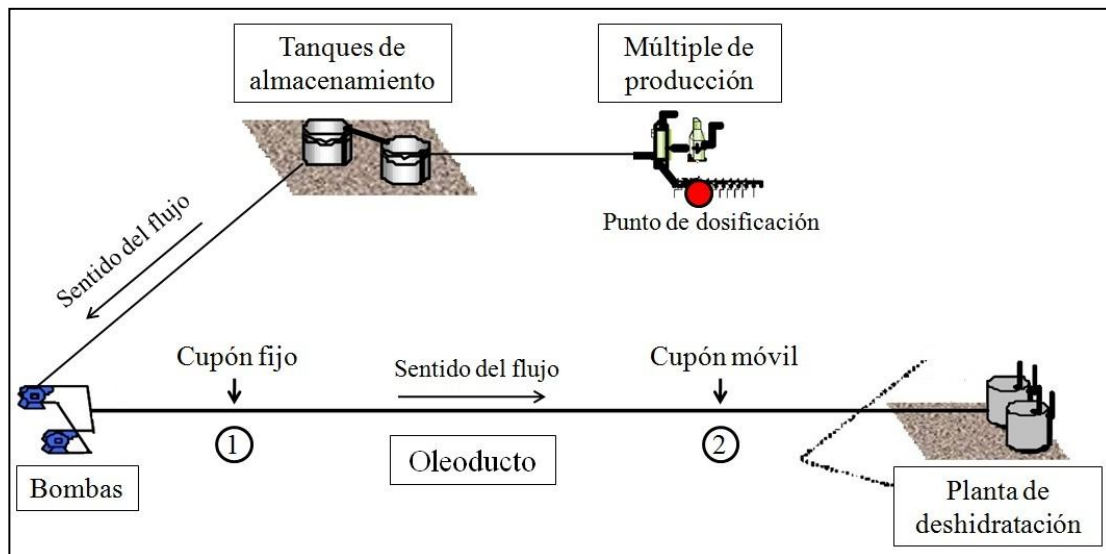


Figura 4.29. Diagrama de los puntos de dosificación y monitoreo en el sistema de producción

Se puede observar (Figura 4.29) que el sistema cuenta con dos puntos aptos para la instalación de cupones de incrustaciones y/o corrosión. El uso de estos cupones facilita el seguimiento del desempeño de un tratamiento con inhibidor de incrustaciones, además de permitir determinar la severidad de la problemática.

El punto denotado con el número 1 representa el punto menos crítico según el historial de fallas del oleoducto y está ubicado a 214 metros de las bombas de la Estación de Flujo en dirección hacia la planta de deshidratación, mientras que el punto denotado con el número 2, es el más crítico en cuanto a la formación de incrustaciones y está ubicado a 2,4 kilómetros en la misma dirección.

4.5.3 Parámetros a seguir durante la evaluación del INTAV®

Para la evaluación de la eficiencia del INTAV® como método de inhibición de incrustaciones en el oleoducto ubicado en San Tomé, se contó con dos puntos de control donde se instalaron cupones de incrustaciones. Uno de estos cupones fue fijo, se colocó al inicio de la prueba y se evaluó al finalizar la misma. Este cupón fue instalado en el punto menos crítico (Figura 4.29, punto 1). El otro cupón fue móvil y se ubicó en el punto de formación de incrustaciones más crítico (Figura 4.29, punto 2), este se evaluó y sustituyó semanalmente durante el tiempo de evaluación (4

semanas) con el fin de que la revisión semanal pudiese indicar de manera rápida si había tenido lugar la formación de incrustaciones en el sistema.

Cada cupón de incrustaciones instalado contenía un número de serial, indicación del material del cual están constituidos y el peso inicial.

De igual forma, se realizó la determinación de la concentración de calcio en solución en el agua de producción, al iniciar y finalizar la prueba, esto sirvió de indicativo de la capacidad del inhibidor de incrustaciones de evitar la precipitación de calcio.

4.5.4 Evaluación en campo del inhibidor de incrustaciones INTAV®

a. Retiro de cupones de incrustaciones usados para evaluación del antiincrustante comercial

Antes del inicio de la prueba de campo con el producto INTAV® se llevó a cabo la revisión de los cupones de incrustaciones empleados mientras se aplicaba tratamiento antiincrustante comercial a una dosificación de 53 ppm. Tales cupones estuvieron instalados durante aproximadamente 40 días. En la Figura 4.30 se puede apreciar el estado en que fueron encontrados tanto el cupón móvil, como el fijo.



Figura 4.30. Estado de los cupones fijo y móvil empleados durante la evaluación del antiincrustante comercial

Se observó que los cupones no presentaron sólidos incrustantes en su superficie, aunque parecía haber ocurrido el fenómeno de corrosión, sobre este aspecto es importante resaltar que en el sistema no se aplica tratamiento anticorrosivo. Para verificar el tipo de material presente en la superficie de los cupones se realizaron análisis de Espectroscopía de Energía Dispersiva y Difracción de Rayos X, y, adicionalmente, se analizó la técnica de Microscopía Electrónica de Barrido para evaluar la superficie de los cupones antes y después de decapar los mismos.

En las Figuras 4.31 y 4.32 se presentan los resultados de la caracterización de los sólidos presentes en los cupones fijo y móvil, respectivamente.

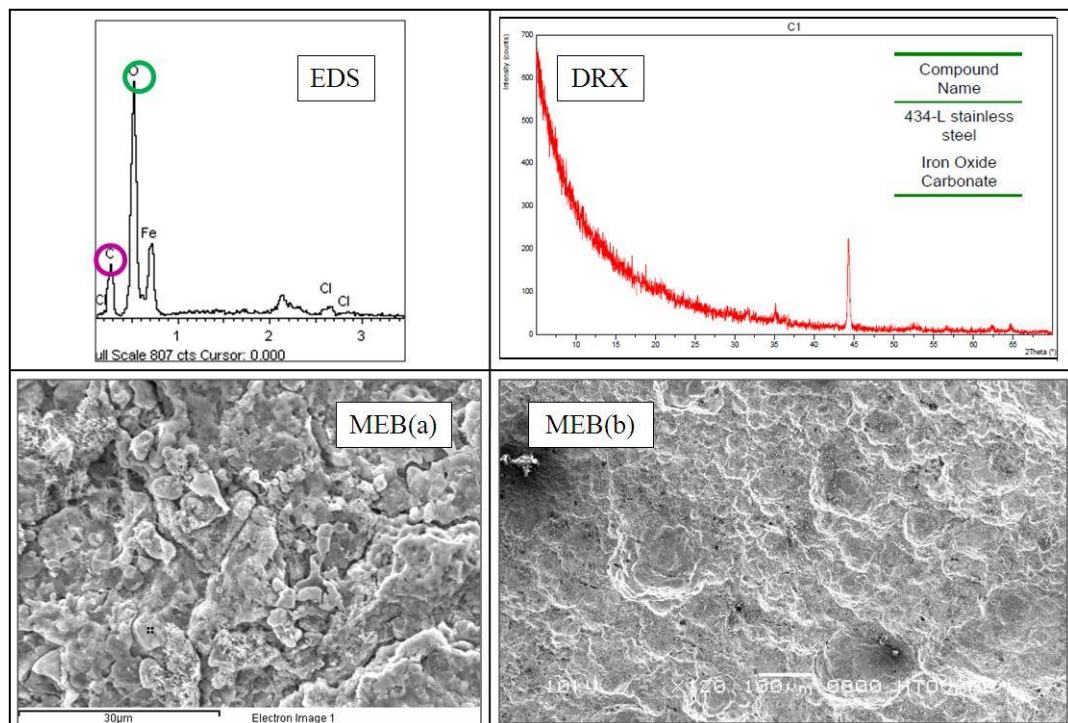


Figura 4.31. Resultados del análisis de los sólidos en la superficie del cupón fijo empleado para la evaluación del tratamiento antiincrustante comercial. Microfotografía, MEB(a) antes de decapar el cupón, MEB(b) después de decapar el cupón

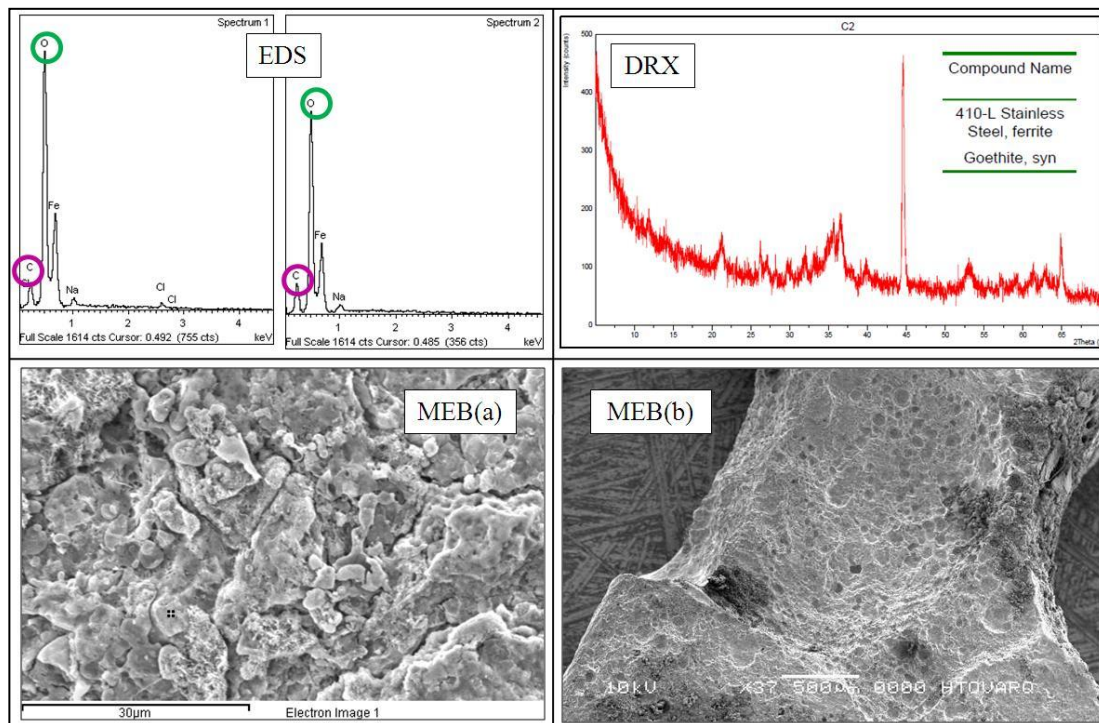


Figura 4.32. Resultados del análisis de los sólidos en la superficie del cupón móvil empleado para la evaluación del tratamiento antiincrustante comercial. Microfotografía, MEB(a) antes de decapar el cupón, MEB(b) después de decapar el cupón

La composición elemental de los sólidos, determinada mediante Espectroscopía de Energía Dispersiva (EDS, Figuras 4.31 y 4.32) muestra que entre los elementos presentes en la superficie de ambos cupones se encontró carbono y oxígeno, evidenciándose la ausencia de calcio, por lo que se concluye que en la superficie de los cupones no se encontraban formaciones de carbonato de calcio, y además, que el tratamiento antiincrustante comercial estaba siendo efectivo a la dosificación empleada. La aplicación de la técnica de Difracción de Rayos X (DRX, Figuras 4.31 y 4.32) confirmó la ausencia de carbonato de calcio en los cupones. Adicionalmente, la técnica reveló formaciones de carbonato de hierro (óxido de hierro) en el cupón fijo, producto de corrosión suave debido a la presencia de CO_2 en el sistema (Pierre, 2000), mientras que en el cupón móvil se detectó goethita (óxido de hierro), la detección de ambos compuestos reveló el potencial corrosivo del fluido transportado a través del oleoducto.

b. Inspección y análisis de los cupones, móviles y fijo, durante la evaluación del inhibidor de incrustaciones INTAV®

Para iniciar la evaluación del desempeño del inhibidor de incrustaciones INTAV®, se desmontaron los cupones que se encontraban en el oleoducto evaluando el desempeño del inhibidor comercial, y se colocaron los nuevos cupones fijo y móvil. En la Figura 4.33 se puede apreciar la instalación del cupón fijo.



Figura 4.33. Montaje de cupón fijo para prueba con INTAV®

Luego de la instalación de los cupones, se inició la inyección del INTAV® a una dosis de 76 ppm, siendo esta medida una aproximación de la dosis con mejor desempeño a escala laboratorio (Sección 4.2.4). La eficiencia mostrada por el inhibidor durante la primera semana de prueba permitió disminuir la dosis de 76 a 46 ppm del producto para la segunda semana de evaluación, durante esta y la tercera semana de prueba no se notó una disminución de la eficiencia del inhibidor de incrustaciones por lo que para la penúltima y última semana de evaluación se redujo la dosis a 36 y 26 ppm del antiincrustante INTAV®, respectivamente.

En la Figura 4.34 se presenta el estado de los cupones móviles empleados en cada semana de prueba, antes y después de su montura.

