

TRABAJO DE GRADO

ESTUDIO DE LAS AGUAS DE FORMACIÓN Y PRODUCCIÓN: GESTIÓN DEL RIESGO POR LA PROBLEMÁTICA DE INCRUSTACIONES

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Ing. Villafañe B. Cindy R.
Para optar al Título de
M. Sc. Ingeniería Química

Caracas, 2010

TRABAJO DE GRADO

ESTUDIO DE LAS AGUAS DE FORMACIÓN Y PRODUCCIÓN: GESTIÓN DEL RIESGO POR LA PROBLEMÁTICA DE INCRUSTACIONES

TUTOR ACADÉMICO: Dr. Alfredo Vilorio
COTUTOR: Esp. María Llamedo

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Ing. Villafañe B. Cindy R.
Para optar al Título de
Msc. Ingeniería Química

Caracas, 2010

Caracas, Septiembre 2010

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Facultad de Ingeniería, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Ingeniera Cindy Rossana Villafañe Blanco, titulado:

“ESTUDIO DE LAS AGUAS DE FORMACIÓN Y PRODUCCIÓN: GESTIÓN DEL RIESGO POR LA PROBLEMÁTICA DE INCRUSTACIONES”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudio conducente al Título de Magister Scientiarum en Ingeniería Química, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por la autora, lo declaran APROBADO.

Prof. (Nombre y Apellido)
Jurado

Prof. (Nombre y Apellido)
Jurado

(Nombre y Apellido)
Tutor

DEDICATORIA

Toda la fuerza y voluntad que me ayudaron a superar los tropiezos y me permiten hoy finalizar este trabajo, tienen nombre propio... Nancy Blanco. Por ser la mujer más completa y valiosa que conozco. Gracias por todo lo que me has enseñado.

A Alvaro Villafañe, orgullosa llevo tu apellido y todas mis batallas buscan que con orgullo digas mi nombre.

A mis hermanos Alvarito y Samuel, no se imaginan cuanto los he extrañado.

A mi abuelita Libia Marín. Yo sé que estuviste todo el tiempo conmigo.

Y finalmente, a mi padre celestial.

AGRADECIMIENTOS

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela, refugio donde me sentí segura y que es hoy mi casa en este país.

A PDVSA – Intevep, por brindarme la oportunidad de expandir mi horizonte profesional.

Al sr. Alfredo Viloría, por su constante acompañamiento y orientación, gracias por creer en mí.

A María Llamedo, por su iniciativa y apoyo a lo largo de este trabajo de investigación.

A Francisco Yanez, por la calidez de sus palabras y por los innumerables y valiosos consejos.

A Romel, Elluz, María Alejandra y Rosa, gracias por su desinteresada ayuda.

A mis compañeras de oficina y ahora amigas Milanye y Getty, por todo el apoyo y compañía, gracias por hacerme sentir en casa.

Luis Francisco, gracias por tu apoyo y por escucharme, este ha sido un camino en ocasiones nublado pero al fin se hizo la luz.

Villafañe B., Cindy R.

**ESTUDIO DE LAS AGUAS DE FORMACIÓN Y PRODUCCIÓN:
GESTIÓN DEL RIESGO POR LA PROBLEMÁTICA DE
INCRUSTACIONES**

**Tutor Académico: Dr. Alfredo Vilorio. Tesis. Caracas. UCV. Facultad de
Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química. Año 2010, 164 p.**

Palabras clave: Incrustaciones, mapa de tendencia, índice de saturación, criticidad, inhibidor.

Resumen. Una de las principales problemáticas en el aseguramiento de flujo con la que se enfrenta la industria petrolera es la formación de incrustaciones, debido a que una vez generadas impiden el transporte óptimo de los fluidos de producción en la cadena de valor, con el consecuente aumento en los costos operacionales.

El presente trabajo tiene como objetivo de ampliar los conocimientos en el estudio de las aguas de formación y producción de diferentes campos petroleros seleccionados de acuerdo a sus antecedentes con respecto a la formación de incrustaciones, para establecer los comportamientos y características incrustantes que permitan generar las acciones de mitigación de la problemática asociada a las incrustaciones.

Se propone la estructura de un Sistema de Gestión del Riesgo de Incrustaciones. Inicialmente, se realizó una completa revisión de la información disponible, con la que se seleccionaron 11 Campos como áreas de estudio: Tía Juana, Punta Benítez, Páez-Mingo, Sinco, Hato, El Furrial, Santa Rosa, Santa Ana, Junín, Carabobo y Ayacucho.

Se construyó una base de datos para la determinación de los índices de saturación por áreas y posteriormente se procedió a realizar análisis de la tendencia incrustante, con herramientas que permiten la predicción, selección y jerarquización de zonas críticas incrustantes. Esto permite la generación de la Matriz de Criticidad y los Mapas TIA (Mapa de la tendencia incrustante de las aguas de producción y formación). Este último constituye un aporte importante en cuanto al manejo de la información para la gestión del riesgo incrustante, dado que permite la visualización y ubicación de los pozos de un campo y el respectivo nivel de saturación en minerales (CaCO_3) del agua, por medio de la estimación de aquellos pozos de los que no se conoce información partiendo de los pozos conocidos.

Entre los productos generados se encuentran los mapas de tendencia según el índice de saturación, correspondientes a tres campos productores de petróleo que fueron

identificados como zonas con antecedentes por taponamiento de tuberías de producción por precipitación de carbonato de calcio. Entre ellos: Páez Mingo y Sinco pertenecientes a la División Centro Sur de PDVSA y El Furrial ubicado en la División Oriente.

Finalmente, se presenta como caso de estudio el Campo El Furrial ubicado en el Estado Monagas y perteneciente a la División Oriente de PDVSA, donde se propone la aplicación de las herramientas que conforman el Sistema de Gestión del Riesgo de Incrustaciones.

ÍNDICE GENERAL

	Páginas
ÍNDICE DE TABLAS	xi
ÍNDICE DE FIGURAS	xii
INTRODUCCIÓN	1
1. CAPÍTULO I. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.2. OBJETIVOS	4
1.2.1. General	4
1.2.2. Específicos	4
2. CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	6
2.1. AGUAS DE PRODUCCIÓN	6
2.2. INCRUSTACIONES	6
2.3. ¿DÓNDE SE FORMAN LAS INCRUSTACIONES?	7
2.4. INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE CALCIO	11
2.5. SOLUBILIDAD DE LAS INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE CALCIO	13
2.6. PREDICCIÓN DE LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES	16
2.6.1. Índice de Saturación de Langelier (LSI)	16
2.6.2. Índice de Estabilidad de Ryznar (RSI)	19
2.6.3. Índice de Saturación de Puckorius (PSI)	20
2.6.4. Índice de Stiff-Davis	21
2.6.5. Índice de Oddo-Tomson	22
2.7. PREVENCIÓN DE LAS INCRUSTACIONES	26
2.7.1. Inhibidores de Incrustaciones	26
2.7.2. Bio-inhibidores de incrustaciones	27
2.8. TIPOS DE INYECCIÓN DE TRATAMIENTOS ANTI- INCRUSTANTES	29

2.8.1. Inyección continua	29
2.8.2. Coiled Tubing o Tubería Flexible	30
2.8.3. Tratamiento “Squeeze”	30
2.9. EVALUACIÓN DE LA COMPATIBILIDAD	32
2.9.1. Emulsiones y desemulsificantes	33
2.9.2. Asfaltenos y dispersantes de asfaltenos	34
2.10. SISTEMAS DE GESTIÓN DEL RIESGO DE INCRUSTACIONES (SGRI)	36
2.10.1. Planificación	38
2.10.2. Hacer	38
2.10.3. Verificar	39
2.10.4. Actuar	39
2.11. ESTIMACIÓN DE PROPIEDADES	40
2.12. ANÁLISIS DE CRITICIDAD	43
2.13. ANTECEDENTES	44
3. CAPÍTULO III. MARCO METODOLOGICO	49
3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN	49
3.2. ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN	49
3.3. INVESTIGACIÓN BASADA EN PROCESOS	50
3.4. ENTRADAS	50
3.5. PROCESOS ESTRATÉGICOS	52
3.6. PROCESOS MEDULARES	52
3.6.1. Evaluación de índices de saturación.	53
3.6.2. Mapa de Tendencia y Análisis de criticidad	54
3.7. PROCESOS DE APOYO	59
3.8. RESULTADOS FINALES	60
4. CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	61
4.1. DIAGNÓSTICO DE LA PROBLEMÁTICA POR LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES A PARTIR DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE.	61
4.1.1. Selección y descripción de las áreas de estudio	61

4.1.2. Inventario de pozos evaluados	63
4.1.3. Jerarquización de campos	66
4.2. ESTUDIOS DEL POTENCIAL INCRUSTANTE DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN EMPLEANDO CORRELACIONES TEÓRICAS.	72
4.2.1. Herramientas para el cálculo del índice de saturación	72
4.2.2. Elección del modelo para el cálculo del índice de saturación	81
4.2.3. Análisis de los resultados a partir del cálculo del índice de saturación	86
4.3. MAPAS DE TENDENCIA A LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES.	117
4.4. MODELO PROPUESTO PARA EL SISTEMA DE GESTIÓN DEL RIESGO DE INCRUSTACIONES (SRGI)	130
4.5. CASO DE ESTUDIO: CAMPO EL FURRIAL	133
4.5.1. Análisis de Criticidad	134
4.5.2. Mapa de Tendencia Incrustante	138
4.5.3. Compatibilidad entre los tratamientos químicos aplicados en el área de estudio.	141
4.5.4. Eficiencia del Inhibidor de Incrustaciones	142
4.5.5. Eficiencia del Desemulsificante	144
4.5.6. Eficiencia del Dispersante de Asfalteno	146
5. CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	151
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	155
7. ANEXOS	161
8. GLOSARIO	162

ÍNDICE DE TABLAS

	Páginas
Tabla 1. Morfología del Carbonato de Calcio.	11
Tabla 2. Reacciones involucradas en el sistema del carbonato y sus constantes de equilibrio.	13
Tabla 3. Métodos para predicción de incrustaciones.	25
Tabla 4. Número de pozos evaluados.	64
Tabla 5. Tipo de información que determina su calidad.	66
Tabla 6. Caracterización de agua y datos de producción del pozo FUL-51.	78
Tabla 7. Índice de Saturación FUL-51.	79
Tabla 8. Modelo aplicado por campo.	85
Tabla 9. Pozos analizados del campo Santa Rosa.	94
Tabla 10. Temperaturas y presiones cabezal y fondo de pozo campo Santa Rosa.	95
Tabla 11. Pozos de la División Junín (FPO).	104
Tabla 12. Pozos de la División Ayacucho (FPO).	107
Tabla 13. Pozos y Yacimiento.	109
Tabla 14. Campos seleccionados para generar mapas de tendencia.	118
Tabla 15. Pozos del Campo Sinco.	122
Tabla 16. Escala de Interpretación Mapa 2.	124
Tabla 17. Reservas y Producción del campo El Furrial.	133
Tabla 18. Factores generales e implícitos que determinan la criticidad de un pozo.	134
Tabla 19. Guía de criticidad.	135
Tabla 20. Comparación de matrices de criticidad.	136
Tabla 21. Consumo de productos químicos y flujo de crudo diario en las líneas de producción.	141
Tabla 22. Consumo de productos químicos totales inyectados.	142
Tabla 23. Matriz de Ensayos de Eficiencia de Desemulsificante.	144
Tabla 24. Resultados de Ensayos de Eficiencia de Desemulsificante.	144
Tabla 25. Matriz de Ensayos Umbral de Flocculación.	147

ÍNDICE DE FIGURAS

	Páginas
Figura 1. Incrustaciones en un sistema inyección producción.	8
Figura 2. Incrustaciones en un campo de producción.	10
Figura 3. Arreglos cristalinos de las formas deshidratadas del CaCO_3 .	12
Figura 4. Solubilidad en función de la Estabilidad Termodinámica.	15
Figura 5. Egg box model.	28
Figura 6. Componentes mecánicos de una unidad hidráulica de “coiled tubing”.	30
Figura 7. Retorno de un tratamiento típico de inhibición de incrustaciones.	31
Figura 8. Estabilización de surfactantes.	33
Figura 9. Tipos de Emulsiones.	34
Figura 10. Estructura química de un asfalteno.	35
Figura 11. Círculo Deming.	36
Figura 12. Sistema de Gestión de Riesgo de Incrustaciones.	37
Figura 13. Carácter mixto de una Función Aleatoria.	40
Figura 14. Mapa de Procesos para la investigación propuesta.	51
Figura 15. Selección de Pozos con Tendencia Incrustante.	55
Figura 16. Mapa de Tendencias.	57
Figura 17. Ejemplo de una matriz de criticidad.	58
Figura 18. Áreas de estudio.	62
Figura 19. Proporción de campos seleccionados por división.	62
Figura 20. Ubicación de los campos de estudio.	63
Figura 21. Distribución de pozos división.	65
Figura 22. Diagnóstico según el nivel de información por campo.	68
Figura 23. Jerarquización de los campos de acuerdo al nivel de información.	70
Figura 24. Escalamiento del inhibidor de incrustaciones a base de sábila industrial.	71
Figura 25. Página de presentación.	74
Figura 26. Gráficos de Tendencia Incrustante.	75
Figura 27. Data de entrada para el módulo Stiff y Davis.	76

Figura 28. Resultados para el módulo Stiff y Davis.	77
Figura 29. Comparación de los modelos predictivos.	80
Figura 30. Información requerida por modelo.	82
Figura 31. Información por campo.	83
Figura 32. Ruta de selección del modelo de cálculo según el nivel de información.	84
Figura 33. IS Campo Tía Juana.	87
Figura 34. Variables que afectan el IS para los pozos del campo Tía Juana.	88
Figura 35. IS Campo Punta Benítez.	89
Figura 36. IS Campo Hato.	90
Figura 37. IS Campo Páez-Mingo.	91
Figura 38. IS Campo Sinco.	93
Figura 39. IS Campo Santa Rosa.	94
Figura 40. Perfil de Índice de Saturación a) RG-49 b) RG-169.	96
Figura 41. Perfil de Índice de Saturación a) RG-174 b) RG-219.	96
Figura 42. Perfil de Índice de Saturación a) RG-192 b) RG-224.	97
Figura 43. Perfil de Índice de Saturación RG-74.	98
Figura 44. Bomba dosificadora tipo pistón.	99
Figura 45. Isotank para productos químicos.	101
Figura 46. Control de nivel sistema de dosificación.	101
Figura 47. IS Campo Santa Ana.	102
Figura 48. pH, meq/L Ca y HCO_3^- para los pozos del campo Santa Ana.	103
Figura 49. IS Campo Junín.	104
Figura 50. Perfil de Índice de Saturación pozos del campo Junín.	106
Figura 51. IS Campo Ayacucho.	107
Figura 52. IS Campo Carabobo.	109
Figura 53. IS Campo El Furrial (Naricual Superior, Medio y Cretáceo).	111
Figura 54. IS Campo El Furrial (Naricual Inferior).	112
Figura 55. Índice de saturación por campos en la condición de fondo.	113
Figura 56. Índice de saturación por campos en la condición de superficie.	114
Figura 57. Comparación de esquemas de jerarquización.	116

Figura 58. Metodología para elaborar un MAPA TIA.	118
Figura 59. Resultados de los Mapa TIA.	120
Figura 60. Nuevo esquema de actividades para el escalamiento del inhibidor de incrustaciones a base de sábila industrial.	121
Figura 61. Modelo del SGRI.	130
Figura 62. SGRI para El Furrial.	132
Figura 63. Esquema de deposición de sólidos en el cabezal de pozo.	135
Figura 64. Matriz de criticidad El Furrial.	137
Figura 66. Esquema de inyección de tratamientos químicos.	141
Figura 67. Eficiencia de los tratamientos químicos para control de incrustaciones.	143
Figura 68. Seguimiento del volumen de agua separada.	145
Figura 69. Separación de fases agua – crudo.	146
Figura 70. Comportamiento del INTAV TM como anti asfáltico.	148
Figura 71. Compatibilidad entre el dispersante de asfaltenos y el inhibidor de incrustaciones.	149

INTRODUCCIÓN

Una de las principales problemáticas en el aseguramiento de flujo con la que se enfrenta la industria petrolera es la formación de incrustaciones, debido a que una vez generadas limitan y en algunos casos bloquean la producción de gas y petróleo por taponamiento y obstrucción de: las arenas productoras, los intervalos perforados a fondo de pozo, las líneas de producción y equipos de superficie; lo que conlleva a fallas en los equipos de producción por desgaste y corrosión bajo depósito, cierres de emergencia, aumento de los costos de mantenimiento y disminución general de la eficiencia de producción (Amer, 2007).

Los fluidos de producción están formados por el crudo extraído y el agua de formación proveniente del yacimiento o agua de inyección que ingresa al sistema como método de recuperación secundaria de crudo.

El porcentaje de agua que acompaña el crudo transporta grandes cantidades de minerales disueltos que en muchos casos se encuentran próximos a los límites de saturación y una vez que sobrepasan la capacidad de disolución del agua, precipitan para formar las incrustaciones. (Moghadas, Jamialahmadi, Muller-Steinhagen, Sharif, 2004b).

Las incrustaciones se presentan cuando en un sistema de producción se alteran las condiciones fisicoquímicas y termodinámicas, por variaciones en la temperatura, modificación de la presión o cambio del pH, lo que conduce a la disminución de la solubilidad de las aguas de producción, precipitando minerales como: carbonato de calcio (CaCO_3), sulfato de calcio (CaSO_4), sulfato de bario (BaSO_4) y sulfato de estroncio (SrSO_4) (Vetter, 1976).

Siendo la problemática de incrustaciones uno de los aspectos que más afectan el aseguramiento de flujo en la industria de petróleo y gas, es de esperarse que surjan

estrategias de mejoramiento continuo enfocadas a la prevención, mitigación y control de las mismas; dentro de estas estrategias nacen los Sistemas de Gestión del Riesgo (Jordan, Johnson y Robb, 2005). Son pocos los antecedentes en los que se trate la problemática de incrustaciones a través de un Sistema de Gestión integral, normalmente se ve limitado a la generación de sistemas de inyección de inhibidor.

En el presente estudio se busca establecer una estructura que permita administrar esfuerzos y dirigir acciones hacia la minimización y control de la formación de incrustaciones en facilidades de producción de petróleo y gas, tomando las herramientas del enfoque preventivo, mejoramiento continuo y química verde. Así se inicia con la elaboración de un panorama respecto a la problemática de incrustaciones en la industria petrolera venezolana a partir de una revisión completa de la información disponible en diferentes Centros de Información. En segunda instancia se evalúan y analizan las tendencias incrustantes en las aguas de producción de las diferentes zonas petroleras y gasíferas del país, partiendo del cálculo del índice de saturación y aplicando herramientas de jerarquización como análisis de criticidad y mapas de tendencia. De esta forma se propone la estructura de un Sistema de Gestión del Riesgo de Incrustaciones, que permita identificar las áreas críticas y establecer posibles estrategias de mitigación de la problemática.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las operaciones de extracción de crudo de un yacimiento conllevan a modificaciones de la presión, temperatura, pH y grado de saturación de las aguas de producción, provocando la perturbación del equilibrio en el que se encuentran los fluidos en el subsuelo (Collins, 2005).

Una consecuencia de dichas perturbaciones es la sobresaturación de las aguas de formación y producción. Estas aguas están compuestas por sales minerales propias del yacimiento o de las aguas de inyección. Cuando se sobrepasa el límite de saturación del agua, disminuye su capacidad de mantener en solución los minerales inorgánicos (CaSO_4 , CaCO_3 , BaSO_4 , entre otros), por lo que precipitan. Una vez iniciada la precipitación, a través de procesos de nucleación, posterior cristalización y crecimiento de los cristales, se generan las incrustaciones.

Los sólidos que forman las incrustaciones se adhieren a las paredes de las tuberías y a los equipos de fondo y superficie, originando problemas de degradación de los equipos de instalaciones de operación y disminuye los índices de productividad por restricciones en el flujo. De igual forma, una de las principales causas de las restricciones en el flujo, es la deposición de sólidos incrustantes en los poros de la arena de formación productora, causando daño a la formación o en los intervalos perforados de la tubería de producción.