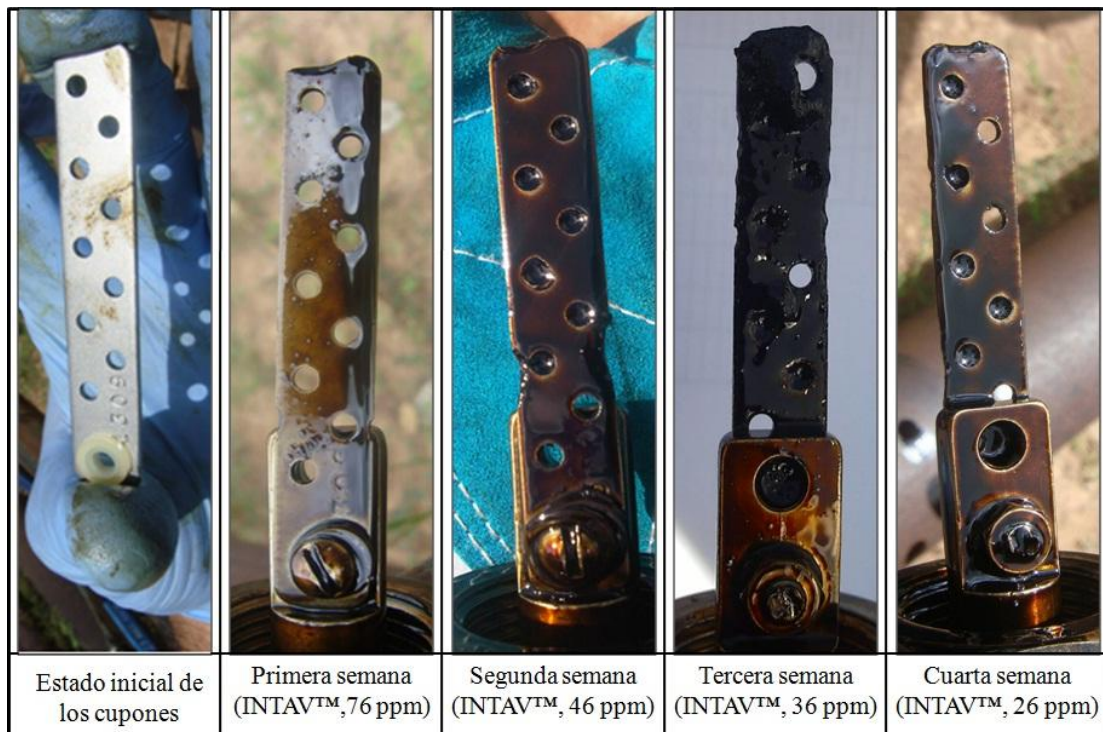


Figura 4.34. Estado de los cupones móviles al ser retirados cada semana de prueba

En ninguno de los cupones móviles desmontados semanalmente se notó a simple vista la presencia de material incrustante (Figura 4.34), pero en cambio fue común en todos los cupones la identificación de desgaste en los bordes laterales de los mismos, esto resulta más evidente en el cupón retirado al finalizar la segunda semana de evaluación. El desgaste de los cupones es un indicio del potencial corrosivo y/o erosivo del sistema, lo que se vio igualmente reflejado en los cupones de incrustación durante la aplicación del tratamiento antiincrustante comercial.

Con el objetivo de profundizar en la evaluación del desempeño del inhibidor de incrustaciones INTAV® se realizaron las técnicas de Microscopía Electrónica de Barrido (antes y después del decapado de los cupones), Espectroscopía de Energía Dispersiva, y Difracción de Rayos X, con el objeto de analizar los sólidos encontrados en la superficie de los cupones móviles al finalizar cada semana de evaluación. En las Figuras 4.35, 4.36, 4.37 y 4.38, se presentan los resultados de la aplicación de las técnicas.

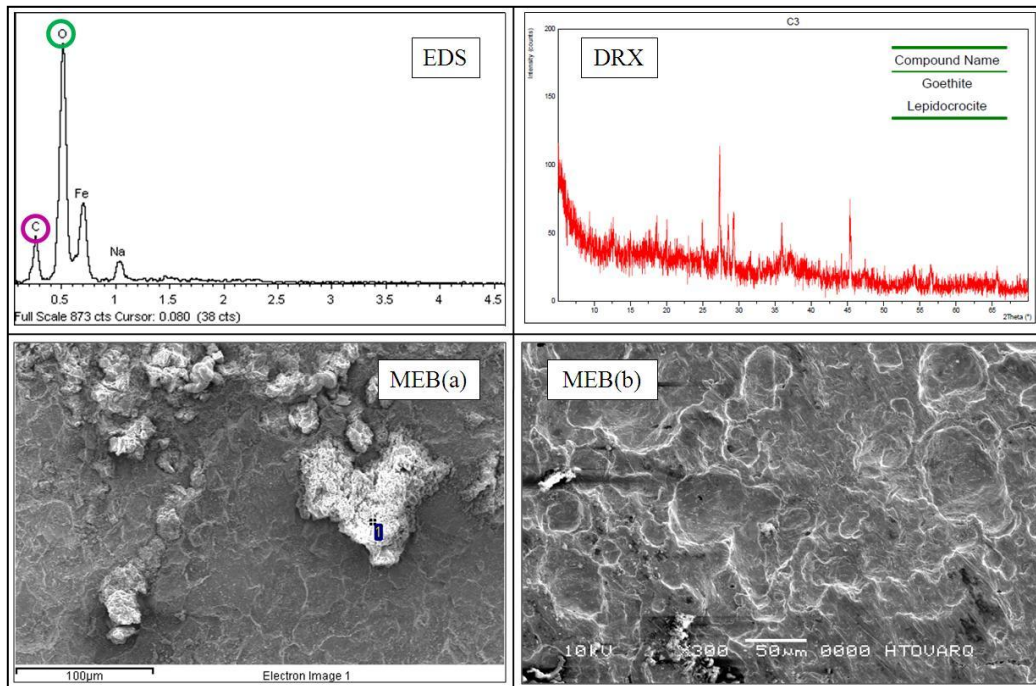


Figura 4.35. Resultados del análisis de los sólidos en la superficie del cupón móvil retirado luego de la primera semana de prueba. Microfotografía, MEB(a) antes de decapar el cupón, MEB(b) después de decapar el cupón

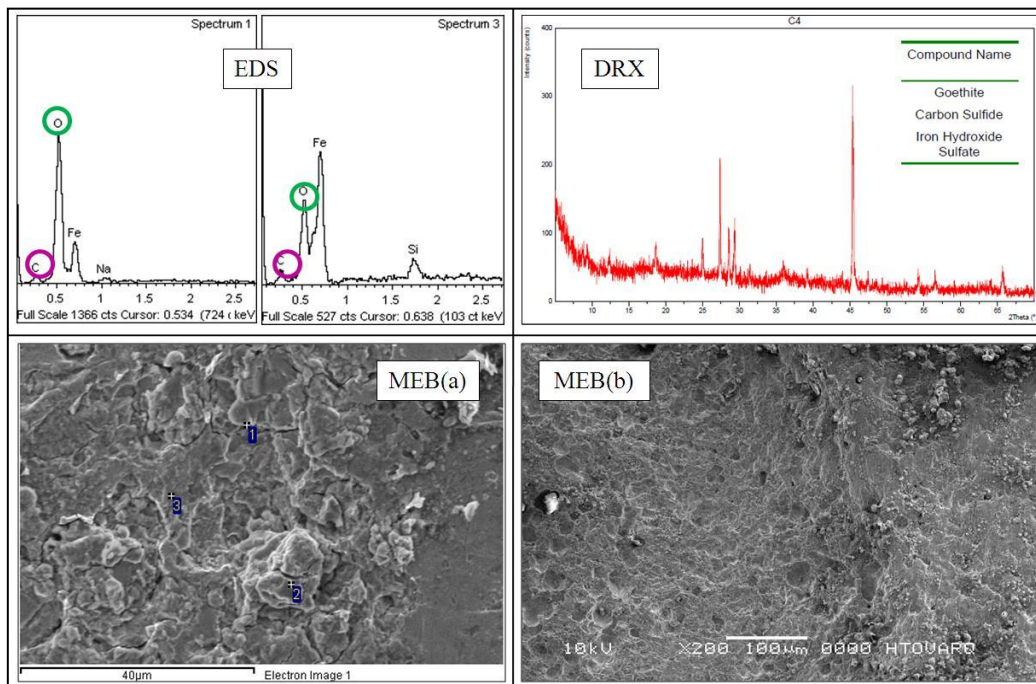


Figura 4.36. Resultados del análisis de los sólidos en la superficie del cupón móvil retirado luego de la segunda semana de prueba. Microfotografía, MEB(a) antes de decapar el cupón, MEB(b) después de decapar el cupón

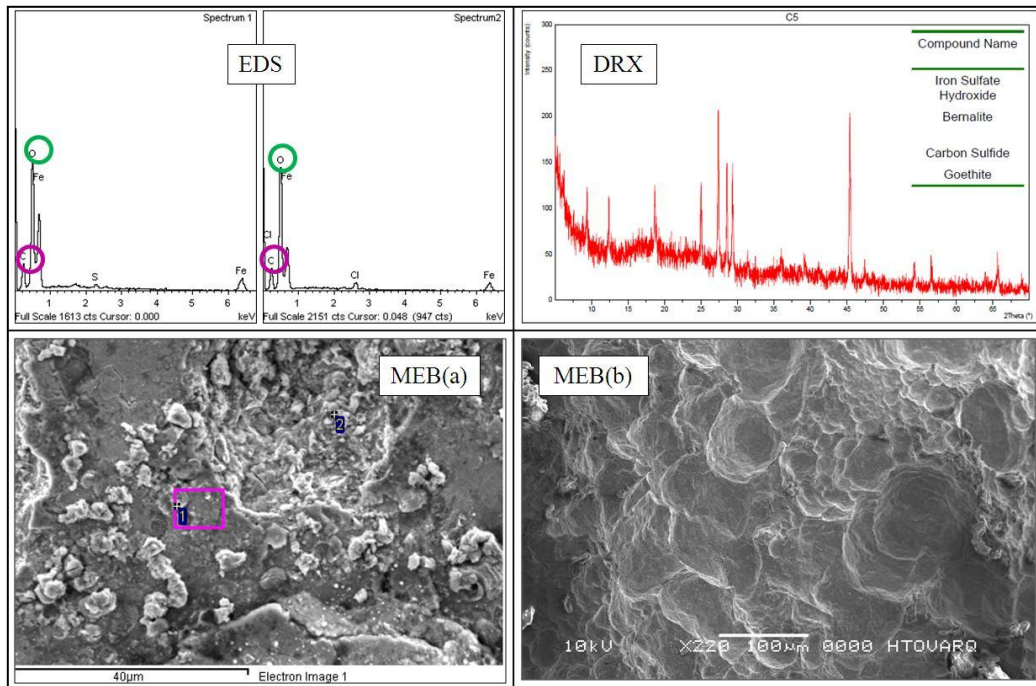


Figura 4.37. Resultados del análisis de los sólidos en la superficie del cupón móvil retirado luego de la tercera semana de prueba. Microfotografía, MEB(a) antes de decapar el cupón, MEB(b) después de decapar el cupón

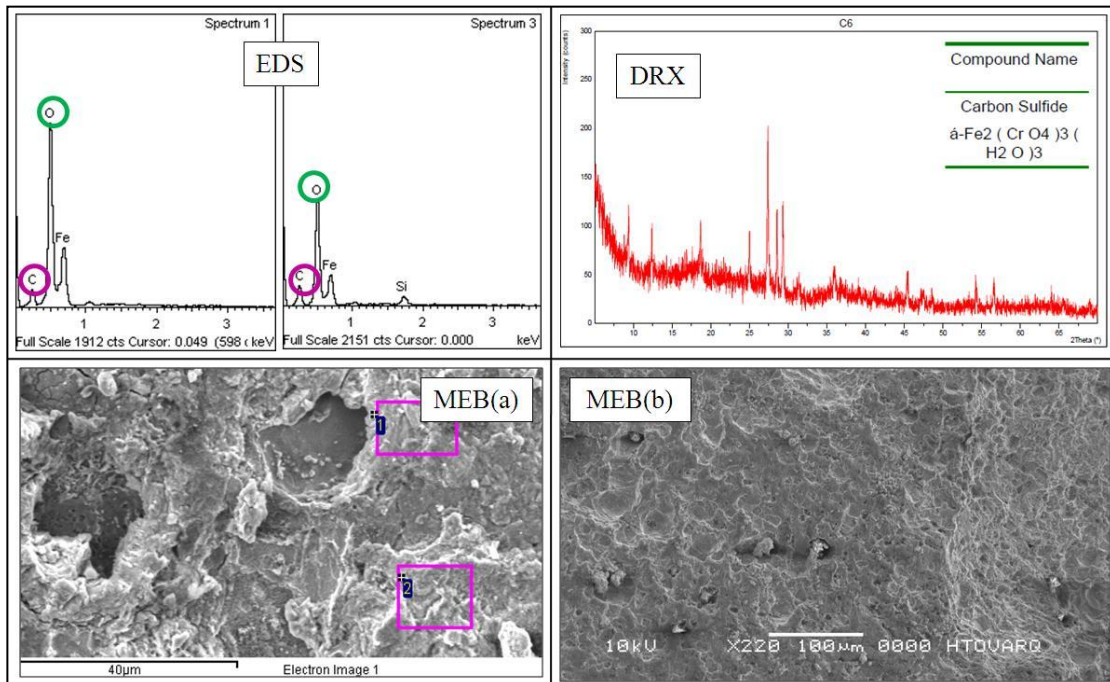


Figura 4.38. Resultados del análisis de los sólidos en la superficie del cupón móvil retirado luego de la última semana de prueba. Microfotografía, MEB(a) antes de decapar el cupón, MEB(b) después de decapar el cupón

Los resultados del análisis de Espectroscopía de Energía Dispersiva (EDS, Figuras 4.35, 4.36, 4.37 y 4.38) demuestran que durante la prueba de campo, en la superficie de los cupones móviles retirados semanalmente, no estuvo presente el ión calcio, lo que permite descartar la formación de incrustaciones de carbonato de calcio en el oleoducto durante el tiempo evaluación. Adicionalmente, queda comprobado que el inhibidor de incrustaciones a base de *Aloe vera*, resulta ser eficiente en el sistema, incluso a la menor dosificación empleada (26 ppm) la cual es 67,5% menor que la dosis de INTAV® que obtuvo mejor desempeño a nivel de laboratorio (80 ppm).

El análisis de los sólidos mediante Difracción de Rayos X (DRX, Figuras 4.35, 4.36, 4.37 y 4.38) evidencia la ausencia de carbonato de calcio en la superficie de los cuatro cupones móviles empleados durante la evaluación del antiincrustante INTAV®, este resultado demuestra que el producto evitó la incrustación de este tipo de compuesto inclusive a la menor dosis aplicada durante la prueba (26 ppm). Entre los sólidos detectados por la técnica (DRX), en la superficie de los cupones móviles retirados la primera, segunda, y tercera semana de evaluación, se encontraron formaciones que corresponden a distintos tipos de óxido de hierro (goethita, lepidocrocita y bernalita), así como también compuestos en forma de sulfato de hierro el cual es conocido por ser un producto de corrosión de actividades industriales (Pierre, 2000). El tipo de material hallado en la superficie de los cupones son un indicativo del potencial corrosivo de la mezcla de fluidos transportados a través del oleoducto, y explica el desgaste registrado en los cupones al momento de retirarlos (Figura 4.35). Adicionalmente, la detección de silicio sobre la superficie de los cupones (EDS Figuras 4.36 y 4.38) evidencia el potencial efecto erosivo que se puede presentar en el oleoducto durante el transporte de fluidos, debido a la presencia de sílice (arena).

El análisis de los sólidos se completó con la aplicación de la técnica de Microscopía Electrónica de Barrido. En las microfotografías de la superficie de los cupones antes y después de ser decapados (MEB Figuras 4.35, 4.36, 4.37 y 4.38) no se aprecian estructuras cristalinas que puedan asociarse a morfologías características del

carbonato de calcio, este resultado es congruente con el resto de los análisis de sólidos realizados, reforzándose así la conclusión de que el tratamiento antiincrustante basado en INTAV®, fue eficiente durante toda la evaluación en campo.

La última semana de evaluación se retiró el cupón fijo que estuvo instalado durante el tiempo total de la prueba. En la Figura 4.39 se muestran las condiciones en que fue hallado el cupón.



Figura 4.39. Estado del cupón fijo al iniciar y finalizar la prueba de campo

Al igual que con los cupones móviles, al retirar el cupón fijo se evidenció el daño que este había sufrido durante el tiempo de duración de la prueba, en la Figura 4.39 se puede apreciar el estado de deterioro en que se encontró el material del cupón de incrustaciones. En cuanto a la superficie del cupón fijo, en esta no se detalló, a simple vista, la presencia de material inorgánico incrustante.

Se realizaron análisis para caracterizar los sólidos presentes sobre la superficie del cupón fijo al finalizar la prueba de campo. Tal análisis consistió en la aplicación de las técnicas de Microscopía Electrónica de Barrido (antes y después de decapar el

cupón), Espectroscopía de Energía Dispersiva, y Difracción de Rayos X. En la Figura 4.40 se presenta el resultado de las técnicas aplicadas.

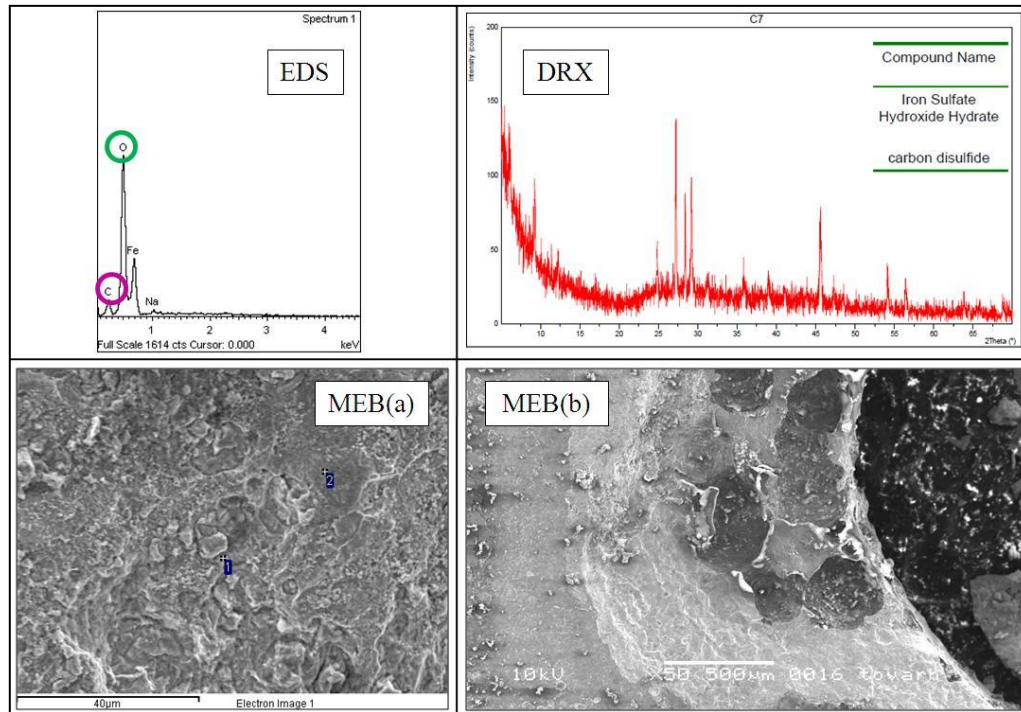


Figura 4.40. Resultados del análisis de los sólidos en la superficie del cupón fijo retirado la última semana de prueba. Microfotografía, MEB(a) antes de decapar el cupón, MEB(b) después de decapar el cupón

Al igual que lo ocurrido en las evaluaciones de los sólidos presentes en la superficie de los cupones móviles, la técnica de Espectroscopía de Energía Dispersiva (EDS, Figura 4.40) no detectó la presencia de calcio entre los elementos que se encontraban sobre el cupón fijo al finalizar la prueba, esto permitió asegurar que durante las cuatro semanas que duró la evaluación, empleando incluso las menores dosis del antiincrustante INTAV®, no se depositaron especies compuestas por calcio, oxígeno y carbono. Efectivamente, mediante la técnica de Difracción de Rayos X (DRX, Figura 4.40) se confirmó la ausencia de carbonato de calcio en el cupón, y se evidenció la presencia de sulfato de hierro, el cual es un compuesto producto de corrosión (Pierre, 2010). Este resultado se complementa con la microfotografía obtenida mediante Microscopía Electrónica de Barrido antes y después de decapar el

cupón (MEB, Figura 4.40), en esta no se apreciaron formaciones cristalinas que puedan asociarse a la presencia de carbonato de calcio en alguna de sus morfologías.

c. Variación del contenido de calcio en solución en el agua transportada a través del oleoducto, durante la prueba de campo

En cuanto al análisis del contenido de calcio realizado a las muestras de agua de producción al inicio y al final de la prueba de campo con el producto INTAV® demostraron que la concentración de calcio se mantuvo aproximadamente constante, entre 522 y 571 ppm. Estos valores reflejan nuevamente que el calcio se mantuvo en solución, evitándose de esa forma la precipitación de carbonatos insolubles.

4.5.5 Efecto del pH de los inhibidores de incrustaciones comercial e INTAV® sobre el agua de producción del oleoducto

Durante la aplicación del inhibidor de incrustaciones comercial e INTAV®, se observó el desgaste de la superficie de los cupones, esto es síntoma de un sistema con tendencia corrosiva. Para determinar si los aditivos antiincrustantes estaban contribuyendo a que se acentuara tal potencial corrosivo, se llevó a cabo la evaluación del efecto del pH de los inhibidores sobre el agua de producción del oleoducto. Para esto, se midió el pH de los inhibidores y del agua de producción sin tratamientos químicos, y luego el pH de agua de producción con la dosificación correspondiente de cada antiincrustante. Los resultados se presentan en la Tabla 4.11.

Tabla 4.11. Efecto del pH del inhibidor comercial e INTAV® sobre el agua de producción del oleoducto

Sistema	pH a 25°C
Agua de producción	7,68
Inhibidor comercial	2,57
INTAV®	4,38
Agua + inhibidor comercial (53 ppm)	7,73
Agua + INTAV® (46 ppm)	7,63

Debido a que la variación de pH es despreciable al adicionar el inhibidor de incrustaciones INTAV® y comercial, se puede inferir que los problemas de corrosión observados en la línea de transferencia no son producidos por el efecto de la aplicación de los tratamientos químicos antiincrustantes.

4.5.6 Evaluación a escala laboratorio de la velocidad de corrosión en presencia de los inhibidores de incrustaciones comercial e INTAV®

Adicionalmente al estudio del efecto del pH de los inhibidores sobre el agua de producción del oleoducto, se evaluó la influencia de los inhibidores comercial e INTAV® sobre el potencial corrosivo de un sistema salino sintético (procedimiento detallado en sección 3.3.5 f).

Los resultados obtenidos de pérdida de peso de los cupones y velocidad de corrosión de cada uno de los ensayos se presentan en la Tabla 4.12 y Figura 4.41.

Tabla 4.12 Pérdida de peso y velocidad de corrosión de los cupones evaluados

Ensayo	Dosis (ppm)	Masa inicial (g)	Masa final (g)	Pérdida de peso (g)	Velocidad de corrosión promedio (mpy)
Blanco	-	11,9805	11,8091	0,1714	39,4396
		12,2132	12,0562	0,1570	
		12,2204	12,0495	0,1709	
Inhibidor comercial	53	14,5380	14,3990	0,1390	32,9373
		14,8028	14,6464	0,1564	
		-	-	-	
INTAV®	76	11,9440	11,8315	0,1125	27,0983
		11,9676	11,8488	0,1188	
		12,2109	12,0999	0,1110	

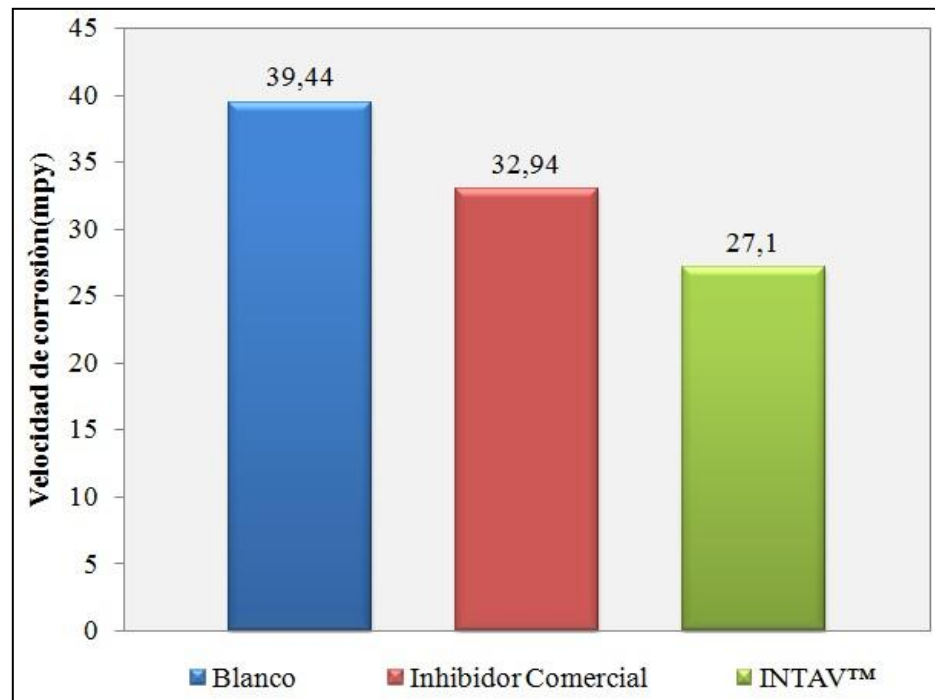


Figura 4.41. Velocidad de corrosión del INTAV® e inhibidor comercial de incrustaciones, en comparación con el blanco (sin inhibidor)

Los resultados obtenidos (Figura 4.41) demuestran que ni el INTAV®, ni el producto antiincrustante comercial aumentan la velocidad de corrosión del sistema, por lo que no se consideran corrosivos a las condiciones evaluadas. Es importante resaltar que en presencia del inhibidor de incrustaciones INTAV®, se determinó una velocidad de corrosión inferior a la registrada al usar inhibidor de incrustaciones comercial, con la salvedad de que la concentración de INTAV® evaluada (76 ppm) es 30,26% mayor que la del inhibidor comercial (53 ppm).