La presencia de incrustaciones supone una fuente importante de costos debido a la intensa declinación de la producción de gas y petróleo, frecuente extracción de equipos de fondo de pozo para su reemplazo, reperforación de los intervalos de producción y de los pozos taponados, estimulación de las formaciones con taponamiento, y otros trabajos de reacondicionamiento y recuperación de material en pozos de inyección y producción (Goitia, 2005).

A pesar de no ser un problema nuevo, la predicción y diagnóstico de la formación en incrustaciones en equipos e instalaciones de producción de gas y petróleo en superficie y subsuelo aún sigue siendo un área sobre la cual existen muchos supuestos, dada su complejidad. El entendimiento de las causas y fenómenos asociados a la formación de las incrustaciones gobiernan el éxito de las acciones de control y prevención. Por lo tanto, es necesario generar herramientas con las que se puedan establecer diagnósticos y analizar los factores involucrados en la precipitación de estos sólidos.

El presente estudio propone estructurar un sistema que permita gestionar de forma organizada los recursos y procedimientos necesarios para evitar, contrarrestar o reducir las consecuencias ocasionadas por la formación de incrustaciones, por medio de la inclusión de elementos de análisis y jerarquización.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. General

Proponer una metodología para el desarrollo de un Sistema de Gestión del Riesgo enfocado a la problemática de formación de incrustaciones de Carbonato de Calcio, basado en los conceptos del mejoramiento continuo, visión preventiva y química verde.

1.2.2. Específicos

- Establecer un diagnóstico de la problemática por la formación de incrustaciones en la industria de producción de petróleo y gas, a partir de la información pública y privada disponible.
- Estudiar el potencial incrustante de las aguas de producción, empleando correlaciones teóricas para la determinación de los índices de incrustación mediante el desarrollo e integración de herramientas para su cálculo.

- Desarrollar las premisas o los criterios que permitan elaborar una metodología para la construcción de mapas de tendencia incrustante en aguas de formación y producción.
- Aplicar y validar la matriz de criticidad mediante la ponderación de los parámetros físicos y químicos con mayor incidencia en la formación de incrustaciones, a través de un caso de estudio.
- Proponer un modelo para el Sistema de Gestión del Riesgo de Incrustaciones que incluya las herramientas de análisis y jerarquización.
- Analizar la influencia y compatibilidad del tratamiento químico anti-incrustante a base de polisacáridos naturales provenientes del Aloe Vera grado industrial, sobre el comportamiento inhibitor de otros tratamientos químicos para aseguramiento de flujo aplicados en el área seleccionada como caso de estudio: Campo El Furrial.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. AGUAS DE PRODUCCIÓN

Las aguas de producción también conocidas como cortes de aguas son una proporción que acompaña al crudo y al gas en el proceso de producción y en muchos campos pueden constituir cerca del 80% de los fluidos extraídos, como es el caso de algunos campos del Distrito Barinas.

Estos cortes de agua son las aguas de formación provenientes de los yacimientos y/o de acuíferos cercanos y las aguas de los procesos de inyección para recuperación secundaria. Dependiendo de las fuentes cercanas a los sistemas de producción pueden ser agua de mar, lagos u otras fuentes.

La composición de las aguas de producción varía incluso entre los diferentes pozos de un mismo campo, debido a los diversos tipos de formación geológica o yacimientos de donde provienen, de los tratamientos del crudo y de los métodos y productos químicos empleados durante la producción de gas y petróleo. Generalmente, transportan grandes cantidades de minerales disueltos que se encuentran próximos a los límites de saturación y una vez que se supera este límite, se inicia la formación de incrustaciones.

2.2. INCRUSTACIONES

Las incrustaciones son depósitos cristalinos inorgánicos que se forman como resultado de la precipitación de sólidos de las aguas presentes en un yacimiento o en sistemas de flujo de producción. La precipitación de estos sólidos ocurre como resultado de cambios en la composición iónica, pH, presión y temperatura del agua de producción. La presencia de incrustaciones también puede ocurrir debido a la sobresaturación del agua del sistema. Hay tres factores principales por los cuales se forman las incrustaciones tanto en instalaciones costa fuera y tierra (Amer, 2007):

1. Cambios fisicoquímicos; la disminución en la presión y/o incremento en la temperatura de la fase acuosa, conduce a una reducción de la solubilidad de la sal (más comúnmente esto produce la precipitación de sales de carbonato, como carbonato de calcio)
2. Incompatibilidad entre fluidos; la mezcla de dos tipos de aguas incompatibles, por ejemplo agua de formación rica en cationes divalentes y agua de mar rica en aniones puede generar la precipitación de incrustaciones.
3. Evaporación, sobresaturación; se produce un incremento de la concentración de sales por encima de la capacidad de disolución del agua (límite de solubilidad) y se da la precipitación de la sal (como puede ocurrir en pozos de gas HP/HT (Alta Presión /Alta Temperatura) donde el gas seco puede mezclarse con agua de producción dando como resultado la deshidratación y por ende la precipitación).

2.3. ¿DÓNDE SE FORMAN LAS INCRUSTACIONES?

Las incrustaciones tendrán lugar en cualquier punto donde se produzcan cambios en las condiciones fisicoquímicas del sistema o donde se realice mezcla de aguas incompatibles (Vetter, 1976). Generalmente, las incrustaciones se depositan en los sistemas de bombeo en fondo pozo, tuberías de producción, líneas de flujo, calentadores, tanques y otros equipos de producción e instalaciones.

En el caso de un pozo inyector, si el agua está saturada en la superficie con sales que disminuyen su solubilidad con el aumento de la temperatura, se pueden formar incrustaciones a lo largo de la sarta del pozo. Una vez que el agua de inyección ingrese al yacimiento, se mezclará con el agua de la formación y, si esta mezcla resulta incompatible, se producirán incrustaciones.

En el caso de un pozo productor, precipitarán las incrustaciones gracias a la disminución de la presión a medida que el agua de producción se acerca al cabezal de pozo, debido a la liberación de dióxido de carbono de la fase acuosa y el consecuente cambio de pH.

Aunque el subsuelo se considera la zona más sensible en cuanto a la formación de incrustaciones, las instalaciones de superficie también se ven afectadas especialmente por los cambios de presión y temperatura, por ejemplo la reducción de la presión en las cajas de choques, separadores y demás facilidades de superficie provocará la precipitación de sólidos inorgánicos como el carbonato de calcio.

El siguiente esquema (Figura 1) propuesto por Moghadasi et al. (2004b), presenta algunas indicaciones de los cambios que pueden ocurrir, dependiendo de la ubicación en un sistema de pozos productor-inyector, para la deposición de incrustaciones.

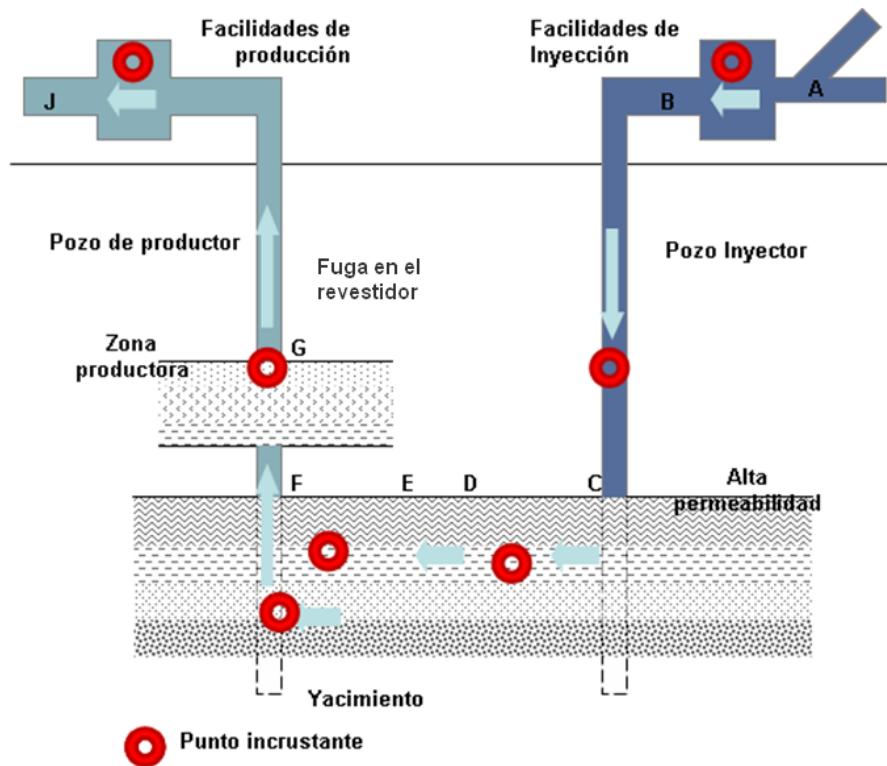


Figura 1. Incrustaciones en un sistema inyección producción. (Moghadasi et al. 2004b)

- A-B Mezcla de aguas por inyección.
- B-C Incremento de presión y temperatura.
- C-D Disminución de la presión e incremento continuo de la temperatura.
- C-F Intercambio, disolución mineral u otra reacción con la roca.
- D-F Mezcla de aguas en el yacimiento.

E-J	Disminución de la presión y la temperatura. Liberación de CO ₂ y evaporación del agua debido a la disminución de la presión.
F	Mezcla de agua de formación y agua de inyección que ha penetrado hasta la base del pozo de producción.
G	Mezcla de aguas producidas en diferentes zonas.

Así como en cada pozo se pueden encontrar condiciones que favorecen la deposición de sólidos, una mirada más global permite identificar los diferentes factores que afectan el aseguramiento de flujo dentro de las instalaciones de un campo de producción de hidrocarburos. A continuación se mencionan algunos:

- Inyección de agua de mar mezclada con agua de reinyección producida.
- Ingreso del agua de inyección que entra en contacto con el agua de yacimiento.
- Desplazamiento del agua de formación por el fluido de inyección, o debido al encuentro de las trayectorias de flujo, dentro del yacimiento.
- Convergencia de las aguas de inyección y formación en el pozo de producción, pero por fuera del radio de tratamiento “squeeze”, el cual es un tratamiento compuesto por una mezcla de inhibidor y fluido que es desplazada hasta la formación y luego se retorna por un periodo de tiempo protegiendo al sistema.
- Convergencia de las aguas de inyección y formación en el pozo de producción, pero dentro del radio de tratamiento “squeeze”.
- Mezcla entre un agua que entra en la completación con otra corriente de agua que sube por la tubería de producción, desde una sección más baja, o por disminución de la presión del fluido.
- Intercepción de ramas de producción de diferentes corrientes de aguas incompatibles, por ejemplo en la unión de un pozo multilateral.
- Reducción de presión y/o un incremento en la temperatura en cualquier tubería de fondo de pozo o equipo de procesamiento en superficie, permitiendo la liberación de CO₂ y la generación de incrustaciones por carbonato en presencia de los iones apropiados.

En la Figura 2 se presenta una visión general de los posibles ambientes para formación de incrustaciones en un sistema de producción de gas y petróleo (Jordan, Collins y Mackay 2006a).

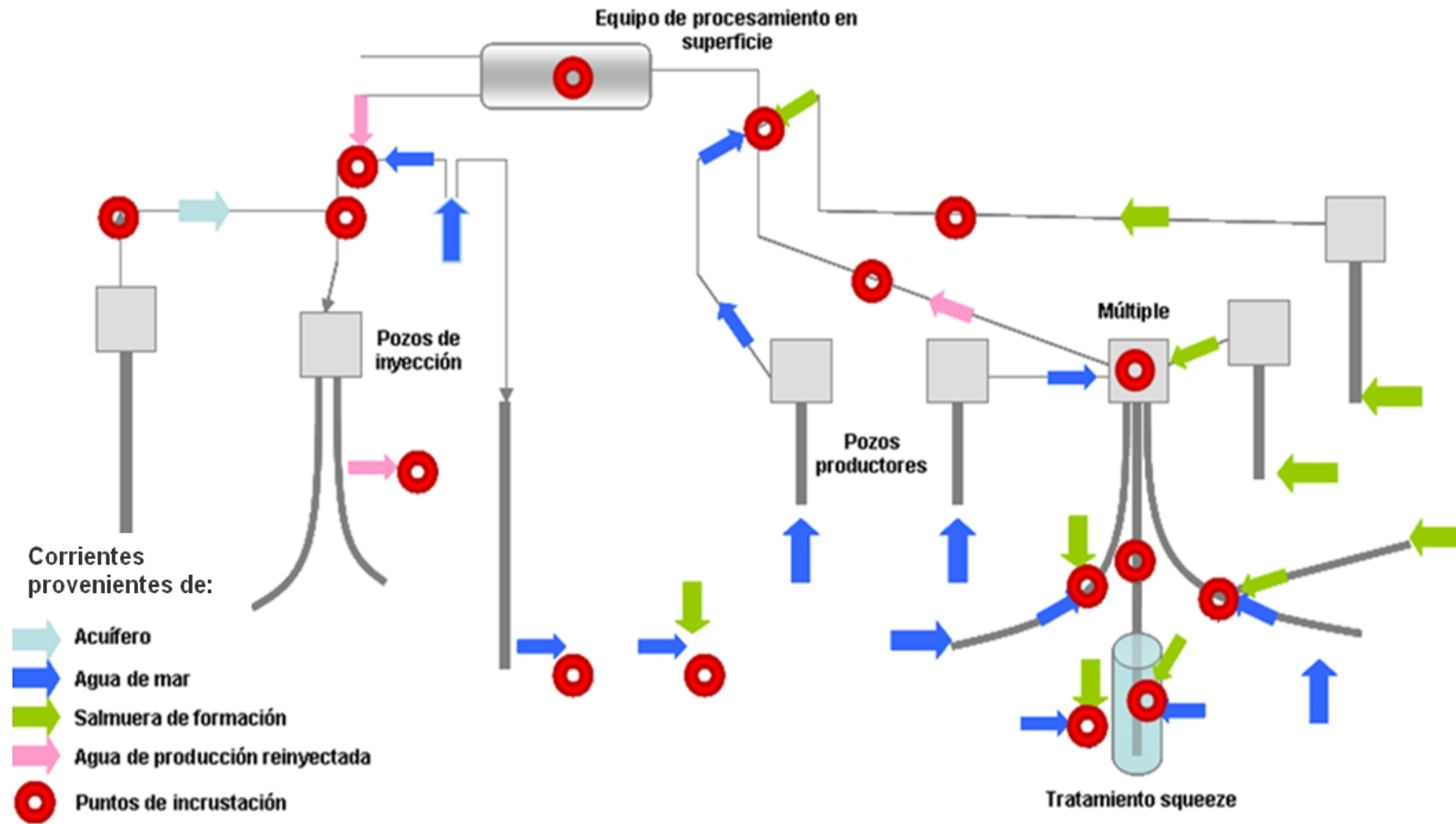


Figura 2. Incrustaciones en un campo de producción. (Jordan, Collins y Mackay 2006a. Parcialmente modificado por el autor)

El tipo de incrustaciones que se encuentran con mayor frecuencia en las instalaciones de producción de hidrocarburos son las incrustaciones de carbonato de calcio, debido a que poseen la mayor estabilidad bajo las condiciones de producción de petróleo y gas; sin embargo en sistemas más complejos, es posible encontrar otro tipo de incrustaciones (CaSO_4 , BaSO_4 , SrSO_4 , FeCO_3) (Anexo 1).

La precipitación de carbonato de calcio está fuertemente ligada a los cambios de presión, temperatura y pH del fluido de producción. Las caídas de presión sucesivas permiten la liberación de dióxido de carbono con un incremento en el pH del agua producida y por ende precipitación del carbonato de calcio (Mackay, 2003). En contraposición se encuentra el efecto de la temperatura dado que la solubilidad del carbonato de calcio disminuye con el incremento de la misma, por tanto considerando solo este aspecto, se podría inferir que a mayor profundidad mayor será la probabilidad de deposición de incrustaciones.

2.4. INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE CALCIO

El carbonato de calcio es un compuesto químico, con la fórmula molecular CaCO_3 . La morfología del carbonato de calcio indica que puede depositarse en seis modificaciones de cristales, dependiendo de su grado de hidratación (Tabla 1).

Tabla 1. Morfología del Carbonato de Calcio. (Carrasquero, 2008)

Hidratados	No hidratados
Amorfo ($\text{CaCO}_3:\text{CaCO}_3$)	Vaterita
Ikaita ($\text{CaCO}_3.6\text{H}_2\text{O}$)	Aragonita
Monohidratado ($\text{CaCO}_3.\text{H}_2\text{O}$)	Calcita

Estas formas son reversibles bajo ciertas condiciones, influenciando la mineralogía de la deposición del carbonato de calcio, y dependen de las condiciones del medio en las cuales ocurre la precipitación.

Las estructuras cristalinas correspondientes a las morfologías de los cristales deshidratados se presentan en la Figura 3.

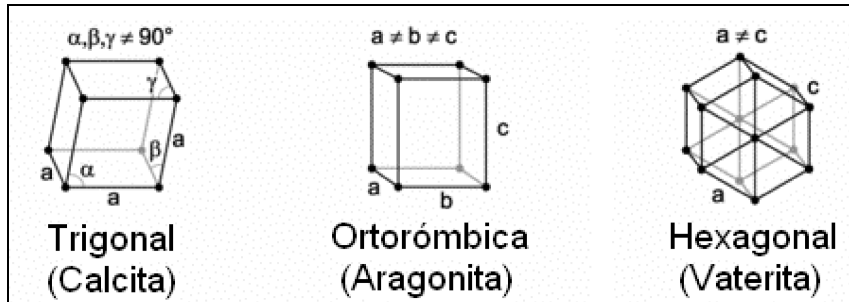


Figura 3. Arreglos cristalinos de las formas deshidratadas del CaCO_3 . (Castillo, 2008)

La deposición de incrustaciones de CaCO_3 resulta de la precipitación del mismo según la siguiente ecuación:



El carbonato de calcio también se puede formar por combinación de calcio con iones bicarbonatos, y esta reacción es la mayor causa de deposición de incrustaciones de CaCO_3 en operaciones petroleras. Esto se debe a que a los valores de pH típicos de las aguas de formación ($8 < \text{pH} < 10$), la especie carbonatada predominante es el ión bicarbonato (HCO_3^-), producto de la disolución del dióxido de carbono en el agua y de las constantes de equilibrio (Moghadasi et al., 2004b).

La ionización de esta especie puede ilustrarse por los equilibrios del sistema carbonato (a 25°C) que se presentan a continuación (Tabla 2):

Tabla 2. Reacciones involucradas en el sistema del carbonato y sus constantes de equilibrio
(Skoog, D. et al 2001)

Paso	Reacción Involucrada	Constante de equilibrio
Disolución del CO ₂	$CO_{2(g)} + H_2O_{(l)} \rightleftharpoons H_2CO_{3(ac)}$ Ecuación 2.	$K_{CO_2} = \frac{a_{H_2CO_3}}{a_{CO_2}} = 1,7 \times 10^{-3}$ Ecuación 3.
Primera Disociación	$H_2CO_{3(ac)} \rightleftharpoons HCO_3^-(ac) + H^+(ac)$ Ecuación 4.	$K_1 = \frac{a_{HCO_3^-} \cdot a_{H^+}}{a_{H_2CO_3}} = 1,5 \times 10^{-4}$ Ecuación 5.
Segunda Disociación	$HCO_3^-(ac) \rightleftharpoons CO_3^{2-}(ac) + H^+(ac)$ Ecuación 6.	$K_2 = \frac{a_{CO_3^{2-}} \cdot a_{H^+}}{a_{HCO_3^-}} = 4,7 \times 10^{-11}$ Ecuación 7.
Formación del Carbonato de Calcio	$Ca^{2+(ac)} + CO_3^{2-}(ac) \rightleftharpoons CaCO_{3(s)}$ Ecuación 1.	$K_{ps} = a_{Ca^{2+}} \cdot a_{CO_3^{2-}} = 4,5 \times 10^{-9}$ Ecuación 8.

Donde:

a_i ; representa la actividad del componente i.

K; constante de equilibrio.

2.5. SOLUBILIDAD DE LAS INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE CALCIO

La solubilidad de un soluto es definida como la concentración máxima que puede existir en solución bajo condiciones dadas de presión, temperatura y concentración de otras especies. Cuando una cantidad suficientemente grande de soluto es mantenida en contacto con una cantidad limitada de solvente, ocurre una disolución continua hasta que la solución alcanza un punto de equilibrio, en este punto el proceso reversible se hace igualmente importante; este proceso reversible es un retorno de las especies disueltas a un estado insoluble llamado precipitación (Amer, 2007).

Cuando la disolución y precipitación ocurre continuamente y a la misma velocidad, se dice que la solución está saturada. En estas circunstancias, se logra un equilibrio donde el producto de las concentraciones de los iones de la solución saturada iguala al producto de solubilidad. Una solución que contiene menos soluto del requerido para la saturación es llamada solución insaturada. Una solución, cuya concentración es mayor que una solución saturada debido a cualquier razón, como cambio en la concentración de otras especies, temperatura, etc., se conoce como sobresaturada (Amer, 2007). Se formará el precipitado si el producto de las concentraciones de los iones (producto iónico) es mayor que el producto de solubilidad de la sustancia escasamente soluble.

El índice de saturación se define como el logaritmo de la relación entre la constante de actividad iónica del producto (K_{IAP}) y la constante de equilibrio (K_{eq}) (Saturation and Scaling Indices 2009). Por ejemplo, para la reacción de precipitación del carbonato de calcio (Ecuación 1), el índice de saturación (Ecuación 9) es el siguiente:

$$SI = \log \frac{K_{IAP}}{K_{eq}} \quad \text{Ecuación 9.}$$

Donde la constante de actividad iónica del producto es igual a la constante de equilibrio si el sistema se encuentra en equilibrio.

Otra forma de medir la saturación de una solución es a través del grado de saturación. Su expresión matemática se diferencia de la del índice de saturación en la ausencia del factor logarítmico, como se aprecia en la Ecuación 10.

$$\Omega = \frac{K_{IAP}}{K_{eq}} \quad \text{Ecuación 10.}$$

La interpretación de estos valores es la siguiente:

- Insaturada: cuando el grado de saturación es menor a uno ($\Omega < 1$) o el índice de saturación es menor a cero ($SI < 0$).

- Saturada: cuando el grado de saturación es igual a uno ($\Omega = 1$) o el índice de saturación es igual a cero ($SI=0$).
- Sobresaturada: cuando el grado de saturación es mayor a uno ($\Omega > 1$) o el índice de saturación es mayor a cero ($SI>0$).

La condición de saturación del agua, dada por la solubilidad y la estabilidad de los precipitados de carbonato de calcio, varía dependiendo de la estructura cristalina de éstos.

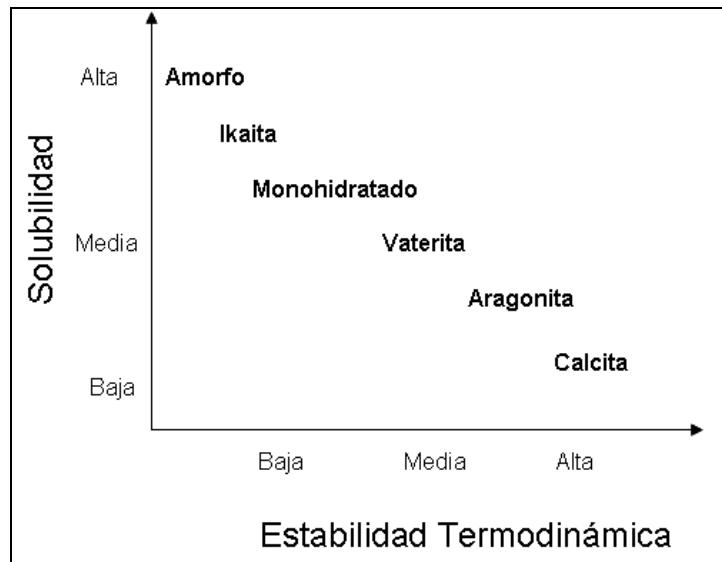


Figura 4. Solubilidad en función de la Estabilidad Termodinámica

Tal como se evidencia en la Figura 4, a mayor estabilidad del sólido, menor será su solubilidad, es decir tienen valores bajos para sus productos de solubilidad (K_{ps}). Las especies no hidratadas son las menos solubles y por tanto las más estables, lo cual se traduce en una mayor tendencia incrustante con respecto a las especies hidratadas.

De acuerdo a los productos de solubilidad para cada especie, la forma amorfa es alrededor de 100 veces más soluble que la calcita.

Los factores que afectan la precipitación de incrustaciones, deposición y crecimiento de cristales de carbonato de calcio pueden resumirse como:

- Sobresaturación
- Fuerza iónica
- pH
- Temperatura
- Presión y Presión Parcial de CO₂

En el Anexo1 se desglosan en detalle los efectos sobre la solubilidad del carbonato de calcio, ejercidos por los factores mencionados.

2.6. PREDICCIÓN DE LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES

Junto con experimentos de laboratorio, la formación de las incrustaciones puede predecirse por varios modelos para determinar el potencial incrustante en diferentes campos. La metodología más utilizada para la predicción de incrustaciones toma como fundamento la condición de saturación de una solución, la cual se evalúa a partir del cálculo del índice de saturación o del grado de saturación.

El índice de saturación permite entonces determinar la capacidad de incrustación, basado en las características fisicoquímicas del agua. En la actualidad el índice de saturación se puede calcular por diferentes modelos que relacionan los efectos causados por variaciones en el pH, la temperatura, presión y otros, sobre la formación de los depósitos sólidos. A continuación, se mencionan algunos de los más destacados.

2.6.1. Índice de Saturación de Langelier (LSI) (Langelier, 1936)

La Ecuación 11, es la expresión que determinó Langelier para calcular el pH de saturación,

$$pH_s = pCa + pHCO_3 - pK \quad \text{Ecuación 11.}$$

Donde;

pCa: Logaritmo negativo de la concentración de calcio.

pHCO₃: Logaritmo negativo de la concentración de bicarbonato.

pK: Logaritmo negativo de la constante de equilibrio.

En términos de la constante de ionización del ión bicarbonato (K₂) y la constante del producto de solubilidad (K_{ps}), la ecuación anterior se puede expresar como:

$$pH_s = (pK_2 - pK_{ps}) + pCa + pAlcalinidad \quad \text{Ecuación 12.}$$

Donde;

pK₂: Logaritmo negativo de la constante de la segunda disociación (Ec. 7).

pK_{ps}: Logaritmo negativo de la constante del producto de solubilidad (Ec. 8).

pAlcalinidad: Logaritmo negativo de la alcalinidad total (HCO₃⁻, CO₃⁼).

Finalmente el índice de saturación viene dado por:

$$LSI = pH - pH_s \quad \text{Ecuación 13.}$$

Este índice proporciona un indicativo del grado de saturación del agua con respecto al carbonato de calcio.

El índice de saturación de Langelier puede ser interpretado como el cambio de pH requerido para llegar al equilibrio del agua, es decir la diferencia entre el pH real del agua y el pHs de saturación que la misma debe tener para que, sin cambios de composición, alcance el punto de equilibrio.

Según los valores de este índice se determina el estado de las precipitaciones:

- LSI es negativo: No hay potencial para incrustaciones, el agua disolverá el CaCO₃.
- LSI es positivo: Las incrustaciones se pueden formar y la precipitación del CaCO₃ puede ocurrir.
- LSI es cercano a cero: El sistema está en equilibrio.

De lo anterior, es posible determinar cuales son las restricciones del modelo.

Este modelo es válido a temperatura constante, en sistemas de salinidad moderada y para $\text{pH} < 9$ donde $\text{pHCO}_3 = \text{pAlcalinidad}$.

Toma como premisa que tanto K_2 como K_{sp} , son para una solución ideal, siendo dependientes solamente de la concentración de los iones en solución y estableciendo el coeficiente de actividad como 1, es decir que no se considera una función de la temperatura, la presión y la fuerza iónica.

El pH de la Ecuación 13 hace referencia al pH a las condiciones del sistema, para el caso de un pozo productor de petróleo, si se quisiera evaluar la condición de fondo sería necesario determinar el pH en este punto, lo cual resulta costoso y complicado. Por efectos de practicidad se prefiere tomar el pH en el cabezal y evaluar el índice de saturación en este sitio, para este caso se podría estar subestimando el potencial incrustante del agua, dado que si se considera solamente la dependencia de la solubilidad del carbonato de calcio con respecto a la temperatura, el punto crítico de mayor probabilidad para la precipitación de carbonato de calcio es en el fondo de pozo que corresponde al punto con mayor valor en el perfil de temperaturas del sistema.

Dado que el modelo parte de la reacción dada por la Ecuación 1, es evidente que no se contempla la interacción de otros iones presentes en la solución como Mg^{+2} , Ba^{+2} , Sr^{+2} o la presencia de dióxido de carbono.

De igual forma, se ignora el efecto crítico que tiene la presión sobre el fenómeno de formación de incrustaciones.

Por otra parte, a pesar de los efectos causados sobre la precipitación del carbonato de calcio por la fase de gas y la fase de crudo, el sistema parte de una fase homogénea acuosa.

Ahora bien, es importante recalcar que debido a que el índice de saturación de Langelier parte de la reacción de precipitación de carbonato de calcio (Ecuación 1), no cuantifica la cantidad de carbonato de calcio que puede precipitar; más sin

embargo, si genera una medida cualitativa del potencial para precipitar o no carbonato de calcio.

2.6.2. Índice de Estabilidad de Ryznar (RSI) (Ryznar, 1986)

Intentando mejorar la predicción de la precipitación de carbonato de calcio como grave, media o ligera, fue desarrollado el índice de saturación de Ryznar. Aunque su base conceptual es el nivel de saturación, este índice intenta correlacionar una base de datos empíricos de espesor de la capa incrustante, observado en sistemas de aguas municipales, a la química del agua. Este espesor de la capa está estrechamente ligado con la capacidad corrosiva del agua, es decir, la tendencia corrosiva; además parte de la premisa que indica que la formación de una capa de carbonato de calcio actuará como recubrimiento protector de la superficie metálica, por lo tanto cuando esta capa no se deposita (no hay formación de incrustaciones) la superficie metálica se encuentra expuesta a la corrosión.

El índice de estabilidad de Ryznar cuantifica la relación entre el estado de saturación del carbonato de calcio y la formación de incrustaciones. Este índice además de indicar la tendencia incrustante, permite estimar semi-cuantitativamente la cantidad de incrustaciones que se formará.

$$RSI = 2pH_s - pH$$

Ecuación 14.

La correlación empírica de Ryznar puede ser resumida de la siguiente forma, a menor valor del índice, mayor será la cantidad de sólido a formar.

- $RSI \ll 6$ La tendencia a incrustar aumenta mientras el índice decrece.
- $RSI \gg 7$ La formación de carbonato de calcio probablemente no conduzca a la formación de una película resistente a la corrosión.
- $RSI \gg 8$ La corrosión comienza a ser un problema.

Dado que éste índice parte del concepto que incluye la determinación de un pH de saturación, además de las desviaciones ya mencionadas en el índice de Langelier se suma el uso de data experimental de un sistema de aguas municipales con

características diferentes a las aguas producidas en campos petroleros, no obstante donde los niveles de salinidad son mucho mayores, hay menor presencia de materia orgánica, entre otros. Sin embargo, al igual que el ISL, el modelo desarrollado por Ryznar podría utilizarse nuevamente como una medida cualitativa de las características incrustante y corrosiva de las aguas de producción en campos petroleros, se debe tener muy presente que estos resultados tienen errores implícitos por lo cual es necesario tener cuidado en la interpretación de los mismos.

2.6.3. Índice de Saturación de Puckorius (PSI) (Ortega, 2010)

El índice de saturación de Puckorius es un modelo empírico de rango de trabajo limitado que considera factores importantes como la capacidad amortiguadora del agua, intentando cuantificar la relación entre el estado de saturación y la formación de incrustaciones incorporando un estimado de la capacidad buffer del agua dentro del índice. Este índice se basa en la corrección del pH del sistema para que coincida con la alcalinidad total del agua que se evalúa. Esto es necesario porque el pH es a menudo amortiguado, causando que se relacione incorrectamente a la alcalinidad de bicarbonato, uno de los factores en el cálculo de pH.

El PSI es calculado de una forma similar al RSI, la diferencia radica en que en este índice el pH real o medido se cambia por un pH de equilibrio, con la finalidad de explicar los efectos de la capacidad amortiguadora.

$$PSI = 2pHeq - pHs \quad \text{Ecuación 15.}$$

$$pHeq = 1,465 \times \log[AlkM] + Ct \quad \text{Ecuación 16.}$$

Donde:

PSI: Puckorius Saturation Index (Índice de Saturación de Puckorius)

pHeq: pH de equilibrio

pHs: pH de saturación de calcio o carbonato de calcio.

Ct: Constantes empíricas que permiten determinar el pH de equilibrio de un sistema.

AlkM: Alcalinidad total.

Un PSI con valor de 6 indica agua estable y un valor inferior a 6 indica una tendencia de formación de las incrustaciones.

2.6.4. Índice de Stiff-Davis (Stiff and Davis, 1952)

Stiff y Davis extendieron el índice de saturación de Langelier para predecir la tendencia a depositar CaCO_3 de las aguas de los campos petroleros y así lograr superar las limitaciones en cuanto a las aguas con un alto nivel de sólidos totales disueltos y el impacto del efecto del ión común para la formación de incrustaciones, lo que permite su aplicación a las aguas de pozos petroleros.

Como el LSI, el índice de Stiff y Davis está basado en el concepto de nivel de saturación. El producto de solubilidad usado para predecir el pH de saturación (pHs) para las aguas está empíricamente modificado en este índice.

Estos cambios se aplican mediante las siguientes ecuaciones:

$$ISSD = pH - pHs \quad \text{Ecuación 17.}$$

$$pHs = K + pCa + pAlk \quad \text{Ecuación 18.}$$

$$ISSD = pH - K - pCa - pAlk \quad \text{Ecuación 19.}$$

Donde:

ISSD: Índice de Saturación de Stiff y Davis.

pH: valor real del pH del agua.

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

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

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

La fuerza iónica se obtiene de:

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

Donde:

Si: Fuerza iónica.

Ci: concentración del ión, moles/l.

Zi: valencia del ión.

La interpretación de este índice es la misma que usa el índice de Langelier.

2.6.5. Índice de Oddo-Tomson (Oddo-Tomson, 1994)

Este modelo incluye términos de corrección para los efectos de la fugacidad y cambios en la solubilidad del CO₂ en los pozos de gas y petróleo como funciones de la temperatura, presión, corte de agua e hidrocarburos presentes. Además, este método no requiere de la medición directa de pH.

El modelo es válido para los siguientes rangos:

- Fuerza iónica molar: 0 a 4,0
- Temperatura: 0 a 200 °C (32 a 392°F)
- Presión: 0 a 137,823 kPa (0 a 20000 psig)

La interpretación de este índice es en la misma escala que el LSI y el Índice de Stiff y Davis. A continuación se presentan las ecuaciones correspondientes al modelo de Oddo-Tomson, para calcular el índice de saturación de CaCO₃ y el pH en pozos de gas y petróleo.

Presencia de fase gaseosa

$$I_s = \log \left[\frac{(Ca^{+2})(HCO_3^-)^2}{py_g^{CO_2} f_g^{CO_2}} \right] + 5,85 + 15,19 \times 10^{-3} T - 1,64 \times 10^{-6} T^2 - 5,27 \times 10^{-5} p - 3,334 (S_i)^{0,5} + 1,431 (S_i)$$

Ecuación 21.

$$pH = \log \left[\frac{(HCO_3^-)}{py_g^{CO_2} f_g^{CO_2}} \right] + 8,60 + 5,31 \times 10^{-3} T - 2,253 \times 10^{-6} T^2 - 2,237 \times 10^{-5} p - 0,990 (S_i)^{0,5} + 0,658 (S_i)$$

Ecuación 22.

$$f_g^{CO_2} = \exp \left[p \left(2,84 \times 10^{-4} - \frac{0,255}{T + 460} \right) \right]$$

Ecuación 23.

$$y_g^{CO_2} = y_t^{CO_2} / \left[1,0 + \frac{pf_g^{CO_2} (5,0 BWPD + 10,0 BOPD) \times 10^{-5}}{MMscf(T + 460)} \right]$$

Ecuación 24.

Ausencia de fase gaseosa

$$I_s = \log \left[\frac{(Ca^{+2})(HCO_3^-)^2}{C_{aq}^{CO_2}} \right] + 3,63 + 8,68 \times 10^{-3} T + 8,55 \times 10^{-6} T^2 - 6,56 \times 10^{-5} p - 3,42 (S_i)^{0,5} + 1,373 (S_i)$$

Ecuación 25.

$$pH = \log \left[\frac{(HCO_3^-)}{C_{aq}^{CO_2}} \right] + 6,39 - 1,198 \times 10^{-3} T + 7,94 \times 10^{-6} T^2 - 3,53 \times 10^{-5} p - 1,067 (S_i)^{0,5} + 0,599 (S_i)$$

Ecuación 26.

pH medido

$$I_s = \log [(Ca^{+2})(HCO_3^-)^2] + pH - 2,76 + 9,88 \times 10^{-3} T + 0,61 \times 10^{-6} T^2 - 3,03 \times 10^{-5} p - 2,348 (S_i)^{0,5} + 0,770 (S_i)$$

Ecuación 27.

Donde;

Si; fuerza iónica

$f_g^{CO_2}$; fugacidad del CO₂

$y_g^{CO_2}$; fracción molar de CO₂ en la fase gaseosa

$y_t^{CO_2}$; fracción molar de CO₂ en superficie

$C_{aq}^{CO_2}$; concentración de CO₂ en fase acuosa

MMscf; millones de pie cúbico estándar producidos a P y T estándar.

BWPD; barriles de agua producida diariamente

BOPD; barriles de crudo producido diariamente

Contrario al modelo de Langelier que se apoya en la idealidad termodinámica, las correlaciones de Oddo-Tomson reconocen la desviación del valor unitario del coeficiente de actividad debido a su dependencia con los cambios de temperatura, presión y fuerza iónica. A partir de datos experimentales de la solubilidad de aguas de campos petroleros, se generaron ecuaciones no lineales de la forma;

$$pKc = a + bT + cT^2 + dp + eS_i^{0.5} + fS_i gS_i^{0.5} \quad \text{Ecuación 28.}$$

Donde;

pKc : logaritmo negativo del producto de solubilidad condicional.

S_i : Fuerza iónica.

T : temperatura.

p : Presión.

La ventaja de usar datos experimentales de solubilidad radica en que las actividades de los respectivos iones metálicos y del anión de interés no necesitan ser determinadas directamente pero están incluidas implícitamente en las constantes condicionales (a, b, c, d, e, f, g).

Además, parte de las ecuaciones presentadas por este modelo no requieren el conocimiento del pH en el sitio donde se evalúa el índice de saturación, por tanto es posible realizar el cálculo en el subsuelo eliminando el error introducido por el valor correspondiente al pH medido que normalmente corresponde a condiciones de superficie del pozo.

A continuación (Tabla 3), se presenta un resumen de los métodos de predicción antes mencionados y su rango de aplicación.

Tabla 3. Métodos para predicción de incrustaciones

Método	Base del modelo	Factores que intervienen	Sistema donde se aplica	Ventajas	Desventajas
Langelier	Teórico (Termodinámica)	pH, Dureza cálcica, Alcalinidad, Sólidos totales disueltos y Temperatura	Fuerza iónica baja o moderada. Rango de cálculo: STD (0-800 ppm) y temperatura (0-90°C). Sistemas a gran escala (velocidad de flujo lenta)	Simplicidad en el cálculo. Parte del equilibrio de la solución saturada. Resultados cualitativos.	No contempla el efecto de cambios de T y P. Requiere conocer el pH medido. No es válido para pH > 9. No contempla la presencia de tres fases (agua, gas y crudo).
Ryznar	Empírico	pH, Dureza cálcica, Alcalinidad, Sólidos totales disueltos y Temperatura	Agua dulce a presión atmosférica. Agua salada. Sistema con gran flujo.	Simplicidad en el cálculo. Estimación cuantitativa de la cantidad de incrustaciones.	Requiere conocer el pH medido. Presión atmosférica. Temperatura constante. No contempla la presencia de tres fases (agua, gas y crudo).
Puckorius	Empírico	pH, Dureza cálcica, Alcalinidad, Sólidos totales disueltos y Temperatura	Punto bajo de alcalinidad capacidad de tampón del agua donde existe una capacidad máxima de precipitado y aguas con altos contenidos de calcio.	No requiere conocer el pH medido. Uso casi exclusivo para Aguas de enfriamiento.	Rango de aplicación limitado. No aplicable para aguas producidas en campos de petróleo. No contempla la presencia de tres fases (agua, gas y crudo).
Stiff y Davis	Teórico – empírico	pH, salinidad, composición, temperatura, fuerza iónica y concentración de HCO_3^- y CO_2 .	Agua dulce y aguas producidas en campos petroleros. Fuerza iónica alta.	Incluye el efecto de la fuerza iónica. Resultados cuantitativos.	Requerimiento de análisis elemental extendido (cationes y aniones). No contempla la presencia de tres fases (agua, gas y crudo).
Oddo-Tomson	Empírico	Concentración Ca^{+2} , HCO_3^- , temperatura, presión absoluta, fuerza iónica molar.	Aguas producidas en campos petroleros. Presencia de gas, sistemas multifásicos. Fuerzas iónicas altas.	Tiene en cuenta la presencia de CO_2 . Contempla los coeficientes de actividad como función de T, P y fuerza iónica. Puede no requerir el pH medido.	Requerimiento de mayor cantidad de información. Complejidad de los cálculos.