A pesar de que los inhibidores de incrustaciones comercial e INTAV® contribuyen a disminuir la velocidad de corrosión del sistema sintético evaluado (Figura 4.41), ninguno de estos aditivos puede ser empleado como un agente anticorrosivo, ya que las velocidades de corrosión, en los ensayos donde se adicionaron los antiincrustantes, son mayores a 15 mpy, según la norma NACE Standard RP 0775-2005 (NACE International, 2005) velocidades de corrosión por encima a tal medida se consideran severas. Por tal motivo, debe considerarse realizar un estudio de la

corrosividad del agua de producción y evaluar la necesidad de adicionar un inhibidor de corrosión.

4.6 DETERMINACIÓN DE LA SINERGIA DEL USO SIMULTÁNEO DEL INTAV® Y UN INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES COMERCIAL A ESCALA LABORATORIO BAJO NORMA NACE TM 0374-2007

En esta sección se determinó el efecto del uso del inhibidor de incrustaciones INTAV®, en presencia de un antiincrustante comercial. Se hace necesario evaluar esta situación, debido a que, en ocasiones, el INTAV® constituye un reemplazo a tratamientos antiincrustantes comerciales. En tales casos (según sea el método y lugar específico de aplicación del aditivo) es probable que interactúen simultáneamente ambos inhibidores de incrustación en la medida que se reemplaza progresivamente un aditivo por otro. Esta situación amerita saber de antemano que no se verá mermada la capacidad de retención de calcio en solución, debido a la posible interferencia de un inhibidor con otro.

La evaluación se llevó a cabo aplicando la metodología descrita en la norma NACE TM 0374-2007 (Nace International, 2007), empleando muestras de aguas sintéticas preparadas a partir de las indicaciones que hace la norma.

El inhibidor comercial seleccionado para la evaluación corresponde al mismo empleado en la Planta de Inyección de Agua Salada (en tierra), Campo San Joaquín, División Oriente. La dosificación del tratamiento antiincrustante se seleccionó a partir de la cantidad de aditivo empleada en el sistema, correspondiente a 20 ppm de tratamiento químico.

A efecto de evaluar la sinergia entre el antiincrustante INTAV® y el inhibidor de incrustaciones comercial, se realizaron distintos ensayos de incrustación en los que se aplica una dosis total de 20 ppm. Según sea el ensayo, la dosis total estará compuesta por distintas proporciones de INTAV® e inhibidor de incrustaciones comercial.

En la Figura 4.42 se presentan los resultados del contenido de calcio en solución registrado en cada ensayo, y el respectivo rango de eficiencia para la evaluación del desempeño de la mezcla de los inhibidores de incrustación.

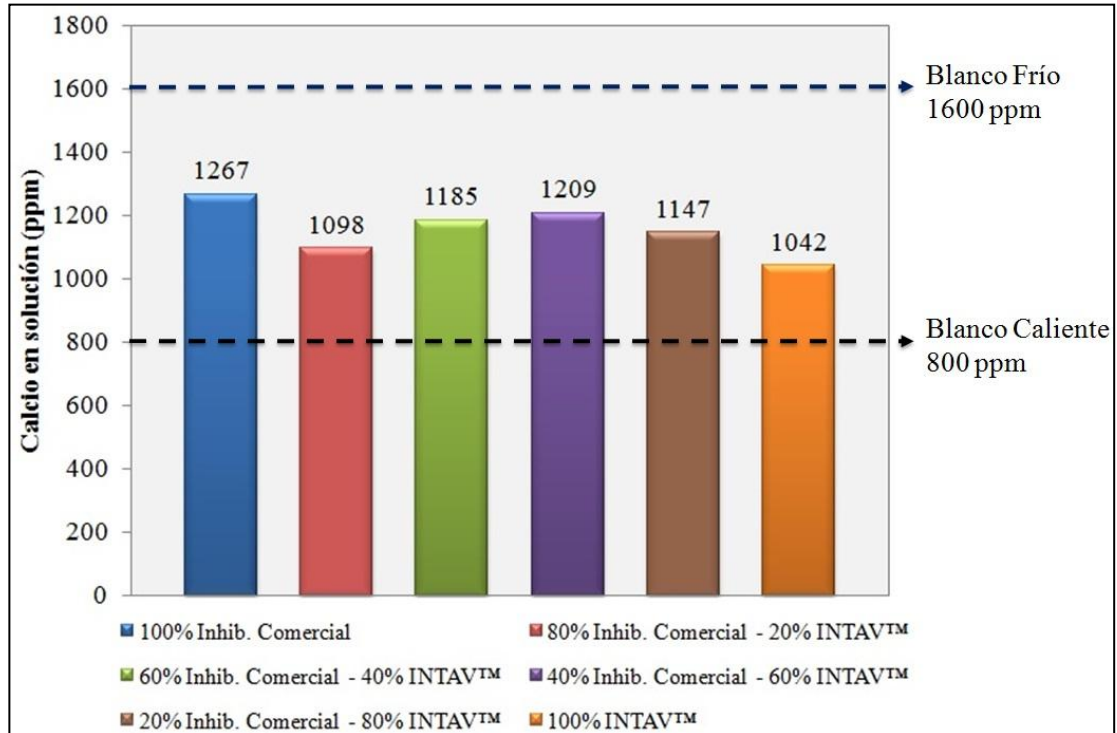


Figura 4.42 Resultados de la evaluación de la sinergia del uso simultáneo de INTAV® e inhibidor de incrustaciones comercial

En los ensayos donde se aplican separadamente los inhibidores, el antiincrustante comercial desarrolla un mejor desempeño en comparación al INTAV®. En términos porcentuales, al usar el antiincrustante comercial se registró una concentración de calcio mantenida en solución 14,1% mayor que en el caso donde se aplicó solo INTAV®. En los casos donde se evaluó el desempeño del uso simultáneo de los inhibidores comercial e INTAV®, se ve (Figura 4.42) afectada la eficiencia del antiincrustante comercial, especialmente en los ensayos donde la proporción empleada de los inhibidores es más dispareja; en el caso donde la dosificación consistió en 80% inhibidor comercial y 20% INTAV®, la mezcla de inhibidores

retuvo 10,55% menos calcio en solución en comparación al caso donde únicamente se utilizó antiincrustante comercial. En los ensayos donde la proporción de antiincrustante comercial e INTAV® es más equilibrada, la caída del desempeño del inhibidor de incrustaciones comercial es leve; en el caso donde la mezcla de inhibidores consistió en 40% comercial y 60% de INTAV®, se registró una concentración de calcio en solución tan solo 3,62% menor que la máxima registrada (1267 ppm, al usar 100% inhibidor comercial).

En ningún caso evaluado, la interacción entre los dos inhibidores de incrustaciones provocó que se obtuviera un desempeño inferior que el registrado en el caso donde se empleó individualmente el antiincrustante INTAV®, por lo que se puede concluir que los componentes del inhibidor de incrustaciones comercial no afectan la funcionalidad del producto a base de *Aloe vera*.

La caracterización de los sólidos obtenidos al finalizar cada ensayo de incrustación fueron analizados por las técnicas de Espectroscopía de Energía Dispersiva (EDS), Microscopía Electrónica de Barrido (MEB), y Dispersión de Rayos X (DRX). Los resultados se presentan en las Figuras 4.43, 4.44 y 4.45.

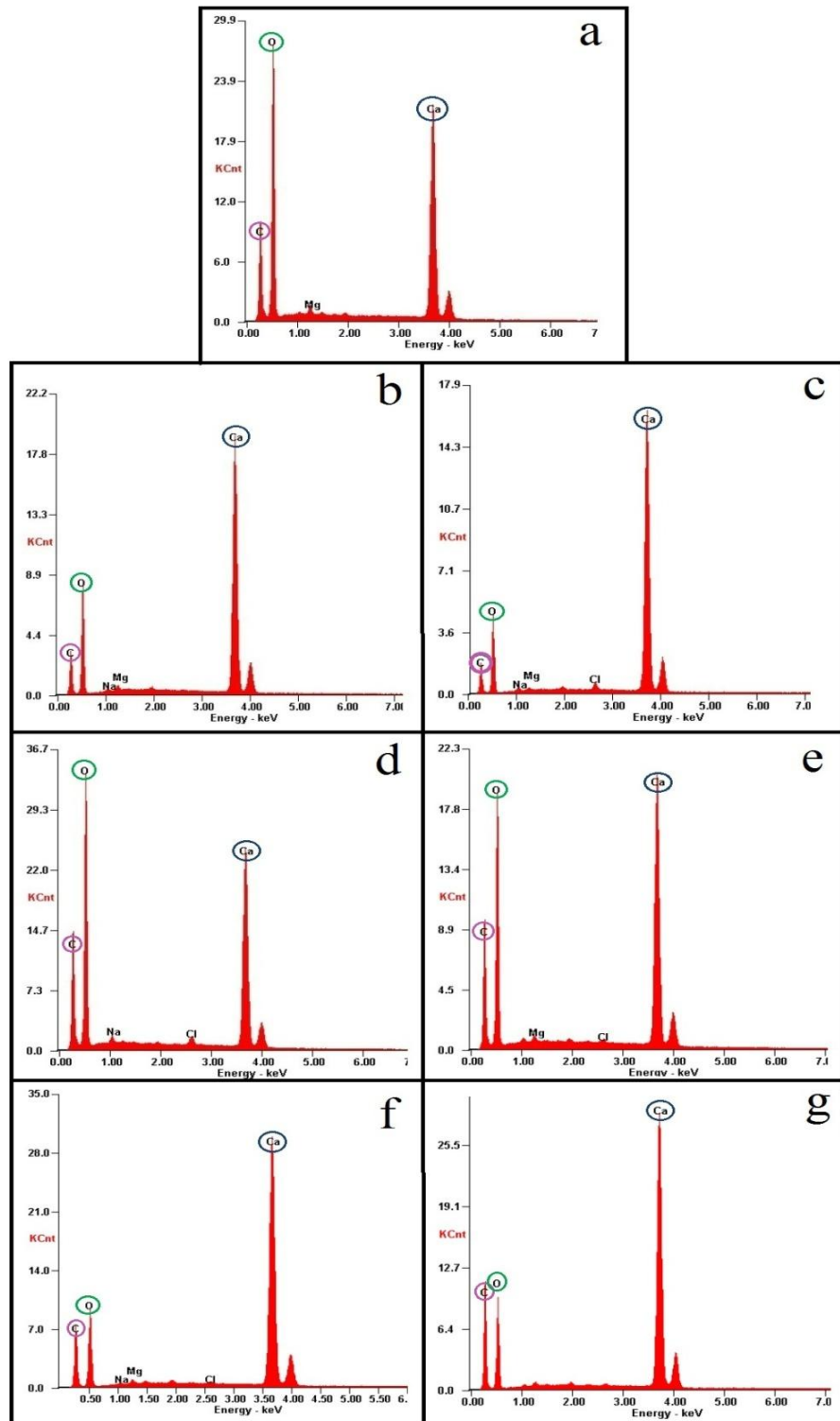


Figura 4.43. Espectros EDS, determinación de sinergia entre antiincrustante comercial e INTAV®.

a) Blanco caliente, b) 100% A. com., c) 80% A. com. - 20% INTAV®, d) 60% A. com. - 40% INTAV®, e) 40% A. com. - 60% INTAV®, f) 20% A. com. - 80% INTAV®, g) 100% INTAV®