2.7. PREVENCIÓN DE LAS INCRUSTACIONES

La sobresaturación de las aguas de producción es el factor determinante para la precipitación de incrustaciones, por lo tanto la mejor forma de prevenir la formación de las mismas es evitar el fenómeno de sobresaturación. Lo anterior es posible ya sea por modificación y control preciso de las condiciones operacionales del yacimiento y del sistema de producción, por ejemplo asegurando que la presión en el pozo es suficiente para prevenir que el gas se escape de la fase acuosa y del crudo; o por inyección de agentes químicos para el aseguramiento del control de las incrustaciones en cabezales de pozo, líneas de flujo y procesos de superficie. Este último método es el más común en las instalaciones petroleras.

2.7.1. Inhibidores de Incrustaciones

Los inhibidores de incrustación son sustancias que tienen por objeto evitar o retardar el proceso de formación de las incrustaciones. Existen distintos tipos de inhibidores de incrustaciones, y de acuerdo a las especificaciones del medio se requerirá hacer una cuidadosa selección del inhibidor. (Crabtree, Eslinger, Fletcher, Johnson, King, 1999).

Es posible agrupar los inhibidores en dos grupos, orgánicos e inorgánicos. Dentro de los inhibidores orgánicos pueden utilizarse diferentes tipos de fosfatos orgánicos o fosfonatos como inhibidores de incrustaciones. Cada uno de ellos presenta características diferentes de estabilidad térmica, de tolerancia al calcio y de eficiencia, según el tipo de incrustaciones. Los fosfonatos son inhibidores eficientes para trabajar hasta los 125 °C. Sus limitaciones se deben a incompatibilidades con aguas de producción y de altos niveles de calcio. Los fosfatos inorgánicos usan el mecanismo de inhibición del crecimiento (Threshold effect). A través de este mecanismo, los iones fosfato convierten los pequeños cristales de nucleación y se atrofia el crecimiento de cristales, gracias a la capa que se produce por la adsorción del ión fosfato en la superficie cristalina.

Otra clase de inhibidores la constituyen los ésteres de fosfato que generalmente son inhibidores muy efectivos de carbonato de calcio (CaCO_3) y de sulfato de calcio (CaSO_4), estables a temperaturas de 150°F - 160°F (65 - 71°C), presentan deficiencia en su funcionamiento en entornos ácidos ($\text{pH} < 5.5$). En general, los ésteres de fosfato son solubles y compatibles con aguas ricas en calcio.

Los inhibidores poliméricos se utilizan en sistemas que trabajan a altas temperaturas (hasta 400°F) y concentraciones máximas de 2000 ppm de calcio. Existen en el mercado varios inhibidores de polímeros como los policarboxilatos, sulfonatos polivinílicos o copolímeros sulfonados, que actúan distorsionando la estructura de los cristales, pero también reducen la precipitación en el agua de formación típica del yacimiento.

Otros compuestos con características de agentes quelantes como por ejemplo el EDTA, o su sal de sodio, han sido usados como inhibidor de incrustaciones. El EDTA forma un complejo soluble y estable con magnesio, calcio, estroncio, bario y otros metales divalentes, y esto previene la formación de incrustación. Esta clase de inhibidor no sufre de reversión y es estable a alta temperatura, en contraste tienen altos costos comparados con otros inhibidores.

Sin embargo, estos inhibidores convencionales son formulaciones sintéticas que representan altos costos de manufactura, su empleo genera un problema de tipo ambiental y tienen alta sensibilidad incluso a pequeños cambios en las condiciones de operación del sistema, disminuyendo su efectividad y requiriendo un mayor consumo de químicos.

2.7.2. Bio-inhibidores de incrustaciones

Las nuevas investigaciones en el tema de las incrustaciones apuntan entonces al desarrollo de aditivos que posean una alta eficiencia de inhibición, bajos costos de fabricación, rendimiento y flexibilidad ante los cambios en las condiciones de operación y disminución de impacto ambiental. Siguiendo estas características,

PDVSA Intevp desarrolló un tratamiento químico anti-incrustante a base de sábila INTAV™, cuyo principio activo se encuentra en los polisacáridos presentes en la planta. Este inhibidor ambientalmente amigable, además de tener una alta eficiencia en impedir la formación de incrustaciones, superando incluso a los inhibidores convencionales, es térmicamente estable y mantiene su rendimiento para altas y bajas concentraciones de calcio sin que se presente precipitación (Mata, 2007).

- INTAV™

El gel de aloe vera, principal constituyente del inhibidor de incrustaciones INTAV™, contiene polisacáridos solubilizados en agua y tiene una estructura conformada por una cadena de hidrocarburos y grupos funcionales carboxilos y alcohol que interactúan con iones divalente tales como Ca^{+2} , Mg^{+2} y similares.

El mecanismo de inhibición está descrito por el modelo “egg-box” (caja de huevo) donde ocurre una modificación de la morfología de los cristales. Este modelo asume que los iones calcio sirven como un puente para formar enlaces iónicos entre dos grupos carboxílicos pertenecientes a dos cadenas diferentes en cercanías.

La Figura 5 muestra cómo cadenas del gel interaccionan con el ión Ca^{+2} para unirse, generando estabilidad y evitando revertir el gel.

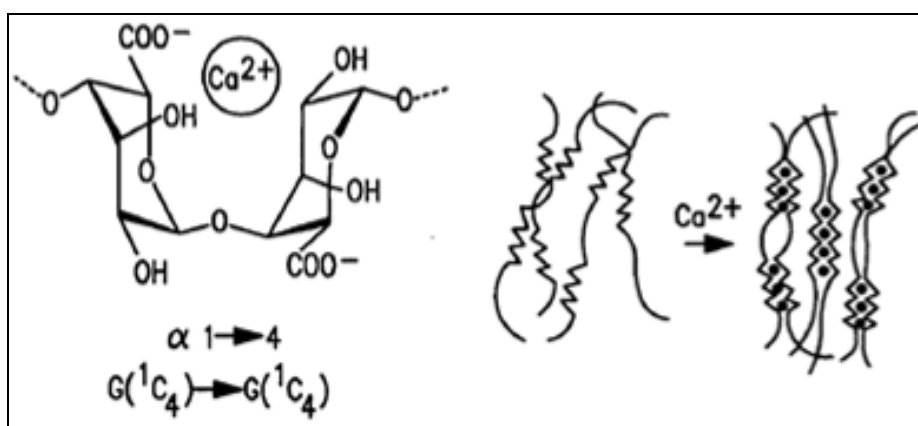


Figura 5. Egg box model. (Viloria et al. 2007)

2.8. TIPOS DE INYECCIÓN DE TRATAMIENTOS ANTI-INCRUSTANTES

2.8.1. Inyección continua

Es posible realizar inyección continua de un inhibidor antiincrustante a través de un capilar de 3/8”, donde se inyecta el producto químico con el fluido de recirculación, requiriendo de una cámara y una empacadura especial para que pueda pasar el producto químico a través del capilar. Otra forma de inyectar el tratamiento por el espacio anular en pozos con empacadura, es utilizando tubería capilar desde la superficie hasta el fondo. De esta manera se protege desde el fondo de pozo el equipo de subsuelo, la completación de fondo, tubería, accesorios de cabezal y línea de flujo.

Otro esquema de inyección continua se realiza a través del espacio anular, con fluido de recirculación directamente en el fluido sin ningún tipo de restricción, es decir sin la instalación de una empacadura.

Cuando se requiere contrarrestar problemas de deposición de incrustaciones en superficie, el punto de inyección es en la línea de flujo.

La inyección en la línea de gas se aplica en pozos que producen mediante el sistema de levantamiento por gas, inyectándose el inhibidor en el espacio anular o tubular, dependiendo del tipo de flujo, con el fin de proteger el espacio anular, “tubing” o accesorios de cabezal y línea de flujo desde la locación hasta la estación de producción (Larrea, 1999).

En el caso de pozos con levantamiento por bombeo hidráulico, el inhibidor de incrustaciones es inyectado al fluido motriz.

Resulta importante conocer el tipo de completación y esquema de producción del pozo para seleccionar el esquema apropiado para la inyección del inhibidor de incrustaciones.

2.8.2. Tubería Flexible (Coiled Tubing)

La unidad de “coiled tubing” es un equipo portátil que tiene un sistema hidráulico diseñado para correr y recuperar una sarta continua de tubería concéntrica en una sarta de producción o “casing” de mayor diámetro. Los componentes básicos del equipo de tubería flexible son los siguientes: cabeza inyectora, carrete de tubería, preventor de reventones (BOP), unidad hidráulica de potencia y consola de control. La Figura 6 muestra una vista esquemática de la unidad de “coiled tubing”.

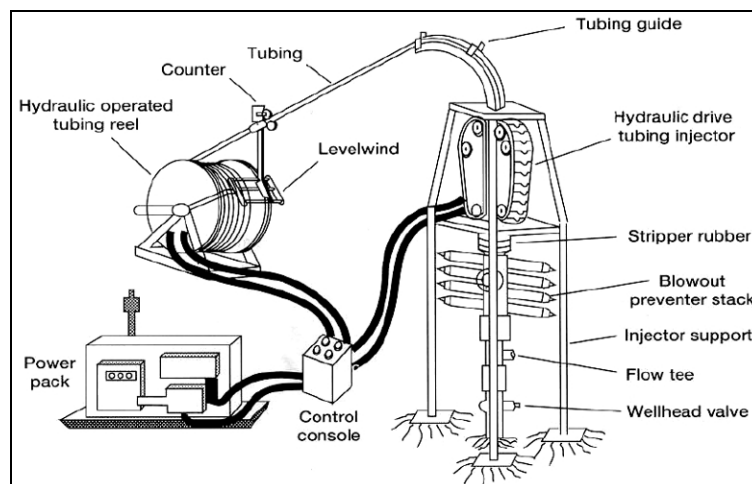


Figura 6. Componentes mecánicos de una unidad hidráulica de “coiled tubing” (Larrea, 1999)

La configuración del equipo de control de presión del “coiled tubing” permite la remoción e inhibición de las incrustaciones, generalmente por estimulación química o acidificación. En condiciones óptimas los inhibidores de incrustaciones pueden ser ubicados a través de la sarta del “coiled tubing” e inyectados a la formación. Realizar la inyección a través de la sarta de trabajo tiene como ventajas reducir la contaminación ambiental y la capacidad de colocar el fluido de tratamiento en el intervalo apropiado.

2.8.3. Tratamiento “Squeeze”

El tratamiento antiincrustante tipo “squeeze” es la técnica de colocar un inhibidor a presión en un yacimiento para prevenir la formación de incrustaciones durante la producción de petróleo y/o gas (IRP, 2007).

La inyección de inhibidor tipo “squeeze” se utiliza ampliamente para prevenir las incrustaciones en las regiones cercanas al pozo, es decir cuando se producen depósitos desde la cara de la formación o cuando no es posible lograr medios para aplicar métodos de inyección continua. En tratamientos “squeeze” convencionales, se inyecta al pozo un volumen de agua que contiene el inhibidor de incrustaciones. Cuando el pozo está produciendo, el inhibidor fluye en el agua de producción a bajas concentraciones, previniendo así la formación de incrustaciones.

Para que la aplicación de un inhibidor de incrustaciones pueda obtener un largo tiempo de vida, el inhibidor debe ser retenido en la formación por uno de los siguientes mecanismos: adsorción y/o precipitación.

En el caso de la adsorción, el mecanismo se cumple por una interacción física entre la solución ionizada y una superficie sólida (roca). El mecanismo de precipitación, sugiere la formación de una sal insoluble entre un anión, proporcionado por el inhibidor de incrustaciones, y un catión, que corresponde al calcio disuelto. El inhibidor retenido en la formación debe desorberse desde la superficie de la formación con un caudal suficientemente bajo que permita una larga vida del tratamiento. En la Figura 7 se muestra el perfil de retorno del inhibidor en un tratamiento “squeeze”.

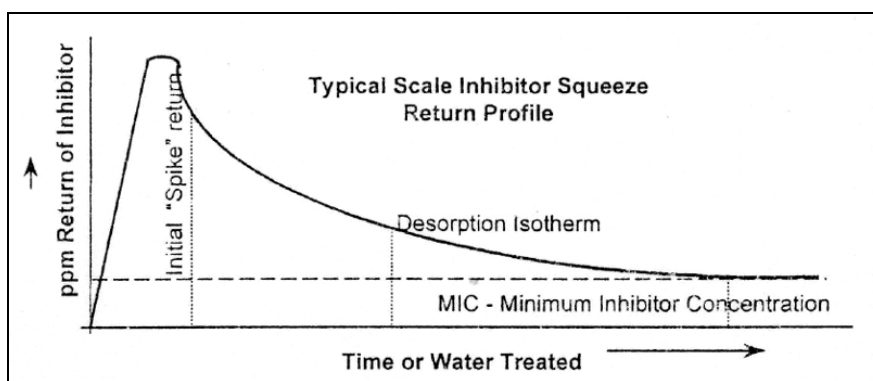


Figura 7. Retorno de un tratamiento típico de inhibición de incrustaciones. (Occidental, 2009)

En un tratamiento “squeeze” debe tenerse en cuenta información como; datos de completación del pozo, caudales de fluidos producidos y experiencias en campo, a partir de lo cual es posible determinar la cantidad de inhibidor requerido, el volumen de desplazamiento y el uso de agentes diversos.

Para que un inhibidor de incrustaciones sea aplicado en un tratamiento “squeeze” debe cumplir con ciertas condiciones:

- Debe ser efectivo contra las incrustaciones de carbonato de calcio a bajas dosis.
- Debe tener características adecuadas de adsorción - desorción para permitir un retorno continuo del inhibidor a largo plazo.
- Debe ser térmicamente estable durante amplios periodos de tiempo bajo condiciones de formación.
- Debe ser compatible con los fluidos producidos, la litología de la formación y con otros químicos utilizados.
- No debe tener características emulsionantes.
- Debe ser monitoreable a condiciones bajas en los fluidos de retorno.

2.9. EVALUACIÓN DE LA COMPATIBILIDAD

Junto con los tratamientos asociados al control y prevención de la precipitación de incrustaciones en las instalaciones de la industria petrolera, también se aplican una serie de tratamientos químicos, como desemulsificante, dispersante de asfaltenos, anticorrosivos, entre otros, para lograr mantener en óptimas condiciones el sistema de producción.

Es por ello, que resulta fundamental realizar la evaluación de la eficiencia de estos productos en presencia de los inhibidores de incrustaciones, con el fin de verificar que no existan problemas de compatibilidad, es decir, que no se vea alterada la eficiencia de los productos (Torín, 2010).

2.9.1. Emulsiones y desemulsificantes

Cuando dos fases líquidas inmiscibles se mezclan, se forma una dispersión donde una de las fases estará dividida en forma de gotas en la otra fase (fase continua); cuando el sistema es estable, es decir, cuando en la interfase entre las gotas de la fase dispersa y la fase continua hay un surfactante parcialmente miscible, se dice que el sistema es una emulsión.

En la industria petrolera es común encontrar emulsiones, donde los surfactantes son constituyentes naturales del crudo, como los asfaltenos y resinas tal como se muestran en la Figura 8.

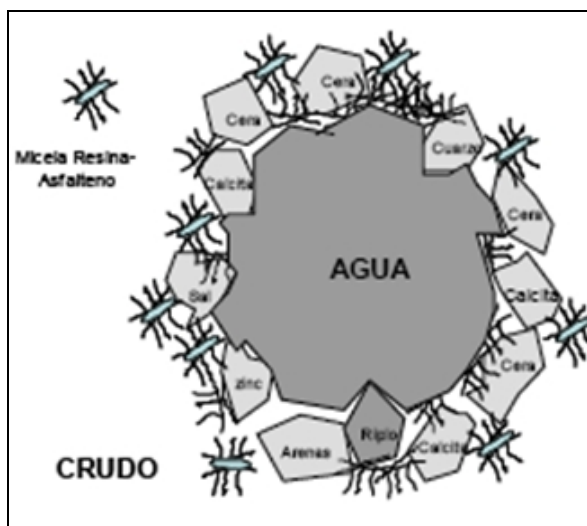


Figura 8. Estabilización de surfactantes

Existen diferentes tipos de emulsiones para los sistemas petróleo –agua, entre ellos: petróleo en agua (o/w), agua en petróleo (w/o) o emulsiones múltiples (o/w/o – w/o/w). Las emulsiones más comunes son las de agua en petróleo o emulsiones regulares, la fase acuosa dispersa es usualmente llamada agua y sedimento (AyS), y la fase continua es petróleo crudo (Figura 9). (Salager, 1993)

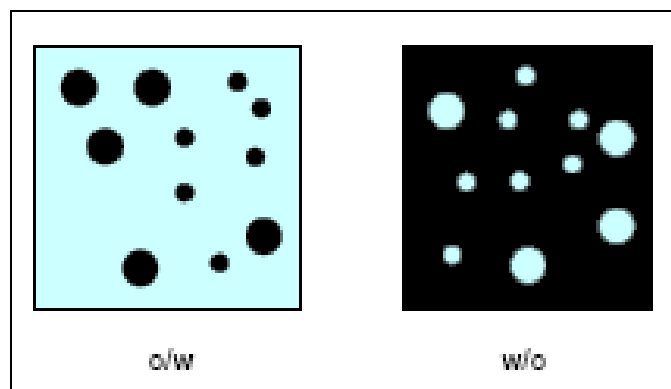


Figura 9. Tipos de Emulsiones

Antes de iniciar el proceso de producción de crudo, las fases del sistema se encuentran en equilibrio y generalmente no hay emulsiones presentes. Sin embargo, al empezar la extracción se provoca una agitación significativa de los fluidos que transitan por la tubería de producción del pozo y por las instalaciones de superficie, gracias a la turbulencia generada y a la presencia de agua, produciendo o favoreciendo la formación de las emulsiones. Dependiendo de la estabilidad de las emulsiones formadas, se requerirán tratamientos químicos desemulsificantes para su rompimiento.

Los desemulsificantes son compuestos de alto peso molecular, comparables a los surfactantes naturales. Además deben ser insolubles en agua y muy solubles en petróleo para que puedan difundirse rápidamente a través de la fase oleosa y alcanzar la interfase en las gotas de agua. Un agente desemulsificante debe ser capaz de producir un desplazamiento del surfactante para que no sea miscible en las dos fases y además debe neutralizar las cargas eléctricas repulsivas entre las gotas dispersas, permitiendo la floculación, y por último promover la coalescencia.

2.9.2. Asfaltenos y dispersantes de asfaltenos

De forma similar a la problemática por precipitación de sólidos inorgánicos, debido a las perturbaciones del equilibrio de fases por cambios en las condiciones de presión y temperatura, así como por la inyección de fluidos para recuperación secundaria y terciaria, es común encontrar en los sistemas de producción y especialmente en la

arena productora, la precipitación de sólidos orgánicos, conformados principalmente por asfaltenos (Delgado, 2006).

Los asfaltenos son hidrocarburos de alto peso molecular con estructuras complejas en las que presentan heteroátomos (nitrógeno, azufre, carbono, hidrógeno y oxígeno), como se indica en la Figura 10.

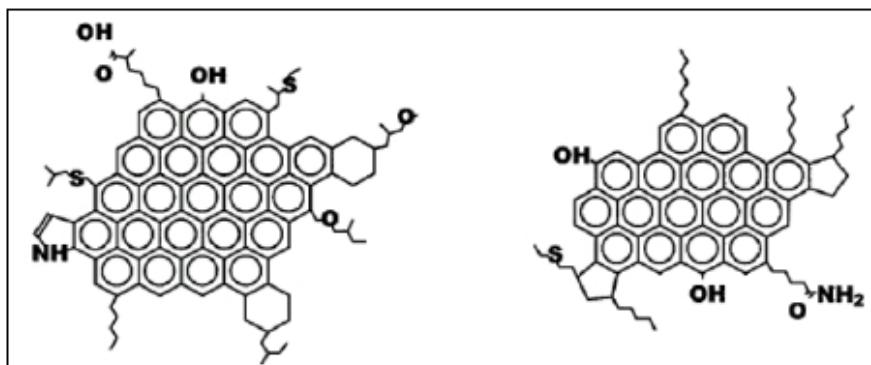


Figura 10. Estructura química de un asfalteno

Se definen como la fracción de crudo que es soluble en hidrocarburos aromáticos como benceno o tolueno e insoluble en alcanos de cadenas livianas como pentano, hexano o heptano. La presencia de estos sólidos produce taponamiento en las líneas de flujo, reducción de la permeabilidad, formación de emulsiones estables e inversión de la humectabilidad en las tuberías de producción, factores que evidentemente provocan una disminución tangible de la producción y pérdidas económicas; es por ello que existen en el mercado diferentes productos que inhiben la floculación y precipitación de asfaltenos.

Un dispersante de asfaltenos es una solución de uno o más surfactantes (aniónicos y/o no-iónicos) disueltos en un solvente hidrocarbonado de carácter aromático. Su función principal es mantener estabilizados a los coloides de asfaltenos, evitando la floculación y posterior precipitación. En el caso de que los asfaltenos ya estén precipitados, su función es promover su redisolución, a través de mecanismos fisicoquímicos propios de agentes dispersantes (Alayon, M., 2004).

2.10. SISTEMAS DE GESTIÓN DEL RIESGO DE INCRUSTACIONES (SGRI)

Siendo la problemática de incrustaciones uno de los aspectos que más afectan el aseguramiento de flujo en la industria de petróleo y gas, es de esperarse que surjan estrategias de mejoramiento continuo enfocadas a la prevención, mitigación y control de las incrustaciones.

Este tipo de estrategias, como en cualquier sistema de gestión, están basadas en el ciclo PHVA (Planificar, Hacer, Verificar, Actuar) o círculo Deming (Figura 11) y permiten el desarrollo de una estructura lógica para el cumplimiento de objetivos cuidadosamente especificados mediante una serie de herramientas que incluyen la optimización de procesos, el enfoque centrado en la gestión y el pensamiento disciplinado (Martínez, 2004).

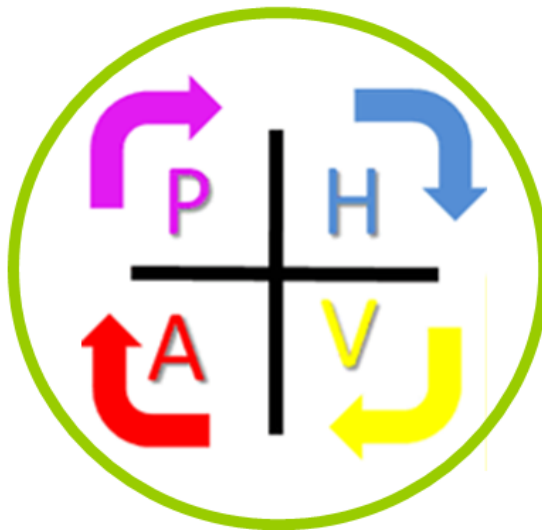


Figura 11. Círculo Deming

Los Sistemas de Gestión del Riesgo de Incrustaciones (SGRI) son una herramienta de gran valor al momento de enfrentar esta problemática. En la Figura 12 se ejemplifica un Sistema de gestión que contempla varias fases de trabajo.

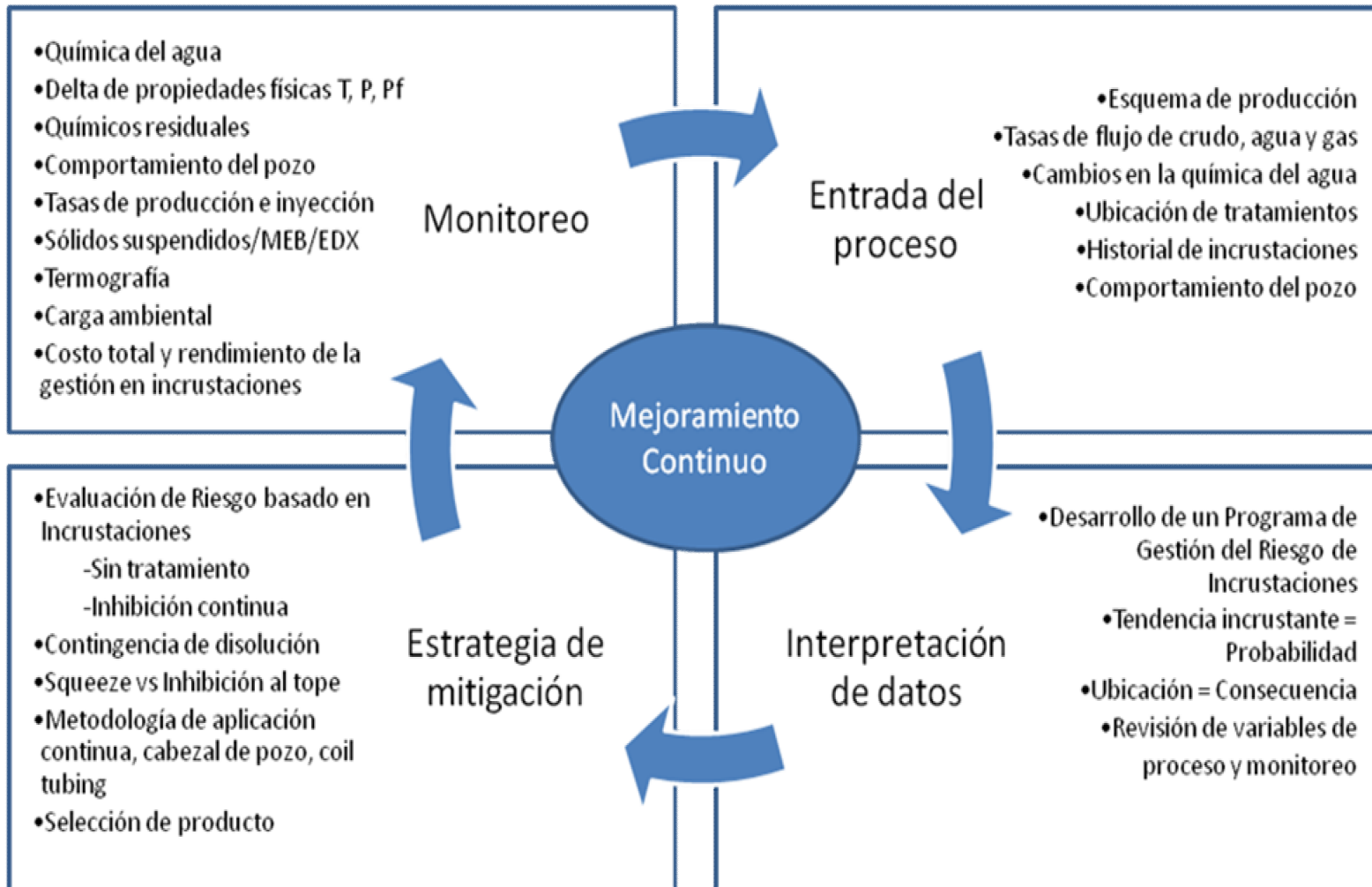


Figura 12. Sistema de Gestión de Riesgo de Incrustaciones (Jordan et al. 2005, Nalco. Parcialmente modificado por el autor)

Tal como sucede en los sistemas de gestión de la calidad, uno de los pilares de un SGRI radica en el establecimiento de deberes y definición de roles para asegurar el cumplimiento de objetivos, esto es posible conseguirlo a través de la creación de mesas de trabajo en las cuales se asegure la participación de los diferentes niveles operacionales y de gerencia comprometidos con el aseguramiento de flujo en toda la cadena de valor de la industria de hidrocarburos. A continuación se presentan de forma generalizada las etapas que contempla un SGRI.

2.10.1. Planificación

En esta primera fase de entrada al proceso se realiza toda la recolección de datos e información para lograr establecer el escenario y comportamiento de los pozos a evaluar. Para investigar la presencia de incrustaciones, se recopila la siguiente información:

- Pruebas de producción (pérdidas de producción).
- Historial de fallas.
- Análisis del corte de agua.
- Presión de cabezal entre diferentes pruebas de producción.
- Cartas de amperaje (sobrecargas y picos).
- Inspección del equipo superficial en la locación.
- Análisis de agua de formación y caracterización de las mismas.

Con esta información se procede a la interpretación, donde se evalúa la tendencia incrustante del pozo a través de los modelos de predicción de incrustaciones y se genera una jerarquización de los pozos dependiendo de su criticidad.

2.10.2. Hacer

En segunda instancia, una vez identificados los pozos con mayor potencial incrustante y las tendencias a la precipitación de las aguas de producción de un campo, se procede a formular la Estrategia de Mitigación que incluye prevención y

control, a través de las herramientas de evaluación de riesgo y evaluando ventajas y desventajas de las distintas opciones de contingencia, con esto se pretende establecer cuál es la metodología óptima de tratamiento dependiendo de las condiciones operacionales.

Estos Sistemas de Gestión aunque permiten controlar la problemática, proveen mejores resultados si se llevan a cabo bajo la filosofía preventiva, dado que una vez formados los centros de nucleación el control de las incrustaciones resulta más complejo; por lo tanto el éxito del SGRI dependerá del establecimiento de una estrategia de mitigación enfocada en la prevención.

2.10.3. Verificar

En la tercera etapa del SGRI se procede a realizar el seguimiento y monitoreo de los pozos tratados, a través de evaluación de la caracterización de las aguas de producción, propiedades fisicoquímicas, tasas de producción e inyección, pruebas de campo, entre otros. Es importante diseñar protocolos de inspección que permitan establecer los avances o dificultades de acuerdo a la estrategia de control seleccionada.

2.10.4. Actuar

Finalmente, de acuerdo a los resultados de la etapa de verificación, es decir la respuesta de los pozos y su tendencia incrustante luego de haber sido sometidos al tratamiento antiincrustante previamente seleccionado, se procede a modificar o mejorar las condiciones de la estrategia de mitigación, para de esta forma corregir cualquier desviación en el SGRI. Una vez finalizada esta etapa, bajo el concepto de mejoramiento continuo, se continúa el ciclo en la etapa de planificación.

Este tipo de estructura brinda un manejo integral y sistemático de la problemática de incrustaciones y se constituye como fundamento para el desarrollo del presente estudio.

2.11. ESTIMACIÓN DE PROPIEDADES

En la fase de planificación del Sistema de Gestión del Riesgo de Incrustaciones, también se plantea la estimación de propiedades como una herramienta que permite establecer un escenario de la problemática de incrustaciones a partir de los datos puntuales de las predicciones realizadas previamente. Bajo este concepto es posible generar tendencias en la formación de incrustaciones de las aguas de producción de los yacimientos e incluso de los campos, a partir del potencial incrustante de los pozos.

Este tipo de estimaciones se realizan a través de la Geostatística, que es definida como la aplicación de la Teoría de Funciones Aleatorias al reconocimiento y estimación de fenómenos naturales, o simplemente el estudio de las variables numéricas distribuidas en el espacio, a través de técnicas matemáticas y estadísticas que permitan estimar valores desconocidos a partir de los conocidos (Cuadro-Gil, 2005).

Las propiedades en un yacimiento, de forma puntual presentan un comportamiento estocástico o aleatorio. Sin embargo a gran escala su comportamiento es estructural, por lo cual se considera que posee un carácter mixto (Figura 13).

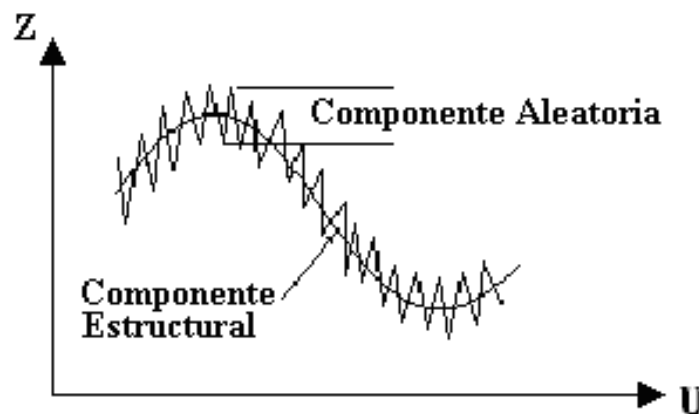


Figura 13. Carácter mixto de una Función Aleatoria.

Es por ello que se pueden representar como funciones aleatorias en la que para cada punto u del espacio se le asocia una variable aleatoria $Z(u)$, es decir una variable que puede adquirir ciertos valores de acuerdo a la distribución de probabilidades (Castaño y Vergara, 2004).

La Geostatística como ciencia aplicada permite la estimación de parámetros basándose en el Análisis Estructural o Estudio Variográfico para determinar los parámetros descriptivos del semivariograma, el cual corresponde a una representación esquemática del comportamiento respecto a la varianza de la data disponible (Díaz y Casar, 2009).

Básicamente se requiere estimar el valor de una variable regionalizada en una posición (u) donde no se conoce el valor verdadero, partiendo de los puntos en los cuales se tiene información de determinada propiedad y su respectiva posición en el yacimiento.

Uno de los métodos que permite hacer dicha estimación teniendo en cuenta el análisis estructural de los datos disponibles y guiándose según los criterios de estacionaridad y varianza mínima es el Krigeaje o Krigging. Existen dos tipos de Krigeaje: simple y ordinario.

En el Krigeaje simple se tiene como objetivo la minimización de la varianza, teniendo en cuenta el variograma y conociendo la media de los datos a analizar. Las ecuaciones que describen este método se presentan a continuación.

Sistema de Krigeaje simple

$$\sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} C(u_{\alpha} - u_{\beta}) = C(u_{\alpha} - u_0) \quad \forall \alpha = 1, \dots, n. \quad \text{Ecuación 29.}$$

Ponderadores

$$[\lambda_{\beta}] = [C(u_{\alpha} - u_{\beta})]^{-1} [C(u_{\alpha} - u_0)]. \quad \text{Ecuación 30.}$$

Varianza de estimación

$$\sigma_{KS}^2(u_0) = C(\mathbf{0}) - \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} C(u_{\alpha} - u_0) \quad \text{Ecuación 31.}$$

Normalmente cuando se realizan estimaciones de propiedades en yacimiento no se conoce el valor de la media, por lo tanto no es posible utilizar el método de Krigeaje simple, es allí cuando se emplea el Krigeaje ordinario. La nueva condición que debe tenerse en cuenta para la estimación bajo el Krigeaje ordinario es que el sistema sea insesgado, lo cual se cumple haciendo que la esperanza del error de estimación sea nula. Las ecuaciones según éste método son:

Sistema de Krigeaje ordinario

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial \lambda_{\alpha}} = 0 : \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} C(u_{\alpha} - u_{\beta}) - \mu = C(u_{\alpha} - u_0) & \forall \alpha = 1 \dots n \\ \frac{\partial}{\partial \mu} = 0 : \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} = 1 \end{cases} \quad \text{Ecuación 32.}$$

Varianza del Krigeaje

$$\sigma_{KO}^2(u_0) = \sigma^2 - \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} C(u_{\alpha} - u_0) + \mu \quad \text{Ecuación 33.}$$

Los resultados de la aplicación del Krigeaje pueden representarse a través de mapas de tendencia, por medio de programas de visualización de propiedades de yacimientos.

En el Anexo 2 se presenta de forma detallada el concepto de Análisis Estructural y las deducciones de los métodos de Krigeaje.

2.12. ANÁLISIS DE CRITICIDAD (Duplat, 2002)

La precipitación de la calcita se ve afectada por un número de variables independientes, las cuales al encontrar un estado óptimo entre sí facilitan la formación del compuesto y generan un estado de afección en el medio. El índice de saturación del agua aunque resulta ser uno de los aspectos con mayor influencia sobre el fenómeno de precipitación, hace parte de un grupo de variables que en conjunto son las que determinan la formación de incrustaciones.

Para relacionar todas estas variables que promueven la precipitación de sólidos en sistemas de flujo, se propone el uso de una herramienta conocida como “Análisis de Criticidad” enfocada a la Gestión del Riesgo de Incrustaciones.

Un Análisis de Criticidad es un método simple de clasificación de los pozos, en una matriz que permite jerarquizarlos de acuerdo a su nivel de criticidad (críticos, semi-críticos y no críticos) y establecer la prioridad de aplicación de los tratamientos anti incrustantes.

La criticidad de un pozo se define como:

$$C = F * TI \quad \text{Ecuación 34.}$$

Donde,

C; Criticidad.

F; Frecuencia de Fallas.

TI; Tendencia Incrustante.

A su vez la tendencia incrustante viene dada por la siguiente ecuación;

$$TI = (A * IS) + (B * MP) + (C * \Delta P) \quad \text{Ecuación 35.}$$

Donde;

IS: Índice de saturación.

MP: Masa a precipitar.

P: Caída de presión.

A, B, C: Ponderadores.

2.13.ANTECEDENTES

Duplat, S. et al. (2001). **“CARACTERIZACIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DE DIFERENTES CAMPOS PERTENECIENTES A LA UE BARINAS”**. Informe Técnico - PDVSA Intevep.

Se evaluaron los índices de saturación de las aguas en pozos pertenecientes a los campos Hato, Mingo, Sinco, y a nivel de las estaciones Mingo, Sinco, Silvan, Palmita y Silvestre, donde se realizó el análisis bacteriológico de las aguas.

Los resultados indicaron que las aguas pertenecientes a los campos Hato, Sinco, Silvan y Silvestre presentan una fuerte tendencia incrustante (respecto a la calcita); y para los campos Mingo y Palmita, el agua es ligeramente incrustante. Se concluye que los problemas de incrustaciones son más severos a nivel de fondo de pozo, donde las temperaturas son elevadas.

Los análisis bacteriológicos revelaron una alta población de bacterias sulfato reductoras, productoras de ácido y aerobias totales, grupos asociadas a fenómenos de corrosión microbiana.

Duplat, S. et al (2002). **“EVALUACIÓN DE LA PROBLEMÁTICA DE FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES EN LA UEY FURRIAL (CAMPO FURRIAL ESTE Y PLANTA DESHIDRATACIÓN JUSEPÍN)”**. Informe Técnico - PDVSA Intevep.

Se realizaron estimaciones de la tendencia incrustante del agua en los pozos del campo Furrial Este y en la planta Deshidratación Jusepín. Se jerarquizaron los pozos según su nivel de criticidad en no-críticos, semi-críticos y críticos, tomando en cuenta los diversos factores que afectan la tendencia incrustante de un sistema (índices de saturación, masa potencial a precipitar y caída de presión) y la ocurrencia de fallas de cada pozo.

Se encontró que cinco pozos presentaron un nivel crítico de incrustación, doce se caracterizaron como semi-críticos y cuarenta y cinco pozos como no críticos, los cuales incluyeron los pozos cuya producción actual de agua es igual a cero o menor a tres barriles de agua por día. Éste análisis permitió resaltar los pozos problema candidatos a las pruebas con métodos de prevención de incrustaciones: físicos (tratamiento magnético) o químicos (inhibidores de incrustaciones).

Medina, J. (2008). **“EVALUACIÓN DE LOS FACTORES QUE INFLUYEN EN LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES EN LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO SANTA ROSA, ÁREA MAYOR ANACO ESTE (AMA ESTE)”**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela – PDVSA.

En este trabajo se evaluaron los factores que provocan la formación de incrustaciones minerales durante la producción de gas y crudo, del Campo Santa Rosa. De igual forma se generó un procedimiento de predicción cualitativa que permitió inferir la mayor o menor tendencia de un pozo en particular a presentar problemas de incrustaciones y se propuso un plan preventivo para el control de la problemática y/o para impedir la aparición de estos depósitos minerales en los pozos productores del campo. La investigación se llevó a cabo mediante registros históricos de presión, temperatura y producción del pozo; a su vez, se realizaron análisis fisicoquímicos a diferentes muestras de agua recolectadas a nivel de cabezal de pozo; con lo cual, a través del cálculo del índice de saturación, se obtiene la tendencia incrustante o corrosiva de dicha agua.