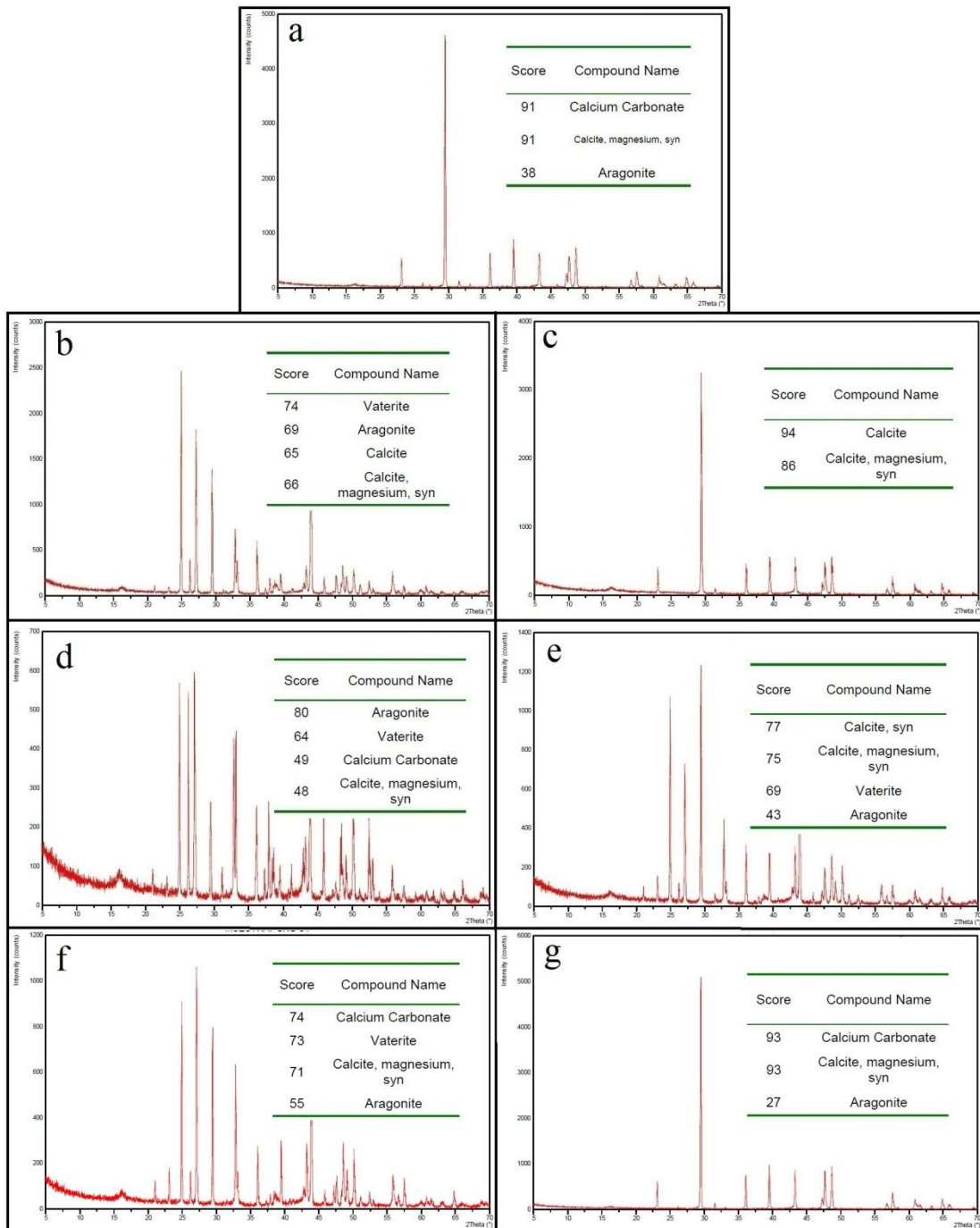


Figura 4.44. Difractogramas DRX, determinación de sinergia entre antiincrustante comercial e INTAV®. a) Blanco caliente, b) 100% A. com., c) 80% A. com. - 20% INTAV®, d) 60% A. com. - 40% INTAV®, e) 40% A. com. - 60% INTAV®, f) 20% A. com. - 80% INTAV®, g) 100% INTAV®

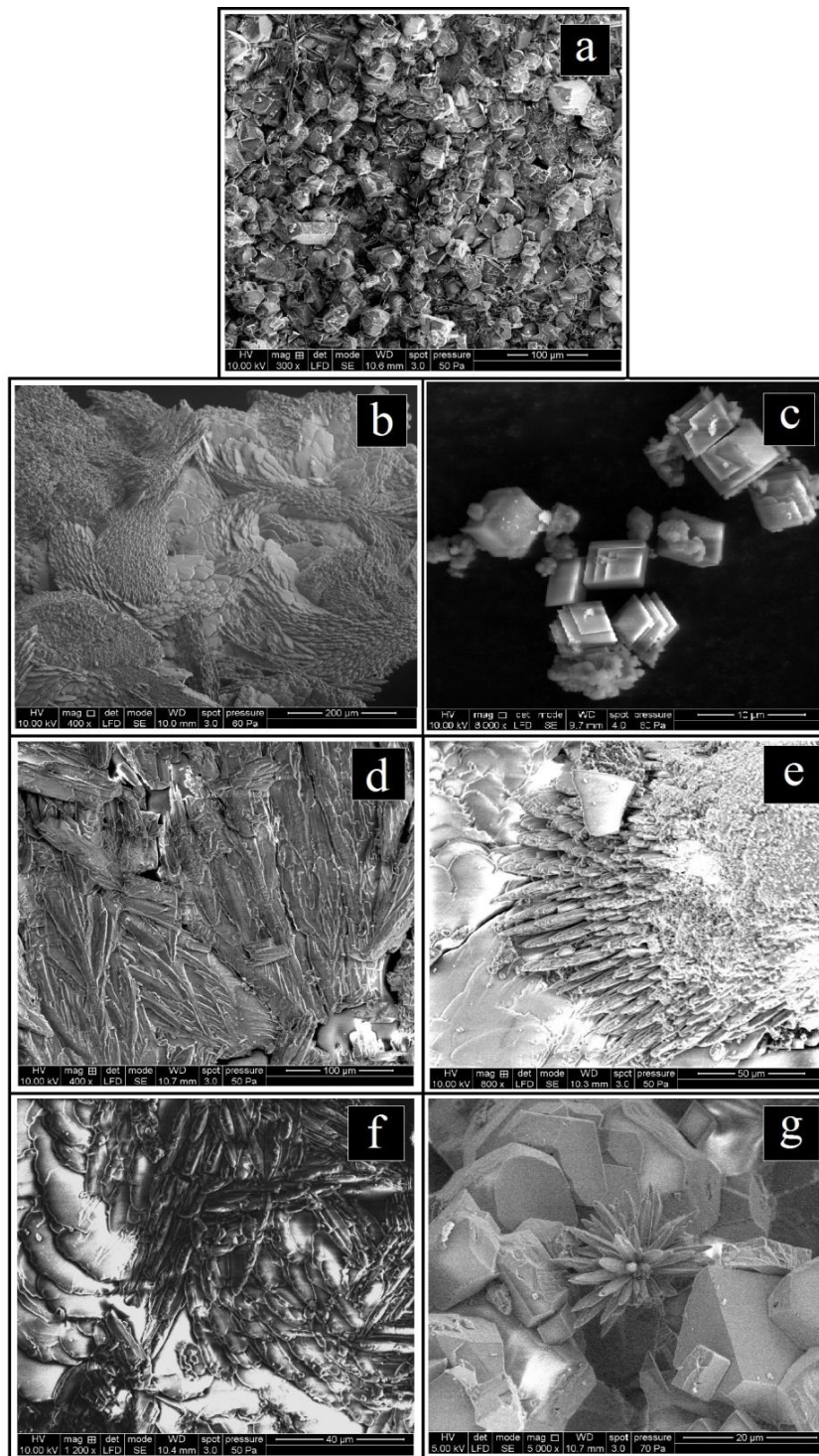


Figura 4.45. Microfotografías MEB, determinación de sinergia entre antiincrustante comercial e INTAV®. a) Blanco caliente, b) 100% A. com., c) 80% A. com. - 20% INTAV®, d) 60% A. com. - 40% INTAV®, e) 40% A. com. - 60% INTAV®, f) 20% A. com. - 80% INTAV®, g) 100% INTAV®

Los espectros obtenidos mediante EDS (Figura 4.43) muestran que fue común en la composición de todas las muestras la presencia de calcio, carbono y oxígeno, por lo que se concluye que en cada uno de los casos fue posible la formación de carbonato de calcio.

La presencia de carbonato de calcio entre los sólidos recolectados al finalizar los ensayos es confirmada por los resultados que se derivan de los difractogramas obtenidos de la aplicación de la técnica DRX (Figura 4.44). Entre las muestras se identifican las tres distintas morfologías del carbonato de calcio no hidratadas (calcita, aragonita y vaterita), inclusive juntas en una misma muestra.

En ausencia de tratamiento antiincrustante alguno (blanco caliente) el agua sintética tiende a formar calcita (magnésica) y aragonita, tal como se aprecia en las figuras 4.44 a y 4.45 a, ambas morfologías corresponden a las especies de carbonato de calcio con mayor tendencia incrustante. En el caso donde se empleó simultáneamente el antiincrustante comercial e INTAV®, en una proporción de 80 y 20% respectivamente, únicamente se formó calcita y calcita magnésica (Figura 4.44 c), en comparación con lo ocurrido en el blanco caliente, los sólidos de este ensayo tienen mayor tendencia incrustante debido a que están constituidos únicamente por la morfología de carbonato de calcio con mayor estabilidad termodinámica.

En el resto de los ensayos en donde se combina el uso de los inhibidores de incrustaciones, fue común la presencia de las tres distintas morfologías de carbonato de calcio (figuras 4.44 d, e y f). Debido a que en estas muestras se incluye el tipo de carbonato de calcio de menor estabilidad termodinámica (vaterita), se consideran menos incrustantes estos sólidos en comparación a los formados durante el ensayo blanco caliente donde se formaron solo calcita y aragonita.

En general, el uso simultáneo de los inhibidores de incrustaciones comercial e INTAV®, genera mejores desempeños que en el caso donde se aplica independientemente el antiincrustante a base de *Aloe vera*. De las distintas mezclas de antiincrustantes evaluadas, la que consistió en 80% del antiincrustante comercial y

20% de INTAV®, generó el menor desempeño y propició la formación únicamente del tipo de carbonato de calcio con mayor tendencia incrustante (calcita). La mayor retención de calcio se logró al emplear únicamente el antiincrustante comercial, mientras que al emplear únicamente el inhibidor de incrustaciones INTAV® se obtuvo el menor desempeño entre todos los ensayos realizados.

4.7 AMPLIACIÓN DEL PROTOCOLO PARA LA APLICACIÓN Y EVALUACIÓN DEL INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES A BASE DE *ALOE VERA* (INTAV®) EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Luego de realizar la evaluación del desempeño del antiincrustante INTAV® tanto en pruebas de campo como de laboratorio, aunado a la revisión detallada del protocolo para la aplicación del inhibidor de incrustaciones a base de *Aloe vera* en las instalaciones de subsuelo y superficie (Torín, 2010), se agregaron y complementaron algunas de las etapas expuestas en el documento original que divide el proceso de evaluación del INTAV® en campo.

A continuación se presentan los cambios hechos al protocolo de aplicación y evaluación del inhibidor de incrustaciones en campo.

a. Inclusión de prueba de blanco a escala de campo

La determinación del índice de saturación del agua de producción proveniente de la Planta de Inyección de Agua Salada, ubicada en el Campo San Joaquín (sección 4.1.2) reveló que esta, debido a su configuración química, se encuentra en equilibrio y por lo tanto no se anticipa la formación de incrustaciones de carbonato de calcio a las condiciones de operación del sistema. Sin embargo, en la Planta de Inyección de Agua se aplica tratamiento antiincrustante debido al historial de falla que se presentaron a raíz de la presencia de incrustaciones, esta situación representa una contradicción entre el pronóstico experimental de tendencia incrustante y la problemática real en campo.

Debido a esto, cuando no se cuente con el historial de fallas detallado del sistema de producción, o evidencia sólida que indique la presencia de incrustaciones en el mismo, y además, la evaluación de la tendencia incrustante teórica indique el equilibrio químico del agua (o el índice de saturación calculado por el modelo de Stiff-Davis sea muy próximo a cero), se hace necesario la aplicación de un prueba de blanco a escala de campo. Tal prueba consiste en el uso de cupones de incrustaciones o reductores en el sistema (sin aplicación de tratamiento químico antiincrustante) con el propósito dimensionar la problemática asociada a la presencia de incrustaciones. Los resultados obtenidos de esta evaluación definirá si es necesario o no el uso de algún inhibidor de incrustaciones.

b. Ampliación de la etapa de análisis de laboratorio

En la etapa donde se realizan las evaluaciones del desempeño y compatibilidad del inhibidor de incrustaciones INTAV® a nivel de laboratorio se agregaron evaluaciones que se consideran importantes realizar previo a la aplicación del producto en campo.