Con el estudio se confirmó la existencia de un problema de corrosión aunado a la formación de incrustaciones del tipo carbonato de calcio en el fondo de la tubería, donde las condiciones de presión y temperatura son más altas. Se resuelve también que los accesorios y configuración mecánica del pozo son factores secundarios influyentes en la aparición de depósitos minerales en la tubería, mientras que la calidad del agua y condiciones de presión y temperatura son factores primarios.

Medina, L. Zea, L. (2008). “**DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS FÍSICO-QUÍMICOS QUE FAVORECEN LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES EN SUPERFICIES DE HIERRO, SIMULANDO EL COMPORTAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN**”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.

Se realizó un completo análisis sobre los parámetros físico-químicos que favorecen la formación de incrustaciones en superficies de hierro, simulando las aguas de producción y realizando ensayos en un sistema de incrustación que opera a condiciones de flujo continuo.

Se llevaron a cabo pruebas de incrustaciones variando las siguientes propiedades en el sistema: pH, conductividad, flujo y temperatura; realizándose análisis de dureza del agua para la cuantificación de la cantidad de iones calcio presentes al inicio y final de cada prueba; análisis gravimétricos para el establecimiento del porcentaje de incrustación ganado por las muestras y observaciones de microscopía óptica con la finalidad de estudiar la adherencia de los cristales a la superficie de hierro .

Entre las conclusiones más relevantes, está la determinación de los parámetros que favorecen la formación de incrustaciones en condiciones de flujo continuo: flujos poco turbulentos, valores de pH elevados, temperaturas altas del sistema y presencia de sales en las aguas sintéticas utilizadas.

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 – PDVSA Intevep

El objetivo de la investigación fue evaluar la aplicabilidad de tecnologías no convencionales de inhibición de incrustaciones basadas en el uso de polisacáridos provenientes del gel de *Aloe vera*. Con este fin, se estudiaron las características

físicas y químicas de diferentes geles de *Aloe vera*, para identificar el rango de aplicación de dichos compuestos como supresores del fenómeno de incrustaciones.

Así mismo, se estableció que el mecanismo de acción para la inhibición del fenómeno de incrustaciones empleado por los polisacáridos presentes en el *Aloe vera*, está descrito por el modelo caja de huevo donde ocurre una modificación de la morfología de los cristales.

Finalmente se determinó la tendencia incrustante en aguas de producción provenientes de los Distritos (Occidente, Oriente y Centro Sur), donde el producto presentó eficiencias de moderada a altas, seleccionándose para la prueba de campo el pozo de la División Centro Sur, llevando a cabo una evaluación durante 50 días, obteniendo resultados satisfactorios, comprobando que el gel de *Aloe vera* 200X es más apto para la formulación del inhibidor de incrustaciones

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 – PDVSA Intevep.

Se llevó a cabo el estudio de la factibilidad técnica para la formulación, manufactura y aplicación de un nuevo proceso industrial de un inhibidor de incrustaciones no convencional a base de polisacáridos, incluyendo el uso de la hoja entera (corteza) y del acíbar generándose el inhibidor de incrustaciones a base de *Aloe vera* grado industrial (Viloria et al. 2010).

Para la obtención de la materia prima de este inhibidor fueron desarrollados tres esquemas de proceso: el primero consiste en una línea convencional donde se excluyen una serie de etapas que le confieren al producto un grado de pureza necesaria para el consumo humano (escenario 1), en el segundo fue considerado un

tratamiento térmico (escenario 2) y finalmente en el último se empleó un tratamiento enzimático (escenario 3).

Se realizaron ensayos a escala banco donde se evaluaron las aguas de producción del estado Barinas y Monagas, alcanzando la mayor eficiencia alcanzada con el producto concentrado hoja entera del escenario 3, con valores de 90 % y 92%, respectivamente. En este sentido, la formulación óptima seleccionada para el inhibidor de incrustaciones a base de polisacáridos del *Aloe vera* grado industrial, corresponde al producto concentrado del escenario 3.

Dentro de este estudio se desarrolló un protocolo de prueba para la aplicación y evaluación del inhibidor de incrustaciones en las instalaciones de subsuelo y superficie de la industria petrolera, con el fin de facilitar la implementación de pruebas de campo dicho protocolo y que se utiliza como insumo dentro del presente estudio.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLOGICO

3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

En este capítulo se presenta la metodología empleada para el cumplimiento de los objetivos planteados. Este estudio se constituye por dos componentes fundamentales de la investigación: documental y experimental.

En la fase de investigación documental se seleccionó y analizó la información (artículos científicos, revistas técnicas, normas y trabajos) que contiene datos de interés relacionados con la problemática de la formación de incrustaciones en la industria del petróleo y gas, estableciendo así un marco referencial para el estudio propuesto.

De igual forma, se describió la investigación experimental, presentando los procedimientos y equipo experimental que permiten la evaluación de los procesos de formación e inhibición de incrustaciones y la incidencia de éstos en los demás tratamientos químicos usados para el aseguramiento de flujo en instalaciones primarias de producción de gas y petróleo.

3.2. ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

El alcance de la investigación viene dado por los objetivos propuestos. De forma general, se planteó una primera fase de planificación donde se realizó la recolección de la información que permita evaluar la problemática de incrustaciones en campo, a través de la consulta a bases de datos con las cuales se determinaron las condiciones operacionales de los campos y los antecedentes en cuanto a la formación de incrustaciones. Consecuentemente, se determinaron la tendencia incrustante, a través del cálculo del índice de saturación, de las zonas seleccionadas en la primera fase. Con los resultados obtenidos y la implementación de herramientas de análisis se establecieron criterios de jerarquización y selección de pozos candidatos a ser intervenidos por medio de estrategias de control de las incrustaciones. Finalmente, se

propuso una estructura o modelo para un Sistema de Gestión del Riesgo de Incrustaciones y su implementación a través de un caso de estudio.

3.3. INVESTIGACIÓN BASADA EN PROCESOS

Para dar cumplimiento a los objetivos y alcance establecidos, se aplicaron los conceptos y lineamientos asociadas con una investigación basada en procesos (Covenin – ISO 9001:2000), a través de la adquisición, manejo y análisis de la información. Bajo este enfoque se considera que una investigación es análoga a una organización y que para que ésta funcione de manera eficaz, se deben identificar y gestionar diversas actividades que se relacionan entre sí. Además una actividad en la que se produce la transformación de recursos en resultados es a su vez equivalente a un proceso.

De acuerdo con estas premisas fue posible estructurar la investigación a través de un Mapa de Procesos, en donde se representó de manera gráfica el sistema de procesos de la investigación, junto con la identificación e interacciones de éstos, así como su gestión.

En la Figura 14 se describe el Mapa de Procesos elaborado con miras a dar respuesta a los objetivos planteados para el desarrollo de la presente investigación.

3.4. ENTRADAS

El proceso general de la investigación se inició con el planteamiento de los objetivos que delimitan el alcance de la misma. De igual forma, se parte de información básica que será enriquecida a lo largo del estudio, entre la que se incluye:

- Data de producción e información operacional básica.
- Problemática de incrustaciones.
- Caracterización de aguas.

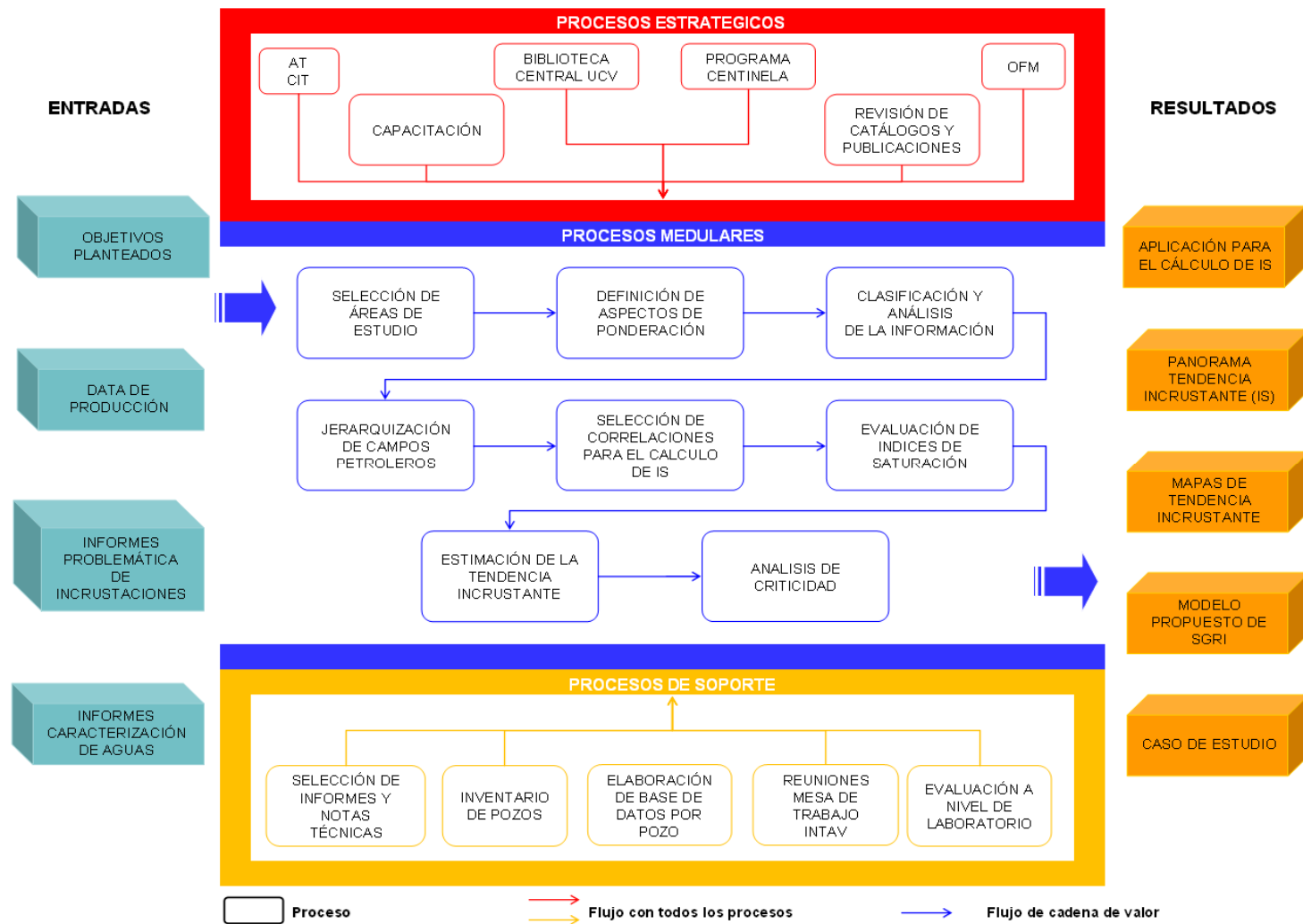


Figura 14. Mapa de Procesos para la investigación propuesta

3.5. PROCESOS ESTRATÉGICOS

Constituidos especialmente por las fuentes de información disponible que contribuyen a aportar datos, en principio sobre caracterización de aguas de formación y producción en diferentes campos del país y de los procedimientos llevados a cabo para capturar dicha información, especialmente las jornadas de capacitación para el manejo de los catálogos de búsqueda y los programas Centinela Pozo y OFM (Slb, Schlumberger) y la revisión de catálogos y publicaciones. Fueron identificadas y consultadas las siguientes bases de datos:

- Archivo Técnico PDVSA-Intevep (AT).
- Centro de Información Técnica (CIT) y RIPPET (Red de Información Petrolera y Petroquímica).
- Sistema Centinela Pozo (Software de manejo de datos de producción).
- Sistema OilField Manager (OFM). (Análisis de producción de pozos y yacimientos).
- Bibliotecas Central y de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela.

3.6. PROCESOS MEDULARES

Los productos y resultados se consiguen gracias a la implementación de los procesos medulares, que transforman los datos de entrada en resultados y en últimas dan respuesta a los objetivos propuestos. A continuación se listan los procesos o actividades fundamentales desarrollados dentro de la investigación.

- Revisión de catálogos y publicaciones en las bases de datos identificadas.
- Selección de áreas de estudio.
- Clasificación y análisis de la información.
- Jerarquización de campos petroleros.
- Selección de correlaciones para el cálculo del índice de saturación.

3.6.1. Evaluación de índices de saturación.

El índice de saturación indica si el sistema evaluado posee o no características incrustantes y es una medida de la agresividad del mismo; se puede calcular según los modelos matemáticos indicados en el marco teórico (Índice de Saturación de Langelier, Índice de Estabilidad de Ryznar, Índice de Incrustación de Puckorius, Índice de Stiff-Davis, Índice de Oddo-Tomson). Para cada sistema evaluado, se requiere determinar el modelo que mejor se ajuste a las características que presenta el agua de formación y a las condiciones de operación.

La evaluación de los índices de saturación se realizó a través de una hoja de Excel® programada con lenguaje Visual Basic, que contiene las ecuaciones presentadas en el marco teórico, la programación se realiza de tal forma que es posible obtener los índices de saturación con la información disponible, como lo es pH, concentración de calcio y bicarbonato como ppm CaCO₃, sólidos totales disueltos y temperatura.

El programa ScaleCorr 6.0 de Champion Technologies es otra herramienta empleada para el cálculo puntual del índice de saturación según las ecuaciones de Oddo-Tomson, donde es requerido una mayor cantidad de información que incluye presión, fuerza iónica, presión parcial de dióxido de carbono, millones de pie cúbico diario de gas, barriles producidos diariamente de petróleo y agua.

De igual forma, se utilizó el Programa Predictivo de Incrustaciones, que permitió determinar los índices de saturación según los modelos de Langelier, Ryznar, Puckorius, Stiff y Davis y Oddo-Tomson a temperatura ambiente. Este programa fue desarrollado por la Universidad Central de Venezuela en el trabajo especial de grado “Modelado de métodos predictivos de formación de incrustaciones en tuberías con flujo de agua de producción” (Ortega, 2010), bajo la misma plataforma de Microsoft.

Dentro de la evaluación se procedió a realizar el análisis de los resultados del índice de saturación, con lo que se establecieron similitudes en el comportamiento y características del agua para cada campo.

3.6.2. Mapa de Tendencia y Análisis de criticidad

A partir de las predicciones del potencial incrustante proporcionadas por los índices de saturación, se llevó a cabo la selección de pozos con riesgo de formación de incrustaciones, a través de los mapas de tendencia y del análisis de criticidad.

En la Figura 15 se presenta el esquema metodológico para llevar a cabo el análisis de criticidad y la estimación de la tendencia incrustante, que tendrá como resultado la identificación de pozos críticos candidatos a ser intervenidos por medio de estrategias de control de las incrustaciones. Esta metodología ha sido seccionada en cuatro fases.

La primera fase representa los procesos de recopilación de información en los diferentes centros de información ya indicados.

La segunda fase se refiere a la construcción de una base de datos para el manejo de la información recopilada y la determinación del índice de saturación de las aguas asociadas a los pozos pertenecientes a las áreas estudiadas, posteriormente se realiza la depuración de la información de acuerdo con el nivel de información que se maneje, seleccionando los campos de mayor tendencia a la formación de incrustaciones.

En la tercera fase se procedió al desarrollo de las herramientas para el análisis del riesgo por incrustaciones, por medio del mapa de tendencia incrustante y la matriz de criticidad, que se explican a continuación.

Estimación de tendencia

La elaboración del mapa de tendencia se realizó a través de la estimación de propiedades, utilizando como herramienta principal el programa GEOSTRESS[®].

Este programa es una herramienta desarrollada por PDVSA- Intevep, que permite la visualización de imágenes a color generadas de forma estocástica que representan propiedades de yacimiento, información estructural y fronteras de yacimiento (González, 2002).

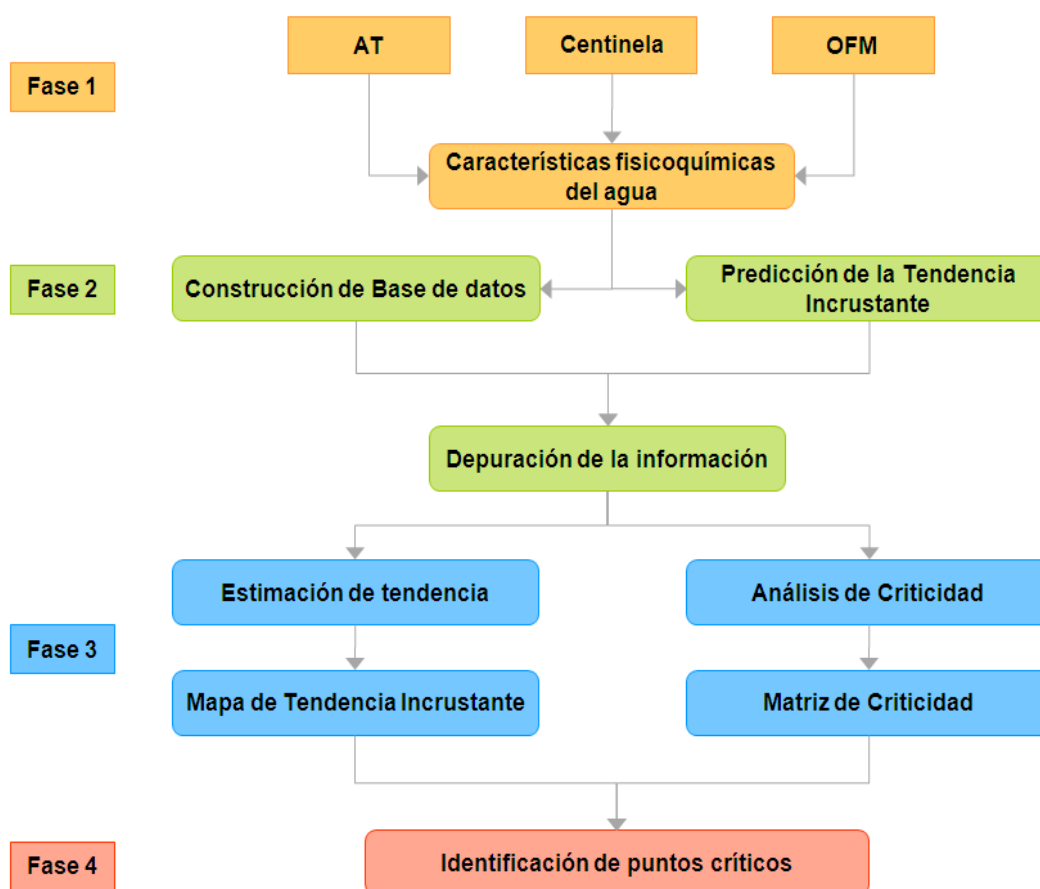


Figura 15. Selección de Pozos con Tendencia Incrustante

El programa se conforma por varios módulos, entre ellos los módulos de Petrofísica y Sedimentología, Estimación y Mapeo, Geomecánica, Volumetría, entre otros. Particularmente, se utilizó el módulo de Estimación y Mapeo para el análisis de la base de datos, subsecuentemente la validación y depuración de la misma, luego se llevó a cabo los cálculos geostadísticos, es decir la etapa del modelaje propiamente dicho de las propiedades del yacimiento, que a su vez son los datos de ingreso a la última etapa donde se construyeron los mapas y mallas de isopropiedades.

El módulo de Estimación y Mapeo utiliza el método de “Krigging Ordinario” con un variograma esférico, para estimar a partir de una muestra de puntos, ya sean regular o irregularmente distribuidos, los valores de aquellos sitios donde no hay información, sin sesgo y con una varianza mínima conocida.

Los métodos “geoestadísticos” combinan la configuración geométrica de los datos con la cantidad de información que acarrearán, a través de las herramientas de análisis estructural (espacial) que consideran efectos tales como la anisotropía existente, redundancia entre los datos y cercanía de éstos al punto a estimar.

El programa requiere como datos de entrada la lista de pozos del campo a visualizarse en el mapa, las respectivas coordenadas UTM (Sistema de Coordenadas Universal Transversal de Mercator) (X,Y) y la propiedad a estimar, es decir el índice de saturación. Esta información se ingresa a través de un archivo de extensión .result o ASCII (Código Estadounidense Estándar para el Intercambio de Información) que se pueden crear a través de un editor de texto.