En sistemas donde se esté previamente aplicando tratamiento antiincrustante comercial, el cambio de este producto por INTAV® amerita del estudio de la sinergia de la interacción simultánea de ambos inhibidores de incrustaciones. Resulta de suma importancia conocer de antemano si es posible la interferencia de un inhibidor con otro a distintas proporciones de interacción. Por esta razón, se incluye en el protocolo la evaluación de la relación sinérgica entre dos diferentes inhibidores de incrustaciones que posiblemente estén en contacto directo en el momento de aplicarlos, o de sustituir uno por otro. La evaluación debe realizarse siguiendo la metodología experimental descrita en la sección 3.3.6 del presente trabajo investigativo.

Igualmente, en la sección que contempla la evaluación de la compatibilidad entre el inhibidor de incrustaciones INTAV® y productos químicos empleados en campo, se incluyó la evaluación de secuestrantes de sulfuro de hidrógeno. La prueba de

compatibilidad debe llevarse a cabo a través de la metodología experimental que describe la prueba de eficiencia de adsorción de gases ácidos descrita en la sección 3.3.4-d de este Trabajo Especial de Grado.

La realización de la prueba de campo en el oleoducto operado por PDVSA Gas San Tomé, demostró que en ocasiones el medio donde se aplica el antiincrustante a base de *Aloe vera*, puede presentar un potencial corrosivo importante. Se hace necesario descartar que la aplicación del inhibidor de incrustaciones contribuya a la acentuación de la agresividad del sistema, por esto, se propone la inclusión en el protocolo de aplicación del INTAV® en campo, la realización de pruebas de laboratorio que permitan concluir la influencia del pH del antiincrustante sobre el pH del sistema, así como también pruebas de pérdida de peso que permitan determinar cómo el producto afecta el potencial corrosivo del medio donde es aplicado.

c. Ampliación de la etapa pre-prueba de campo

La experiencia obtenida de la aplicación del inhibidor de incrustaciones INTAV® en campo, sugiere que, de haber un sistema que esté evaluando la eficiencia del tratamiento antiincrustante comercial, de este puede extraerse información importante sobre las condiciones de operación del sistema de producción. Por ejemplo, la evaluación del antiincrustante INTAV® en el oleoducto ubicado en San Tomé, contempló inicialmente el retiro y análisis de los cupones de incrustación que estaban evaluando el desempeño del tratamiento antiincrustante comercial, de estos análisis se determinó que los fluidos transportados a través del sistema, presentan potencial corrosivo y erosivo por cuanto se evidenció la presencia de productos de corrosión y desgaste en la superficie de los cupones. Esta información alerta de antemano los posibles escenarios a los que estará sometido el inhibidor de incrustaciones a base de *Aloe vera*.

En la Figura 4.46 se presenta el protocolo final de aplicación y evaluación de inhibidores de incrustaciones en campo, resaltándose las nuevas etapas integradas al proceso evaluativo.

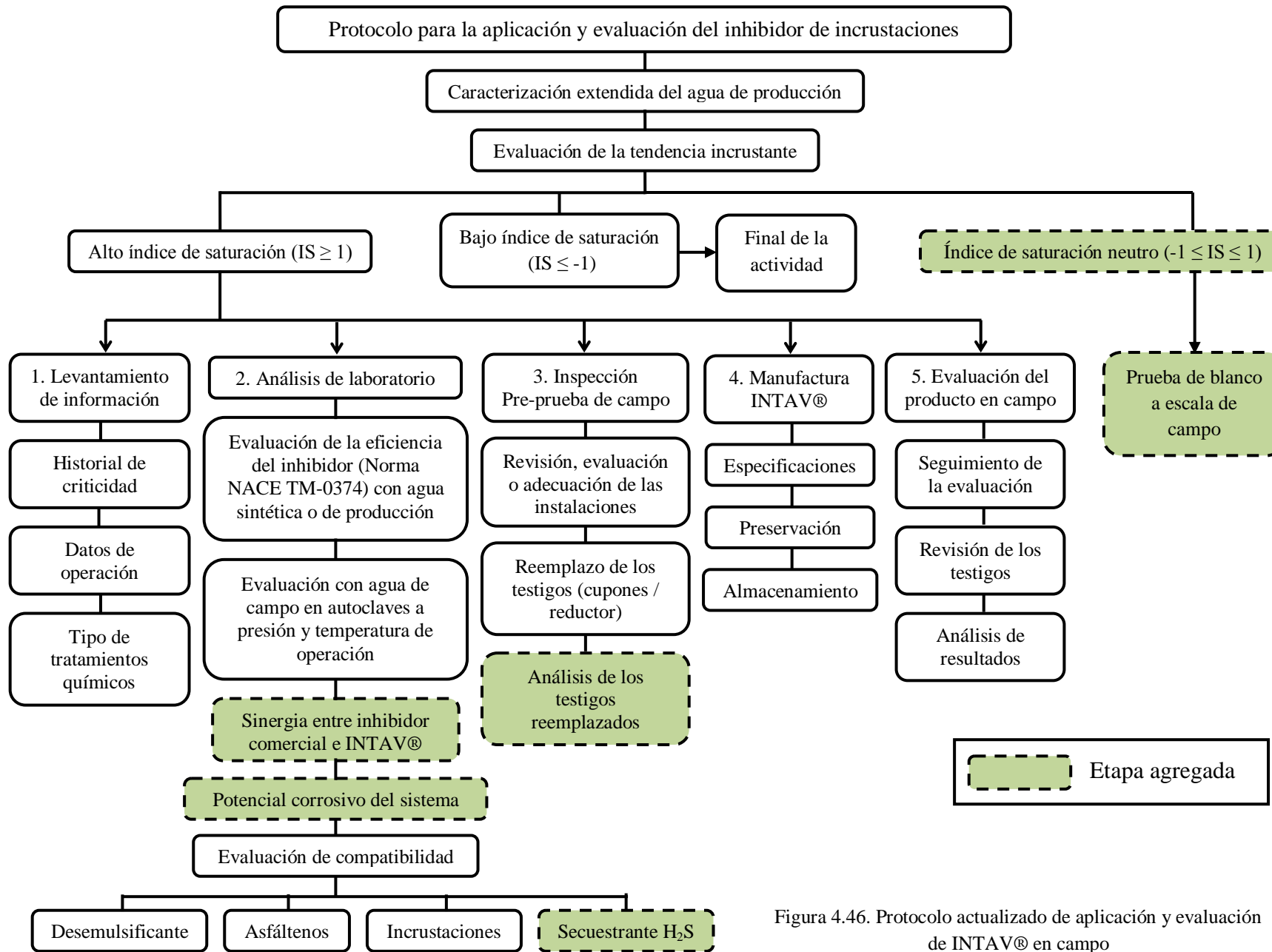


Figura 4.46. Protocolo actualizado de aplicación y evaluación de INTAV® en campo

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La evaluación del desempeño del inhibidor no convencional a base de Aloe vera INTAV®, en distintos sistemas de producción de la industria petrolera nacional, permite establecer las siguientes conclusiones y recomendaciones.

Conclusiones:

- Solo se consideraron los resultados obtenidos con la aplicación del método de Stiff-Davis porque es el que se adapta a las características químicas de las aguas evaluadas. Los métodos de Langelier y Ryznar a pesar de estar correctos en la determinación de la tendencia incrustante de las aguas evaluadas, en todos los casos indican una severidad del fenómeno menor a la que se interpreta del modelo de Stiff-Davis.
- La aplicación del método predictivo de Puckorius, falla en determinar correctamente los índices de saturación de aguas provenientes de campos petroleros, debido a que no se adapta a las características químicas de estas.
- La evaluación a escala laboratorio del desempeño del antiincrustante INTAV®, con aguas de los pozos del Campo Moporo, registró retenciones de calcio en solución óptimas entre 77 y 90%, lo que demuestra el buen desempeño del producto y valida su uso en el sistema.
- En los ensayos de incrustación donde se empleó agua de producción de la Planta de Inyección de Agua Salada, ubicada en el Campo San Joaquín, el uso del INTAV® registró una retención de calcio en solución máxima del 69%, demostrando ser experimentalmente más efectivo que el antiincrustante comercial empleado en el sistema. Este resultado aprueba el uso del INTAV® en la Planta de Inyección de Agua Salada.

- Al emplear el antiincrustante INTAV® en los ensayos de incrustación donde se empleó el agua de la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento (costa afuera), ubicada en el Campo Corocoro, se logró una retención de calcio en solución óptima (98,9%), lo cual demuestra el alto desempeño del producto y valida su uso como tratamiento antiincrustante en la planta.
- Los ensayos de incrustaciones empleando agua del oleoducto ubicado en San Tomé muestran un desempeño similar entre la dosis de antiincrustante comercial empleada en el campo (53 ppm) y una dosificación 33,75% mayor de INTAV® (80 ppm), por esto se considera válido el uso del antiincrustante alternativo en la línea de transferencia.
- Los sólidos obtenidos de la evaluación a escala laboratorio del antiincrustante comercial e INTAV®, empleando agua del oleoducto ubicado en San Tomé, mostraron en todos los casos la formación de calcita magnesiana, sin embargo, al usar una dosis de 53 ppm de INTAV® se aprecia un cambio morfológico en los cristales de carbonato de calcio, lo que tiende a causar crecimiento retardado y menor tendencia incrustante de los mismos.
- El INTAV® y el secuestrante de H₂S comercial empleado en la Planta de Inyección de Agua Salada ubicada en el Campo San Joaquín, no son compatibles al interactuar simultáneamente debido a que se produce una disminución del desempeño por parte del antiincrustante.
- La propiedad de retener calcio en solución del antiincrustante INTAV® no se ve afectada por la presencia del biocida, coagulante, floculante, hipoclorito de sodio y secuestrante de O₂ empleados en la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento, ubicada en el Campo Corocoro, por lo que se considera compatible el uso simultáneo de los productos químicos.

- El inhibidor de incrustaciones INTAV® demostró ser efectivo en la prevención de formación de carbonato de calcio durante la prueba de campo realizada en el oleoducto ubicado en San Tomé, incluso a la menor dosificación evaluada (26 ppm).
- Durante la prueba de campo realizada en el oleoducto ubicado en San Tomé empleando INTAV® no se depositaron sólidos incrustantes en los cupones, incluso empleando la menor dosificación del antiincrustante. Esto demuestra que el producto tuvo un buen desempeño al ser evaluado bajo las condiciones de operación del sistema.
- A las condiciones evaluadas, el INTAV® contribuye a disminuir la velocidad de corrosión del medio sintético donde se aplicó, sin embargo, los resultados indican que este no puede ser aplicado como agente anticorrosivo.
- La interacción entre el INTAV® y el inhibidor de incrustaciones comercial empleado en la Planta de Inyección de Agua Salada ubicada en el campo San Joaquín, produjo una caída en el desempeño del producto comercial, lo cual se acentúa en los casos donde la dosificación consiste en porciones mas disparejas de INTAV® y antiincrustante comercial. En todos los casos en donde se evaluó el uso simultáneo de los antiincrustantes se registró un mejor desempeño que en el caso donde se evaluó únicamente la acción del INTAV®.

Recomendaciones:

- Evaluar la aplicación de tratamiento químico antiincrustante en los pozos del Campo Moporo, División Occidente, y extender la evaluación de tendencia incrustante a pozos vecinos en donde no se aplique tratamiento antiincrustante.
- Evaluar la aplicación de tratamiento químico antiincrustante en la Planta de Inyección de Agua a Yacimiento (costa afuera), Campo Corocoro, División Oriente.
- Profundizar en la evaluación del potencial corrosivo y abrasivo de los fluidos transportados a través del oleoducto ubicado en San Tomé, a fin de poder determinar la gravedad de la problemática y tomar las acciones necesarias que permitan asegurar la integridad y funcionalidad del sistema.
- Estudiar la capacidad de inhibición de formación de material incrustante distinto al carbonato de calcio (principalmente sulfatos de calcio, bario, y/o estroncio) por parte del antiincrustante INTAV®.

CAPÍTULO VI

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS, (2003) “Standard Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluating Corrosion Test Specimens”. ASTM G1 – (2003)

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS, (2004) “Standard Practice for Laboratory Immersion Corrosion Testing of Metals”. ASTM G31 - 72(2004)

AMOS, M., MOHAMMED, I., y YARO, S. (2010) “Sulphide scavengers in oil and gas industry – A review”. NAFTA: 61 (2). Pp 85-92.

AQUERO COMPANY. (2012a) “Coagulants” [Artículo en línea]. Disponible: <http://www.aqueroco.com/coagulants.html>. [Consultado: 2012, febrero].

AQUERO COMPANY. (2012b) “Flocculants” [Artículo en línea]. Disponible: <http://www.aqueroco.com/flocculants.html>. [Consultado: 2012, febrero].

ARIAS, F. (1999) “El Proyecto de Investigación”, 3ra ed. Caracas: Editorial Episteme pp. 55.