Para los pozos donde se desea realizar la estimación del índice de saturación, el lenguaje del programa exige que se ingrese un valor de -0,0999, de esta forma reconoce que es un pozo que no tiene un dato puntual de la propiedad y procede a generar el cálculo, para cualquier otro valor el programa lo registra como un dato puntual de la propiedad y lo usa como información para la estimación de los pozos aledaños que no tengan valor.

Debido a que el programa se enfoca en la estimación de propiedades de yacimiento que son siempre valores positivos, el método de estimación no reconoce los valores negativos. Por esto surge la necesidad de modificar el ingreso de los datos de índice de saturación, dado que dentro de su interpretación se encuentra un rango de valores menores a cero que indican la insaturación del agua.

Esto se resuelve adjudicando un valor de cero al dato más negativo del índice de saturación y sumando este valor a los demás índices, de esta forma se garantiza que toda la data ingresada posea valores positivos y que el programa tenga en cuenta todos los valores en la estimación.

Un ejemplo del tipo de mapas producidos por estimación de propiedades en el programa GEOSTRESS[®] se presenta en la siguiente figura (Figura 16).

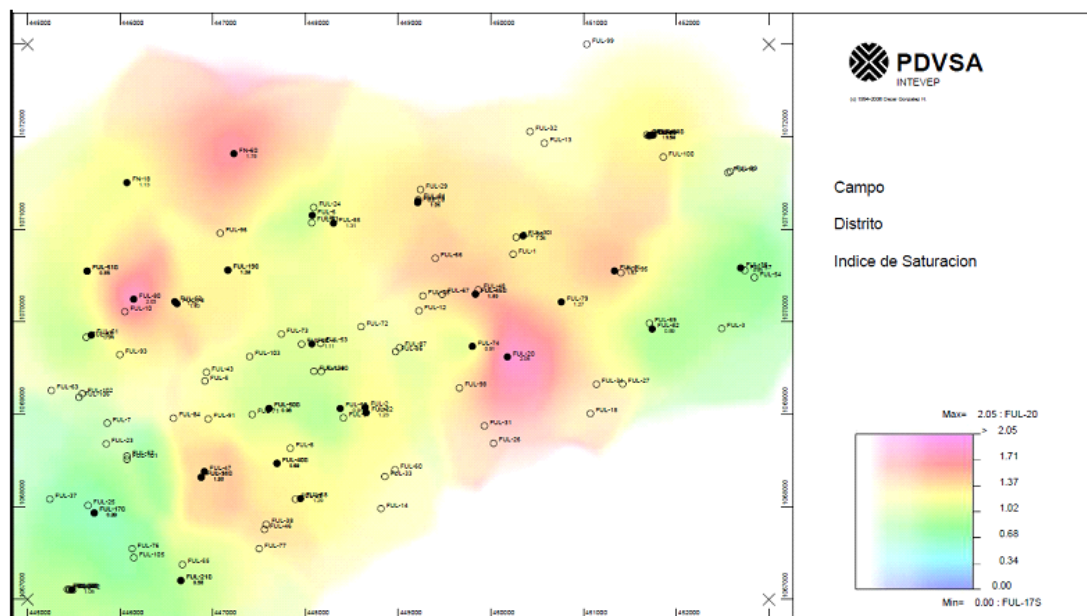


Figura 16. Mapa de Tendencias

Una vez realizada la estimación, el programa produce un mapa, que consisten en un arreglo rectangular de pixeles a los que se les atribuyen colores que representan la magnitud de la propiedad en la posición del píxel, esta variación de colores representa la tendencia incrustante basada en el índice de saturación, en diversas zonas del campo en las que se hayan incluido pozos, donde los pozos con data conocida se representa como puntos de color negro.

La magnitud de la propiedad estimada se representa por el tinte del color (frío (azul) a caliente (rojo) o viceversa), mientras que la incertidumbre en la estimación se representa por la palidez del color. Es decir, que es posible representar con un color rojo altos valores de una propiedad, sin embargo un rojo intenso y saturado representa tanto altos valores como alta confiabilidad (baja varianza), mientras que un rojo pálido y saturado indica altos valores de la propiedad pero con baja confiabilidad (alta varianza). Con lo anterior, se logra visualizar simultáneamente la propiedad estimada y la incertidumbre en el mismo mapa.

Es importante mencionar que las áreas en blanco que aparecen en el mapa de tendencia indican el máximo nivel de incertidumbre por la ausencia de datos, lo cual

proviene bien sea por falta de información en el área correspondiente o por considerar que las estimaciones basadas en los valores de los pozos vecinos no son confiables por estar muy alejados.

Análisis de Criticidad

En cuanto a la matriz de criticidad, ésta se desarrolló implementando la metodología del análisis de criticidad, la cual permitió establecer la jerarquía o priorizar los pozos, de acuerdo a su impacto global en la producción, su frecuencia de fallas y su tendencia incrustante, creando una estructura que facilita la toma de decisiones y permite dirigir esfuerzos hacia puntos críticos y donde sea más importante y necesario evaluar y controlar la problemática de formación de incrustaciones.

Inicialmente, se requirió la definición de los criterios o parámetros de criticidad, es decir que se identificaron aquellas variables que inciden sobre la tendencia incrustante de los pozos y se adjudicaron valores para la ponderación y clasificación de los mismos.

Una matriz de criticidad como la presentada en la Figura 17, es el producto final del análisis de criticidad, donde es fácil identificar los pozos no críticos, semi críticos y críticos.

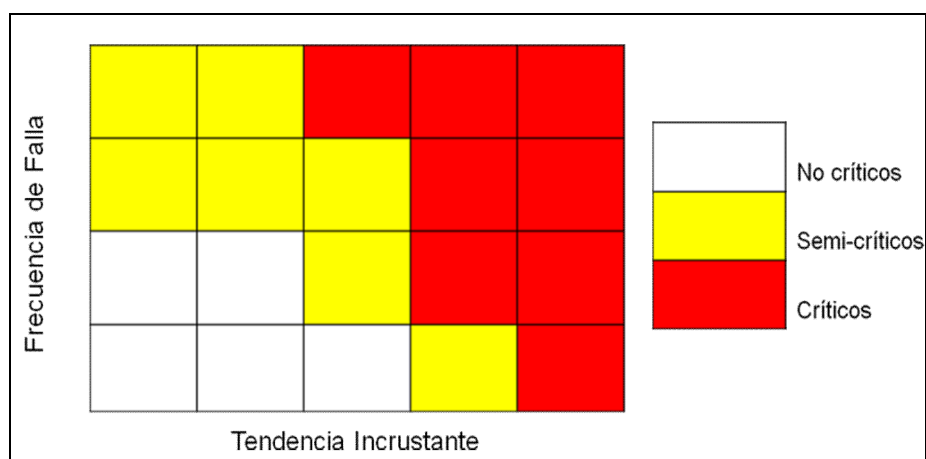


Figura 17. Ejemplo de una matriz de criticidad (Duplat, 2002)

La matriz de criticidad resulta ser una herramienta visual para la elección de los pozos con la problemática más grave de incrustaciones que tiene como principal aporte la inclusión de los factores críticos que rigen el fenómeno de formación de incrustaciones.

Las herramientas de estimación y análisis de criticidad pueden ser usadas conjuntamente o por separado, dependiendo del nivel de rigurosidad que se desee en la selección de pozos.

Finalmente, en la cuarta fase se realizó el análisis de los productos derivados de la estimación de tendencia y del análisis de criticidad, para escoger el pozo o los pozos que requieren la implementación de una estrategia de control de incrustaciones.

3.7. PROCESOS DE APOYO

Se diferencian de los procesos medulares en que de los procesos de apoyo o soporte no se obtienen resultados respecto a los objetivos planteados, pero son aquellos que soportan la ejecución de los procesos medulares, es decir que su producto o resultado es recibido por otro proceso para contribuir con su desarrollo (Rodríguez, 2010); entre ellos se encuentran:

- Selección de informes y notas técnicas.
- Inventario de pozos.
- Elaboración de base de datos por pozo.
- Reuniones con la mesa de trabajo de INTAVTM.
- Evaluación a nivel de Laboratorio: Evaluación de la formación de incrustaciones y eficiencia de inhibidores y pruebas de compatibilidad entre tratamientos químicos.

Los procedimientos experimentales asociados a las pruebas para la evaluación a nivel de laboratorio se describen en el Anexo 3.

3.8. RESULTADOS FINALES

Son todas aquellas salidas o productos que dan respuesta a los objetivos de la investigación, a través del desarrollo de los procesos medulares, regidos por los procesos estratégicos y apoyados por los procesos de soporte.

Los resultados obtenidos comprendieron:

- Diagnóstico de la problemática incrustante a partir de la información disponible.
- Potencial incrustante según el Índice de Saturación.
- Mapas de Tendencia Incrustante según el índice de saturación.
- Modelo propuesto del Sistema de Gestión del Riesgo Incrustante.
- Caso de Estudio.

CAPÍTULO IV RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos con relación a los objetivos planteados para este trabajo de investigación y se discuten los diferentes aportes productos de los mismos.

4.1. DIAGNÓSTICO DE LA PROBLEMÁTICA DE FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES A PARTIR DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE.

4.1.1. Selección y descripción de las áreas de estudio

El primer paso considerado es la definición del área de estudio; por ello se procedió a realizar una selección de los campos a nivel nacional que según la información recopilada tuvieran la mayor cantidad de reportes concernientes a temas como caracterización de aguas y problemas de incrustaciones. En el Anexo 4 se presentan todas las referencias consultadas y que sirvieron como base para realizar la elección de las áreas de estudio. La selección tuvo en cuenta aspectos tales como estudios previos realizados en el campo, cantidad de información disponible de los pozos y de los campos y calidad de la información.

Las principales fuentes de información en esta primera fase del estudio fueron el Archivo Técnico y el Centro de Información Técnica (CIT) de PDVSA Intevep y la biblioteca de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela. Del Archivo Técnico y del CIT fueron consultados diferentes documentos técnicos en los cuales se reporta data correspondiente a la caracterización de aguas de formación y producción y a su vez estudios de formación de incrustaciones. La búsqueda y posterior selección arrojó un total de 37 informes técnicos, 23 notas técnicas y 3 trabajos especiales de grado, referentes a 11 campos, distribuidos según la división operacional a la que pertenecen de la forma indicada en la Figura 18.

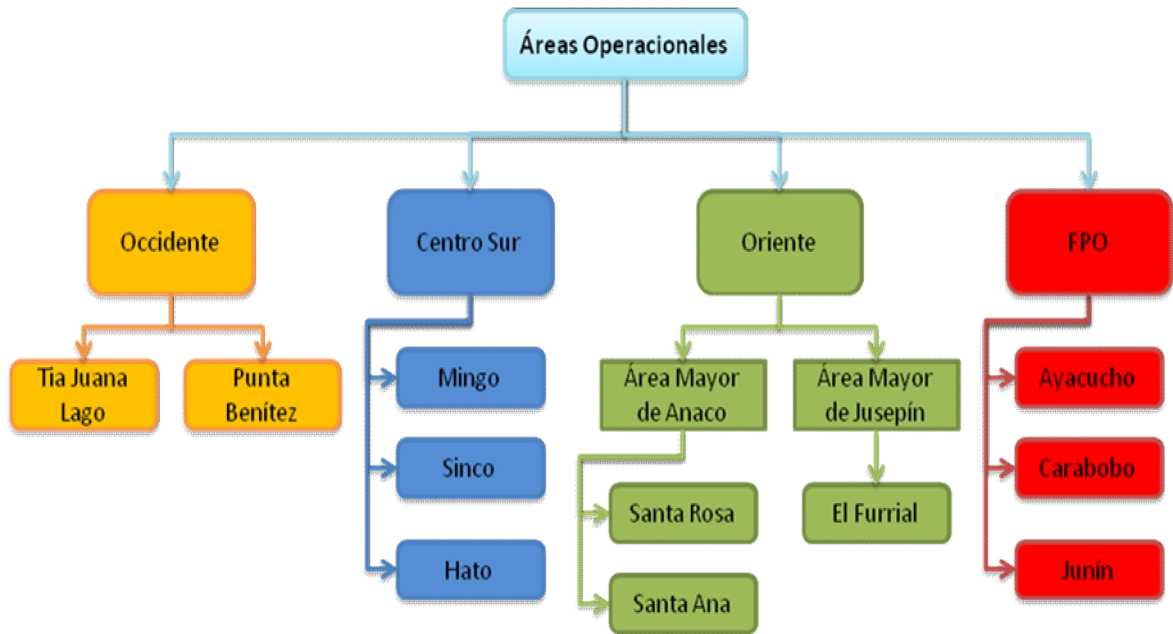


Figura 18. Áreas de estudio

La Figura 19, muestra la distribución equitativa de los campos en las áreas operacionales, habiéndose seleccionado dos campos en la División Occidente y tres campos para cada una de las Divisiones Centro-Sur y Oriente y la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).

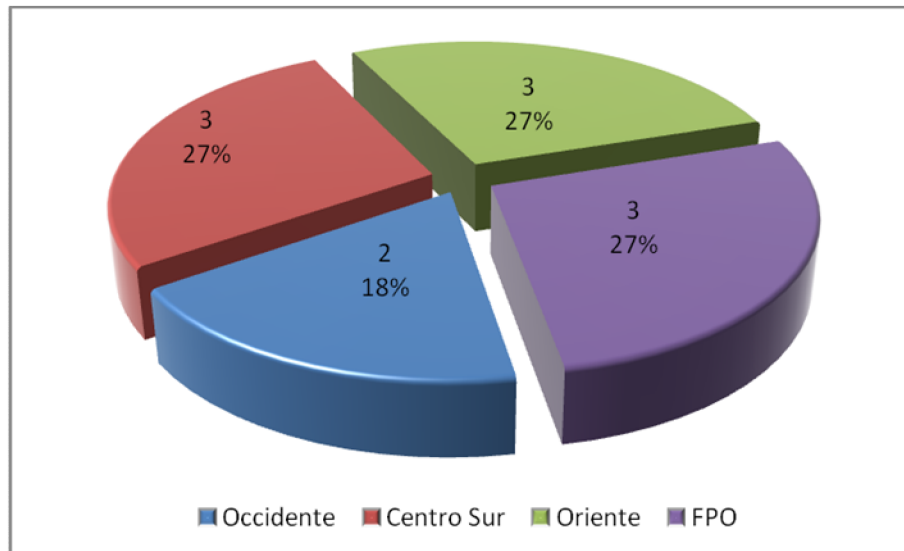


Figura 19. Proporción de campos seleccionados por división

En la Figura 20 se muestran los campos que fueron objeto de estudio y su ubicación aproximada en la geografía nacional.

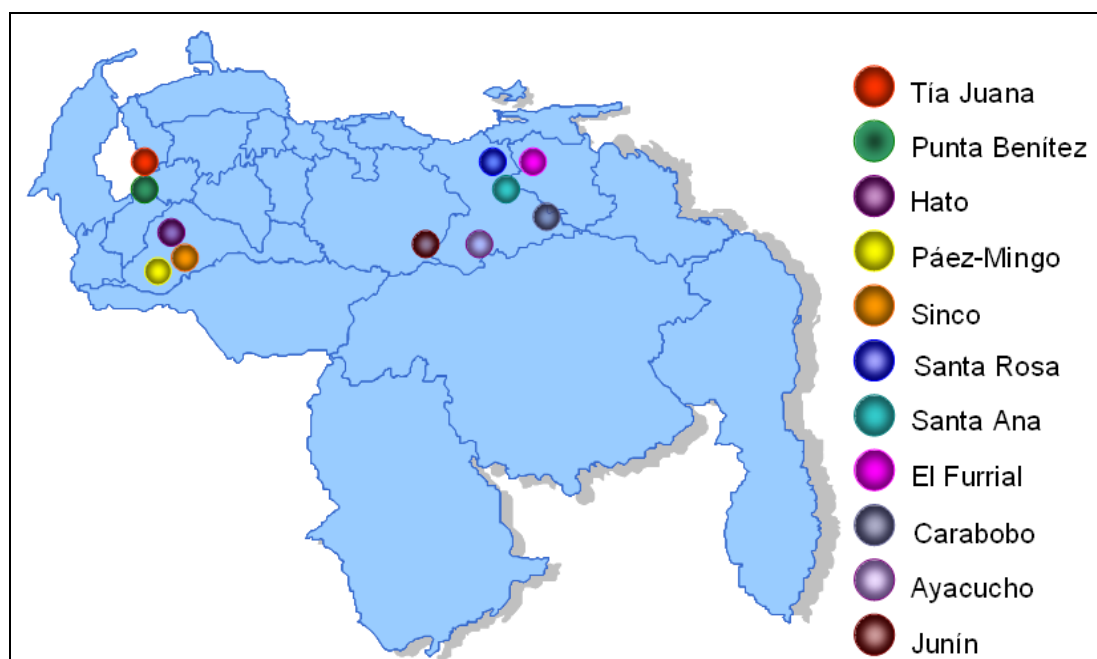


Figura 20. Ubicación de los campos de estudio

La descripción de cada uno de los campos seleccionados, que comprende información de los yacimientos, métodos de producción y ubicación geográfica, se presenta en el Anexo 5.

4.1.2. Inventario de pozos evaluados

La cantidad de pozos evaluados en el presente estudio, está directamente relacionada con la información extraída de la documentación técnica consultada. Una de las principales limitantes es que se requiere conocer la caracterización del agua de producción del pozo. Sin las concentraciones de las especies presentes en el agua, especialmente $[\text{HCO}_3^-]$ y $[\text{Ca}^{+2}]$, no es posible determinar su tendencia incrustante.

A continuación, se presentan los once campos seleccionados y los pozos asociados a los mismos.

Tabla 4. Número de pozos evaluados

Campo/Área	# Pozos
Tía Juana	4
Punta Benítez	12
Páez-Mingo	18
Sinco	16
Hato	4
Santa Rosa	7
Santa Ana	7
El Furrial	45
Junín	5
Carabobo	10
Ayacucho	8
Total de pozos estudiados	136

En total se incluyeron en el estudio 136 pozos ubicados en diferentes campos que abarcan todas las divisiones operacionales de PDVSA. La Figura 21 representa la distribución de los pozos y campos de acuerdo a la División Operacional a la que pertenecen.

Para la División Occidente se obtuvo datos de caracterización del agua de 16 pozos de los campos Tía Juana y Punta Benítez, pertenecientes al yacimiento LL-03 FASE III.

Por otra parte está la División Centro Sur con una contribución de 38 pozos. Esta zona tiene como característica el alto corte de agua que acompaña al crudo extraído, generalmente por encima del 80%; como se ha mencionado la cantidad de sólido a precipitar está directamente relacionada con la cantidad de agua asociada al crudo que se extrae, por tanto de acuerdo con la caracterización del agua es de esperarse que esta sea una zona con alto potencial incrustante.

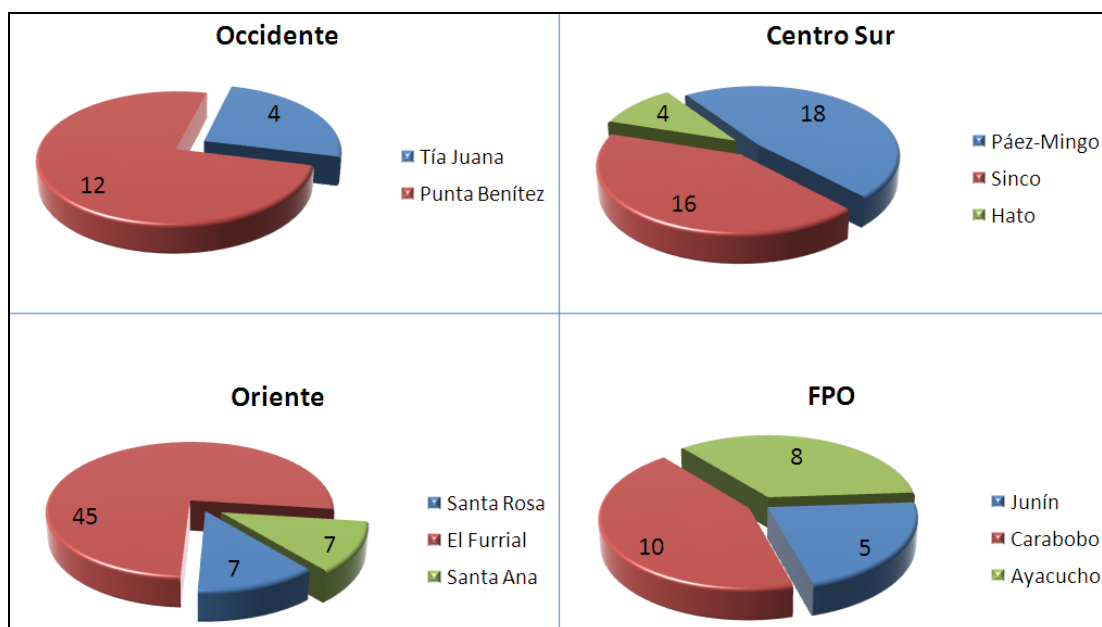


Figura 21. Distribución de pozos división

De los 59 pozos seleccionados para el caso de la División Oriente, es destacable la cantidad de pozos (45) pertenecientes al campo El Furrial en el norte de Monagas. Este campo ha presentado una fuerte problemática de generación de depósitos, tanto de tipo orgánico como inorgánico, siendo este último por carbonato de calcio. Esta problemática puede ser originada por la incompatibilidad de aguas debido a los pozos de inyección.