ARNOLD, R., BURNETT, D., ELPHICK, J., FEELEY, T., GALBRUN, M., HIGHTOWER, M., JIANG, Z., KHAN, M., LAVERY, M., LUFFEY, F., VERBEEK, P. (2004) “Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso”. Oilfield Review. Pp 30-45

BAI, Y. Y BAI, Q. (2005) “Subsea Pipelines and Risers”. Gran Bretaña. Editorial Elsevier. 809 p.

BAILEY, B., CRABTREE, M., TYRIE, M., ELPHICK, J., KUCHUK, F., ROMANO, C., ROODHART, L. (2000) “Water Control”. Oilfield Review. Pp 30-51.

BRITISH PETROLEUM. (2012) “Statistical Review of World Energy”. Londres.

CARRASQUERO, M. (2008) “Estudio de un inhibidor de incrustaciones a base de gel de *Aloe vera* 40X para el aseguramiento del flujo en la industria de los hidrocarburos”. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Carabobo.

CASTILLO, L. (2005) “Estudio de la factibilidad técnica de aplicación de biopolímeros y efecto de las nanopartículas en el tratamiento de incrustaciones y corrosión en la industria del gas”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.

CASTILLO, L. (2008) “Escalamiento tecnológico de un inhibidor de incrustaciones a base de gel de *Aloe Vera* para el acondicionamiento de flujo en la industria del crudo y gas natural”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.

CAVANO, R. (2005) “Understanding scaling indices and calculating inhibitor dosages”. NACE International: Paper No. 05063.

CRABTREE, M., ESLINGER, D., FLETCHER, P., MILLER, M., JOHNSON, A., KING, G. (1999) “Fighting Scale – Removal and Prevention”. Oilfield Review. Pp 30-45.

DUPLANT, S. y MENDÉZ, M. (2002) “Métodos de Control y Remoción de Incrustaciones de Carbonato de Calcio en Instalaciones Petroleras”. Informe Técnico. PDVSA Intevep. Los Teques.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. (2011) “International Energy Outlook”. Washington.

ENVIROMENTAL PROTECTION AGENCY. (2012) “Green Chemistry”. [Artículo en línea]. Disponible: <http://www.epa.gov/greenchemistry/>. [Consultado: 2012, febrero].

FIERRO, P., y NYER, E. (2007) “The Water Encyclopedia: Hydrologic Data and Internet Resources”. 3ra edición US: CRC/Taylor & Francis pp 1880

GRAY, N. (2010) “Water Technology: An Introduction for Environmental Scientists and Engineers”. 3ra edición. US: Butterworth-Heinemann pp 747.

HE, S. (1999) “Inhibition of calcium carbonate precipitation in NaCl brines from 25 to 90°C”. Applied Geochemistry. Pp 17-25.

HOLT, S., SANDERS, J., RODRIGUES, K., VANDERHOOF, M. (2009) “Biodegradable Alternatives for Scale Control in Oilfield Applications”. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Texas: SPE 121723, 1-10.

KELLAND, M. (2009) “Production chemicals for the Oil and Gas Industry”. CRC Press. Texas, USA.

LEMOINE, E. (2011) “Estudio de compatibilidad del inhibidor de incrustaciones INTAVTM con otros aditivos, a fin de generar un tratamiento químico multifuncional

para el aseguramiento de flujo” Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela – PDVSA Intevep. Caracas.

LUONGO, A. (2009) “Formulación de un Tratamiento Químico Multifuncional para el Aseguramiento de Flujo en las Líneas de Transporte de Gas en las Instalaciones Costa Afuera”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela-PDVSA Intevep. Caracas.

MALAISSI, G. (2007) “Criterios para la selección y especificación de requisitos adicionales de materiales para ‘source service’”. Asociación Argentina de Materiales. Septiembre 2007, Volumen 4 N° 2.

MATA, C. (2007) “Polisacáridos naturales como agentes anti-incrustantes”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Simón Bolívar-PDVSA Intevep. Sartanejas.

MOGHADASI, J., JAMIALAHMADI, M., MÜLLER-STEINHAGEN, H., SHARIF, A., GHALAMBOR, A., IZADPANAH, M.R., MOTAIE, E. (2003) “Scale Formation in Iranian Oil Reservoir and Production Equipment During Water Injection”. 5th International Oilfield Scale Symposium and Exhibition. Aberdeen: SPE 80406, 1-14.

MOGHADASI, J., JAMIALAHMADI, M., MÜLLER-STEINHAGEN, H., SHARIF, A. (2004) “Formation Damage Due to Scale Formation in Porous Media Resulting From Water Injection”. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Louisiana: SPE 86524, 1-11.

MUKKAMALA, S., ANSON, C., POWELL, A. (2006) “Modelling calcium carbonate biomineralisation processes”. Journal of Inorganic Biochemistry, Volume 100, Issues 5-6, Pages 1128-1138

NACE INTERNATIONAL. (2005) “Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations”. NACE Standard RP0775-2005.

NACE INTERNATIONAL. (2007) “Standard Test Method: Laboratory Screening Tests to Determine the Ability of Scale Inhibitors to Prevent the Precipitation of Calcium Sulfate and Calcium Carbonate from Solution (for Oil and Gas Production Systems)”. NACE Standard TM0374-2007. Item No 21208.

NADALES, R. (2011) “Propuesta de Tratamiento Químico Multifuncional basado en Química Verde Caso Costa Afuera, Venezuela”. Tesis de Maestría. Universidad Central de Venezuela – PDVSA Intevep. Caracas.

NALCO. (2004) “Trends and Advances in Scale Control”.

NALCO. (2012) “Hydrogen sulfide scavengers”. [Artículo en línea]. Disponible: <http://www.nalco.com/applications/hydrogen-sulfide-scarvengers.htm> [Consultado: 2012, febrero].

PIERRE, R. (2000) “Handbook of corrosion engineering” US: McGraw-Hill pp 1172.

PORRAS, M. (1985) “Calidad y contaminación de las aguas subterráneas en España”. Madrid.

SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY, (2012a) “Bactericide” [Artículo en línea]. Disponible: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=bactericide> [Consultado: 2012, febrero].

SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY, (2012b) “Flocculant” [Artículo en línea]. Disponible: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=flocculant> [Consultado: 2012, febrero].

SKRTIC, L. (2006) “Hydrogen sulfide, oil and gas, and people’s health”. Tesis de Maestría. Universidad de California. Berkeley.

STIFF, H., y DAVIS, L. (1952) “A method for predicting the tendency of oil field waters to deposit calcium carbonate”. SPE-AIME: SPE 3395.

TORIN, E. (2010) “Factibilidad técnica de la formulación, manufactura y aplicación de un nuevo proceso industrial, del inhibidor de incrustaciones no convencional a base de polisacáridos naturales”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.

VETTER O.J. (1976) “Oilfield Scale – Can We Handle It?”. SPE-AIME 46th Annual California Regional Meeting. Long Beach: SPE 5879, 1-7.

VETTER O.J., KANDARPA, V., HAROUKA, A. (1982) “Prediction of scale problems due to injection of incompatibles waters”. SPE-AIME: SPE 7794, 273-284.

VILLAFANE, C. (2010) “Estudio de las aguas de formación y producción: gestión del riesgo por la problemática de incrustaciones”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.

VILORIA, A., Inventor; CASTILLO, L., Inventor; GARCÍA, J., Inventor; BIOMORGI, J., Inventor. INTEVEP, S.A., Beneficiario. (2007) “Aloe derived scale inhibitor”. Estados Unidos, patente No.: US 2007/0281866 A1.

VILORIA, A., Inventor; CASTILLO, L., Inventor; GARCÍA, J., Inventor; BIOMORGI, J., Inventor. INTEVEP, S.A., Beneficiario. (2010) “Aloe derived scale inhibitor”. Estados Unidos, patente No.: US 7,737,090 B2.

ZHANG, Y., DAWE, R. (1997) "The kinetics of calcite precipitation from high salinity water". *Applied Geochemistry*. Vol.13, pp. 177-184.

APÉNDICES

APÉNDICE A: NORMA NACE TM 0374-2007



NACE Standard TM0374-2007
(formerly TM0374-2001)
Item No. 21208

Standard Test Method

Laboratory Screening Tests to Determine the Ability of Scale Inhibitors to Prevent the Precipitation of Calcium Sulfate and Calcium Carbonate from Solution (for Oil and Gas Production Systems)

This NACE International standard represents a consensus of those individual members who have reviewed this document, its scope, and provisions. Its acceptance does not in any respect preclude anyone, whether he or she has adopted the standard or not, from manufacturing, marketing, purchasing, or using products, processes, or procedures not in conformance with this standard. Nothing contained in this NACE International standard is to be construed as granting any right, by implication or otherwise, to manufacture, sell, or use in connection with any method, apparatus, or product covered by Letters Patent, or as indemnifying or protecting anyone against liability for infringement of Letters Patent. This standard represents minimum requirements and should in no way be interpreted as a restriction on the use of better procedures or materials. Neither is this standard intended to apply in all cases relating to the subject. Unpredictable circumstances may negate the usefulness of this standard in specific instances. NACE International assumes no responsibility for the interpretation or use of this standard by other parties and accepts responsibility for only those official NACE International interpretations issued by NACE International in accordance with its governing procedures and policies which preclude the issuance of interpretations by individual volunteers.

Users of this NACE International standard are responsible for reviewing appropriate health, safety, environmental, and regulatory documents and for determining their applicability in relation to this standard prior to its use. This NACE International standard may not necessarily address all potential health and safety problems or environmental hazards associated with the use of materials, equipment, and/or operations detailed or referred to within this standard. Users of this NACE International standard are also responsible for establishing appropriate health, safety, and environmental protection practices, in consultation with appropriate regulatory authorities if necessary, to achieve compliance with any existing applicable regulatory requirements prior to the use of this standard.

CAUTIONARY NOTICE: NACE International standards are subject to periodic review, and may be revised or withdrawn at any time in accordance with NACE technical committee procedures. NACE International requires that action be taken to reaffirm, revise, or withdraw this standard no later than five years from the date of initial publication. The user is cautioned to obtain the latest edition. Purchasers of NACE International standards may receive current information on all standards and other NACE International publications by contacting the NACE International FirstService Department, 1440 South Creek Drive, Houston, Texas 77084-4906 (telephone +1 [281]228-6200).

Reaffirmed 2007-03-10
Approved November 1974
NACE International
1440 South Creek Drive
Houston, Texas 77084-4906
+1 (281) 228-6200

ISBN 1-57590-124-2
© 2007, NACE International

Foreword

Scale is an adherent deposit of inorganic compounds precipitated from water onto surfaces. Most oilfield waters are brines containing large amounts of calcium salts. When calcium is deposited as calcium sulfate or calcium carbonate scale, a loss of production and increased maintenance expenses can result; therefore, effective scale inhibition is of primary importance to the oil producer.

Scale inhibitors can be used in many circumstances to control scale formation, thereby reducing production difficulties. Scale inhibitors are commercially available and are widely used in oil and gas production systems. The test methods in this standard are designed to provide a relative and quantitative measure of the abilities of scale inhibitors to prevent the precipitation of solids, a necessary and critical stage in the formation of scale. The laboratory screening tests described in this standard cannot and do not allow for the wide variation in water chemistry and system properties seen in field operations. As such they must only be regarded as a starting point in the evaluation of scale inhibitors. The existence and use of these methods allow for a uniform mode of collection of screening test results and facilitate discussion of the results by interested parties.

The test methods in this standard have been selected as a means of comparing, under the specified laboratory conditions, the effectiveness of scale inhibitors in preventing precipitation of calcium sulfate and calcium carbonate from solution. Because the prices of scale inhibitors change with time and may be unknown to the tester, no attempt has been made to dilute the scale inhibitor to a common cost base.

This standard was originally prepared in 1974 by Task Group T-1D-9 and was revised in 1990 by Task Group T-1D-31, a component of Unit Committee T-1D on Corrosion Monitoring and Control of Corrosion Environments in Petroleum Production Operations. It was reviewed and reaffirmed in 1995 by members of T-1D, and in 2001 and 2007 by members of Specific Technology Group (STG) 31 on Oil and Gas Production—Corrosion and Scale Inhibition. It is issued by NACE International under the auspices of STG 31.

In NACE standards, the terms *shall*, *must*, *should*, and *may* are used in accordance with the definitions of these terms in the *NACE Publications Style Manual*, 4th ed., Paragraph 7.4.1.9. *Shall* and *must* are used to state mandatory requirements. *Should* is used to state something considered good and is recommended but is not mandatory. *May* is used to state something considered optional.

TM0374-2007

Copyright © 2007, NACE International

**NACE International
Standard
Test Method**

**Laboratory Screening Tests to Determine the Ability of Scale
Inhibitors to Prevent the Precipitation of Calcium Sulfate and
Calcium Carbonate from Solution (for Oil and Gas Production
Systems)**

Contents

1. General	1
2. Calcium Sulfate Precipitation Test	1
3. Calcium Carbonate Precipitation Test	2
4. Percent Inhibition Calculation	4
Table 1— Calcium Sulfate Retained in Solution (as Calcium Sulfate, mg/L)	2
Table 2— Calcium Carbonate Retained in Solution (as Calcium Carbonate, mg/L)	4
References	4

TM0374-2007

Section 1: General

1.1 The test methods described in this standard are static laboratory screening tests designed to give a measure of the ability of scale inhibitors to prevent the precipitation of calcium sulfate and calcium carbonate from solution at 71°C (160°F).

1.2 These test methods are recommended only for ranking the performance of different scale inhibitors under laboratory conditions set by these methods. They are not intended to provide actual field treating rates.

1.3 Many factors, such as reaction kinetics, fluid velocity and composition, variable temperatures and pressures, scale adherence, and solids dispersion can significantly affect actual scale deposition under field conditions. Detailed consideration of these parameters is deemed to be outside the scope of this standard. However, field

conditions, field brine composition, and other variables noted above should be considered at some point in scale inhibitor evaluation prior to final scale inhibitor selection for field use.

1.4 Tests should be conducted at various scale inhibitor concentrations in order to obtain a better understanding of performance under laboratory conditions set by these methods. The scale inhibitor concentration required for a field application is likely to be different from that determined under these laboratory conditions.

1.5 This standard lists the necessary apparatus, reagents, and procedures for conducting these laboratory screening tests.

Section 2: Calcium Sulfate Precipitation Test

2.1 This section lists the apparatus, solutions, and procedure for conducting the calcium sulfate precipitation screening test.

2.2 Apparatus and Solutions

2.2.1 Constant-temperature water bath or forced-draft oven with the capability of maintaining the specified temperature within $\pm 1^\circ\text{C}$ ($\pm 2^\circ\text{F}$).

2.2.2 Clean and dust-free glass test cells (approximately 125-mL [4-oz] bottles with positive seals).

2.2.3 Synthetic brines prepared with distilled or deionized water, as follows:

2.2.3.1 Calcium-containing brine: 7.50 g/L NaCl (ACS⁽¹⁾ reagent grade); 11.10 g/L $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ (ACS reagent grade).

2.2.3.2 Sulfate-containing brine: 7.50 g/L NaCl (ACS reagent grade); 10.66 g/L Na_2SO_4 (ACS reagent grade).

2.2.3.3 Note: Very small quantities of insoluble materials may remain after the specified reagents have completely dissolved. For consistency of

results, solutions shall be filtered through a 0.45- μm filter.

2.2.4 Apparatus for reproducibly delivering 50 ± 0.5 mL (e.g., graduated cylinders or volumetric pipets).

2.2.5 One percent by weight (1 wt%) and 0.1 wt% dilutions of the as-received scale inhibitors to be tested, prepared with deionized water.

2.2.6 Graduated measuring pipets in the following sizes: 0.1, 0.5, and 1.0 mL.

2.2.7 Standard reagents and apparatus for determination of calcium concentration in accordance with ASTM⁽²⁾ D 511, ASTM D 1126,³ APHA⁽³⁾ *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater* (Part 300),⁴ or another accepted test method.

2.3 Test Procedure

2.3.1 Pipet the desired amount of scale inhibitor into each test cell using the 1 wt% and 0.1 wt% dilutions. The 0.1 wt% dilution shall be used for tests in which scale inhibitor loadings are less than 10 mg/L. Run duplicates of each concentration.

⁽¹⁾ American Chemical Society (ACS), 1155 16th St. NW, Washington, DC 20036.

⁽²⁾ ASTM International (ASTM), 100 Barr Harbor Dr., West Conshohocken, PA 19428.

⁽³⁾ American Public Health Association (APHA), 800 I St. NW, Washington, DC 20001-3710.

NACE International

1

TM0374-2007

2.3.2 Prepare duplicate blanks as follows:

2.3.2.1 Set aside two samples of the calcium-containing brine (50 mL each). Determine the calcium ion concentration of the blanks before precipitation in accordance with Paragraph 2.3.8 and divide each value by 2.

2.3.2.2 Prepare and handle the blanks after precipitation as described in Paragraphs 2.3.3 through 2.3.8, but do not include a scale inhibitor.

2.3.3 Add 50 mL of sulfate-containing brine to the test cell and mix well. Add 50 mL of calcium-containing brine to the test cell.

2.3.4 Cap the test cell immediately and agitate to mix the brines and the scale inhibitor thoroughly.

2.3.5 Place all test cells and blanks in a forced-draft oven or immerse to 75% of their lengths in a water bath at 71 ±1°C (160 ±2°F) for 24 hours.

2.3.6 Remove the test cells after the 24-hour exposure and avoid agitation. Allow the test cells to cool to 25 ±5°C (77 ±9°F) for a time not to exceed two hours.

2.3.7 Pipet 1 mL of the test brine to a suitable vessel, avoiding the transfer of calcium sulfate crystals, and dilute with distilled water, deionized water, or as otherwise specified in the calcium determination method to be used.

2.3.8 Determine the calcium ion concentration by procedures given in ASTM D 511, ASTM D 1126, *APHA Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater* (Part 300), or another accepted test method. NOTE: Calcium ion concentration values for duplicate test samples often differ by 2% or more. A 5% difference is considered unacceptable and shall be cause for rerunning the test.

2.3.9 Report the average of the duplicate calcium ion concentration values as mg/L calcium sulfate retained in solution for each inhibitor test concentration and the blank.

2.3.10 Percent inhibition may be calculated in accordance with Paragraph 4.1 and reported.

2.3.11 Representative data from the evaluation of three scale inhibitors are given in Table 1. These data are examples only and do not reflect experimental precision. These data indicate that scale inhibitor A is most effective. Note: Costs of the scale inhibitors have not been considered.

TABLE 1—Calcium Sulfate Retained in Solution (as Calcium Sulfate, mg/L)

Scale Inhibitor	1 mg/L	3 mg/L	5 mg/L	10 mg/L	20 mg/L
A	5,140	5,140	5,140	5,140	5,140
B	4,080	4,352	4,896	5,068	5,140
C	4,896	5,103	5,140	5,140	5,140

Blank (after precipitation): 3,808 mg/L
 Blank (before precipitation): 5,140 mg/L

Section 3: Calcium Carbonate Precipitation Test

3.1 This section lists the apparatus, solutions, and procedure for conducting the calcium carbonate precipitation screening test.

3.2 Apparatus and Solutions

3.2.1 A pressure-regulated source of carbon dioxide (CO₂). All recognized grades of CO₂ are suitable for this test.

3.2.2 Constant-temperature water bath or forced-draft oven with the capability of maintaining the specified temperature within ±1°C (±2°F).

3.2.3 Clean and dust-free glass test cells (approximately 125-mL [4-oz] bottles with positive seals). Caution: The amount of vapor space above the test solutions in Paragraph 3.3.5 will affect the test results. To maximize the validity and reproducibility of test results, choose test cells that vary in capacity (volume) when sealed by 5% or less; that is, $V_1 = V_2 \pm 0.025 V$, where V_1 equals the desired range of test cell capacities and V_2 equals the mean test capacity.

3.2.4 Fritted-glass gas dispersion tube(s) (medium or coarse porosity rating).

TM0374-2007

3.2.5 Synthetic brines prepared with distilled or deionized water, as follows:

3.2.5.1 Calcium-containing brine: 12.15 g/L $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ (ACS reagent grade); 3.68 g/L $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ (ACS reagent grade); 33.0 g/L NaCl (ACS reagent grade).

3.2.5.2 Bicarbonate-containing brine: 7.36 g/L NaHCO_3 (ACS reagent grade); 33.0 g/L NaCl (ACS reagent grade).

3.2.5.3 Note: Very small quantities of insoluble materials may remain after the specified reagents have completely dissolved. For consistency of results, the solutions shall be filtered through a 0.45- μm filter.

3.2.6 Apparatus for reproducibly delivering 50 ± 0.5 mL (e.g., graduated cylinders or volumetric pipets).

3.2.7 One percent by weight (1 wt%) and 0.1 wt% dilutions of the as-received scale inhibitors to be tested, prepared with deionized water.

3.2.8 Graduated measuring pipets in the following sizes: 0.1, 0.5, and 1.0 mL.

3.2.9 Standard reagents and apparatus for determination of calcium concentration in accordance with ASTM D 511, ASTM D 1126, APHA *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater* (Part 300), or another accepted test method.

3.3 Test Procedure

3.3.1 Pipet the desired amount of inhibitor into each test cell using the 1 wt% and 0.1 wt% dilutions. The 0.1 wt% dilution shall be used for tests in which scale inhibitor loadings are less than 10 mg/L. Run duplicates of each concentration.

3.3.2 Prepare duplicate blanks as follows:

3.3.2.1 Set aside two samples of the calcium-containing brine (50 mL each). Determine the calcium ion concentration of the blanks before precipitation in accordance with Paragraph 3.3.9 and divide each value by 2.

3.3.2.2 Prepare and handle the blanks after precipitation according to Paragraphs 3.3.3 through 3.3.9, but do not include a scale inhibitor.

3.3.3 Saturate both the calcium- and bicarbonate-containing brines with CO_2 immediately before using. Accomplish saturation at room temperature by bubbling CO_2 through a fritted-glass gas dispersion tube immersed to the bottom of the container. A rate of 250

mL/min of CO_2 for 30 minutes will be sufficient to saturate up to 1 L of each brine simultaneously. A tee may be used to split the gas flow for this purpose.

3.3.4 Add 50 mL of bicarbonate-containing brine to the test cell and mix well. Add 50 mL of calcium-containing brine to the test cell.

3.3.5 Cap the test cell immediately and agitate to mix the brines and the scale inhibitor thoroughly. The test cells must be capped tightly to avoid loss of CO_2 . Note: Pressure will build in the test cells as the CO_2 -saturated test brine approaches and reaches the test temperature. Rupture of the test cells has not been reported, yet it is a potential hazard associated with this test procedure. Safety precautions must be used to address this potential hazard. Also, an improperly sealed test cell may lead to pressure release, a resulting test brine compositional change, and an invalid test result.

3.3.6 Place all test cells and blanks in a forced-draft oven or immerse to 75% of their lengths in a water bath at $71 \pm 1^\circ\text{C}$ ($160 \pm 2^\circ\text{F}$) for 24 hours.

3.3.7 Remove the test cells after the 24-hour exposure and avoid agitation. Allow the test cells to cool to $25 \pm 5^\circ\text{C}$ ($77 \pm 9^\circ\text{F}$) for a time not to exceed two hours.

3.3.8 Pipet 1 mL of the test brine to a suitable vessel, avoiding the transfer of calcium carbonate crystals, and dilute with distilled water, deionized water, or as otherwise specified in the calcium determination method to be used.

3.3.9 Determine the calcium ion concentration by procedures given in ASTM D 511, ASTM D 1126, APHA *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater* (Part 300), or another accepted test method. NOTE: Calcium ion concentration values for duplicate test samples often differ by 2% or more. A 5% difference is considered unacceptable and shall be cause for rerunning the test.

3.3.10 Report the average of the duplicate calcium concentration values as mg/L calcium carbonate retained in solution for each inhibitor test concentration and the blank.

3.3.11 Percent inhibition may be calculated in accordance with Paragraph 4.1 and reported.

3.3.12 Representative data from the evaluation of three scale inhibitors are given in Table 2. These data are examples only and do not reflect experimental precision. These data indicate that scale inhibitor C is most effective. Note: Costs of the scale inhibitors have not been considered.

TM0374-2007

TABLE 2—Calcium Carbonate Retained in Solution (as Calcium Carbonate, mg/L)

Scale Inhibitor	1 mg/L	3 mg/L	5 mg/L	10 mg/L	20 mg/L
A	3,000	3,400	3,800	4,000	4,140
B	3,500	4,000	4,100	4,100	4,100
C	3,600	4,140	4,140	4,140	4,140

Blank (after precipitation): 2,600 mg/L
 Blank (before precipitation): 4,140 mg/L

Section 4: Percent Inhibition Calculation

4.1 Percent inhibition values may be calculated as shown in Equation (1):

$$\% \text{ Inhibition} = \frac{C_a - C_b}{C_c - C_b} \times 100 \quad (1)$$

Where:

C_a = Ca^{2+} concentration in the treated sample after precipitation

C_b = Ca^{2+} concentration in the blank after precipitation

C_c = Ca^{2+} concentration in the blank before precipitation

4.2 Caution: The percent inhibition calculation is for comparative purposes only. It is not intended to reflect the ability of a particular scale inhibitor to prevent scaling in a field application.

References

1. ASTM D 511 (latest revision), "Standard Test Methods for Calcium and Magnesium in Water" (West Conshohocken, PA: ASTM).
2. ASTM D 1126 (latest revision), "Standard Test Method for Hardness in Water" (West Conshohocken, PA: ASTM).
3. APHA, Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater (Part 300) (Washington, DC: APHA).