En la FPO se logró recopilar información de 23 pozos pertenecientes a tres de las cuatro áreas que la conforman; Junín, Carabobo y Ayacucho.

Es de resaltar que a pesar de que podría considerarse que la muestra de pozos pudiera no llegar a ser representativa del campo, a excepción de los campos El Furrial, Páez-Mingo y Sinco, puede suponerse que el comportamiento de los fluidos de un pozo es similar a los de otro pozo que pertenezca al mismo yacimiento y que esté perforado en el mismo nivel de arena productora, por lo cual el número de pozos analizados indirectamente sería mayor.

4.1.3. Jerarquización de campos

La jerarquización de los campos que se realizó está en función de los estudios previos, la cantidad, calidad y disponibilidad de la información.

Los estudios previos son todas aquellas publicaciones que se hayan realizado y que contribuyan con información de los pozos de determinado campo, especialmente estudios dirigidos a evaluar formación de incrustaciones o calidad del agua de formación o producción.

La cantidad de información hace referencia primordialmente al número de pozos que puedan analizarse, estos equivalen a los puntos conocidos dentro del campo.

La calidad de información viene dada por la Tabla 5. Este aspecto se considera muy importante debido a que independiente de que haya un número considerable de pozos seleccionados en el campo, si se carece de la caracterización del agua no se podrá evaluar la problemática de formación de carbonato de calcio.

Tabla 5. Tipo de información que determina su calidad

1.Caracterización de Aguas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alcalinidad Total (CaCO₃) ▪ Bicarbonato (HCO₃⁻) ▪ Carbonato (CO₃⁼) ▪ Sólidos Disueltos ▪ Sólidos Suspendidos ▪ Sólidos Totales ▪ pH a 298 K ▪ Conductividad (ms) ▪ Cloruro (Cl⁻) ▪ Sulfato (SO₄⁼) ▪ Calcio (Ca) ▪ Bario (Ba) ▪ Estroncio (Sr) ▪ Hierro (Fe)
----------------------------	--

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Magnesio (Mg) ▪ Potasio (K) ▪ Sodio (Na)
2.Data de Producción	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Petróleo producido ▪ Agua producida ▪ Gas producido ▪ Frecuencia de fallas ▪ Coordenadas UTM

La disponibilidad de la información hace referencia al acceso a la misma, lo cual acota el alcance de recopilación de la información a las siguientes fuentes: Archivo Técnico, Centro de Información Técnica (CIT), Oil Fiel Manager, Centinela Pozo, Biblioteca de Ingeniería y Biblioteca Central de la Universidad Central de Venezuela.

Para facilitar el proceso de jerarquización de acuerdo a la información disponible, se elaboró una base de datos por pozo, que contiene la lista de los campos y pozos a evaluar. Para el caso de la primera lista se especifica la cuenca petrolífera, el distrito y/o la división a que pertenece, yacimiento, número de pozos totales y a evaluar y estimado de producción. La segunda lista contiene campo al que pertenece el pozo, coordenadas UTM y caracterización del agua.

De acuerdo con los aspectos ya señalados, se generó el diagnóstico de la problemática por la formación de incrustaciones en los 11 campos seleccionados a través de la elaboración de la Figura 22, que corresponde a un diagrama de barras, donde su altura representa el nivel de información que se posee del campo y depende de la documentación disponible en los diferentes centros consultados.

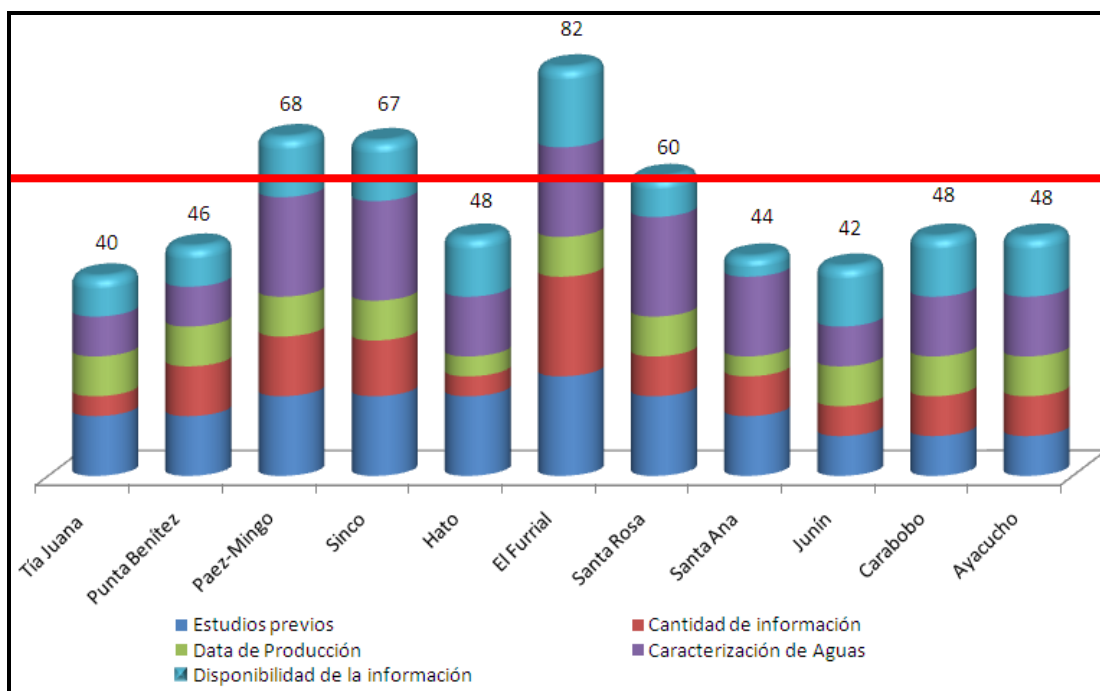


Figura 22. Diagnóstico según el nivel de información por campo

De los campos estudiados de la División Occidente, Tía Juana y Punta Benítez, se puede apreciar que a pesar de existir estudios como antecedentes, la caracterización de aguas con que se cuenta no es completa, la mayor diferencia radica en la cantidad de información, dado que se cuenta con información de 4 pozos para Tía Juana y 12 pozos en Punta Benítez. Debido a que parte de los estudios referenciados se encuentran en el CIT de Maracaibo, se considera que es baja la disponibilidad de la información.

En el caso de los campos de la División Centro-Sur, se logra recopilar información importante referente al análisis extendido de la composición del agua. Se evalúa también la disponibilidad de la información de forma favorable debido a que los informes están ubicados en el Archivo Técnico de Intevep, además de tratarse de informes técnicos enfocados al estudio de la deposición de carbonato de calcio en los pozos de dichos campos.

Con respecto a la cantidad de pozos, es evidente que para el caso del campo Hato se afecta el nivel de información por tener un número reducido de pozos analizados.

De la División Oriente, se destaca el campo El Furrial, donde se tiene como antecedente un estudio realizado en el 2002 sobre la formación de incrustaciones, donde fueron analizados 45 pozos y se reporta la caracterización de las aguas asociadas a más del 50% de los pozos analizados.

En el caso del campo Santa Rosa, existen estudios previos que permitieron la consecución de la caracterización extendida de los componentes de las aguas asociadas a 7 pozos. Para el mismo número de pozos se presenta el campo Santa Ana, donde se logró recopilar información de caracterización fisicoquímica, pero no se tiene antecedentes sobre estudios enfocados a la formación de incrustaciones en el campo.

En cuanto a la información de los campos de la FPO, se evidencia carencia en la cantidad y el tipo de estudios previos, especialmente porque no se encontró información enfocada a la evaluación de la formación de incrustaciones.

De la información recopilada para los 11 campos seleccionados, se establece que 3 campos superan el umbral de 60 puntos, entre ellos Páez-Mingo, Sinco y El Furrial, esto es un indicio de que en estos campos la problemática de incrustaciones ha tenido mayor importancia dentro de la historia productiva de cada campo, por lo cual podría inferirse que se trata de pozos con alto potencial incrustante.

Siguiendo el mismo razonamiento, es posible realizar la jerarquización mostrada en la Figura 23, donde el campo El Furrial se perfila como la zona en la cual se tiene una fuerte problemática por deposición de sólidos de acuerdo a la información disponible consultada, seguido por los campos Páez-Mingo y Sinco.

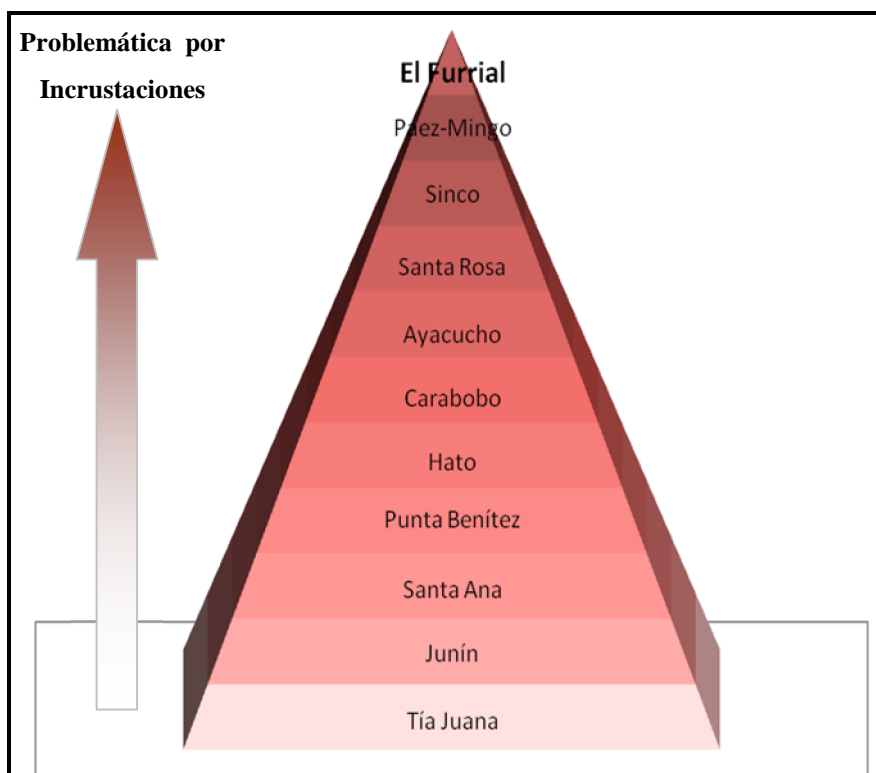


Figura 23. Jerarquización de los campos de acuerdo al nivel de información

Se establece a través de la revisión de la información disponible una aproximación al comportamiento respecto a la problemática de formación de incrustaciones en diferentes campos del país.

Esta primera aproximación, permite identificar aquellos campos en los cuales resulta importante implementar un protocolo de prueba, para establecer una estrategia de mitigación de la problemática a través de la aplicación y evaluación de un inhibidor de incrustaciones en las instalaciones de subsuelo y superficie.

La Figura 24, muestra la metodología desarrollada dentro del protocolo enfocado a la implementación del inhibidor a base de polisacáridos naturales INTAVTM (Torín, 2010), donde se resalta una vez obtenida la caracterización de las aguas de producción del pozo o pozos, la evaluación de la tendencia incrustante a partir del cálculo del índice de saturación.

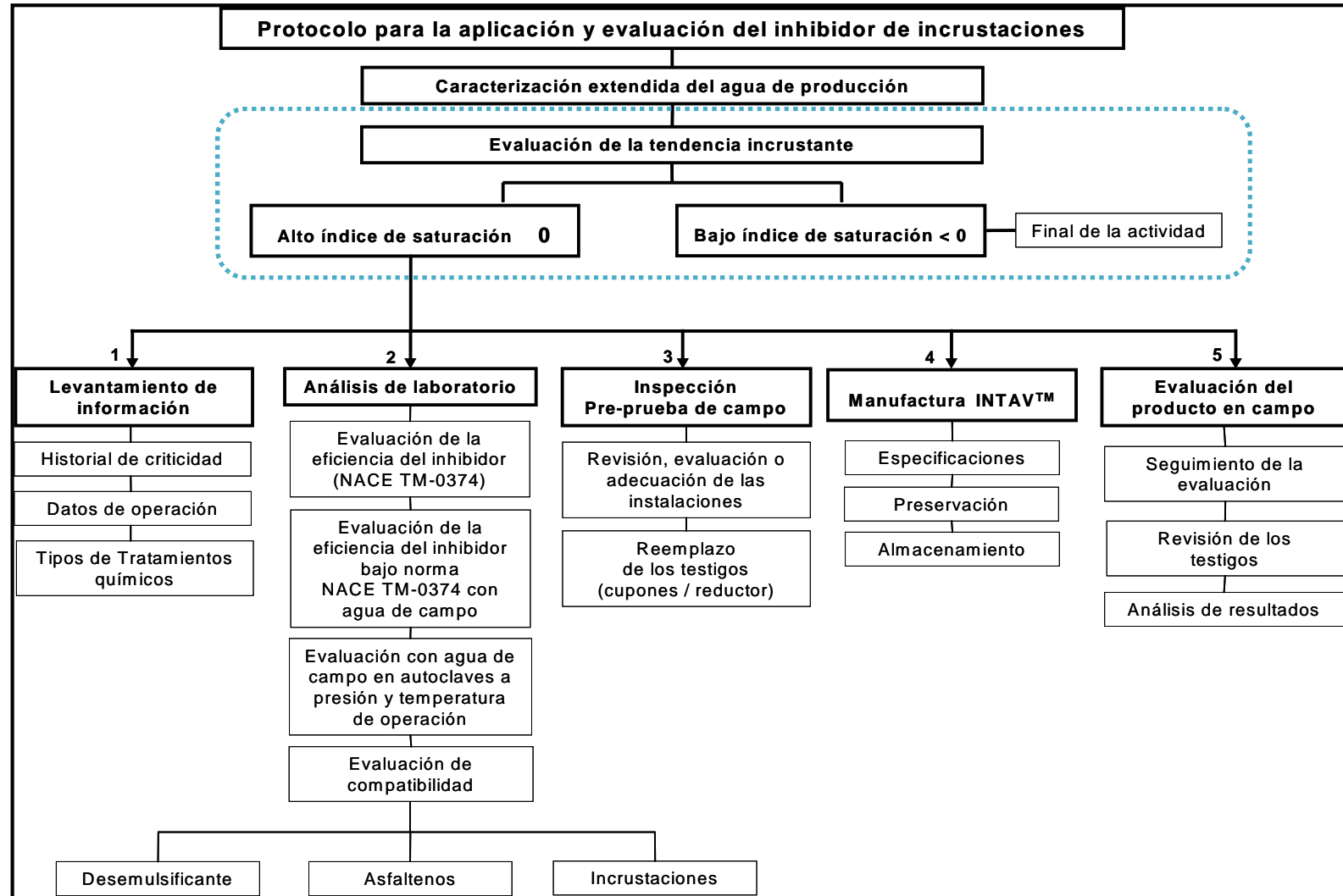


Figura 24. Escalamiento del inhibidor de incrustaciones a base de sábila industrial. (Torín, 2010)

4.2. ESTUDIOS DEL POTENCIAL INCRUSTANTE DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN EMPLEANDO CORRELACIONES TEÓRICAS.

Como se indica en el Protocolo para Aplicación y Evaluación de un Inhibidor de Incrustaciones (Figura 24), es necesario evaluar si el agua contiene un alto o bajo índice de saturación; en el primer caso se procederá a completar la actividad a través del uso de un inhibidor de incrustaciones.

Se parte entonces de la base de datos generada durante la jerarquización de campos, que contiene toda la información recopilada incluyendo la caracterización de las aguas asociadas a los 136 pozos que se seleccionaron en el estudio (Anexo 6).

4.2.1. Herramientas para el cálculo del índice de saturación

Debido a la cantidad de información que se maneja, resulta importante considerar programas que faciliten el cálculo del índice de saturación, para establecer una medida del potencial incrustante.

En principio se identificaron dos herramientas:

Programa ScaleCorr6.xls (Champion Technologies); que calcula el índice de saturación puntual a través de las correlaciones de Oddo-Tomson. Es importante resaltar que este programa además de calcular el índice de saturación empleando el pH medido, también permite calcular este parámetro cuando se conoce el contenido de CO₂ disuelto en el agua. Sin embargo, en la mayoría de los casos a evaluar se carece de información relacionada con el contenido de dióxido de carbono.

Programa Predictivo de Incrustaciones; desarrollo de la UCV que calcula el índice de Langelier, Ryznar, Puckorius, Stiff y Davis y Oddo-Tomson, partiendo de la concentración de calcio (10-100000 ppm) y del pH medido (2-9), a temperatura constante (25°C). A pesar del amplio alcance de este programa, la limitación establecida por la temperatura, no permite obtener resultados a condiciones de fondo de pozo.

Para efectos de este estudio, resulta importante poder calcular el índice de saturación, incluso en aquellos casos donde la información disponible de la caracterización del agua sea mínima, y además se deben contemplar los perfiles que simulen las diferentes zonas en el pozo (fondo y cabezal). Por esto, surge la necesidad de generar una aplicación que permita el cálculo del índice de saturación de acuerdo a diferentes modelos, para efectos de realizar una comparación directa de resultados y que además se trate de una interfase amigable y práctica, para el manejo de la información disponible.

Esta herramienta se desarrolló sobre la plataforma del programa Excel®, utilizando el complemento Visual Basic y las funciones macros y formularios principalmente.

La aplicación se constituye por una página de ingreso de Datos, dos páginas de resultados Puntuales y Tendencias y 5 módulos de cálculo, Langelier, Ryznar, Puckorius, Stiff y Davis y Oddo-Tomson. Además cuenta con diversos botones de cálculo que facilitan el ingreso de los datos en la aplicación y hacen más ligero el proceso de cálculo de los pozos. Por ejemplo, conversión de temperatura de grados Celsius a grados Fahrenheit y viceversa, conversión de concentración en partes por millón (ppm) del elemento a ppm de carbonato de calcio, cálculo de sólidos totales disueltos a partir de la conductividad, entre otros. También se desarrollaron ventanas de instrucciones y restricciones donde se intenta exponer de forma explícita los alcances de la aplicación.

La Figura 25 muestra la página de presentación de la aplicación, en ella se puede ver la información mínima de entrada requerida para realizar los cálculos de los índices de saturación de acuerdo a Langelier, Ryznar y Puckorius.

En esta primera página el usuario puede escoger entre dos opciones de presentación de los resultados. La primera, resultados puntuales de acuerdo a Langelier, Ryznar y Puckorius.

PDVSA - Intevep
 Tendencia Incrustante

Fecha (d/m/y): _____

Pozo: FUL 51

Profundidad (pies): _____

Yacimiento: Naricual Inferior

Campo: El Furrrial

División: Oriente

Parámetro	Entrada	Unidades	
Temperatura	25,0	°C	<input type="button" value="Calcular T(°C)"/>
pH	8,4	unidades	
[Ca+2]	16,6	(ppm CaCO ₃)	<input type="button" value="ppm CaCO<sub>3</sub>(1)"/>
Alcalinidad	1397,0	(ppm CaCO ₃)	<input type="button" value="ppm CaCO<sub>3</sub>(2)"/>
TDS (sólidos totales disueltos)	6303,0	(ppm)	
Conductividad	1000	(micro-mho/cm)	<input type="button" value="Calcular TDS"/>

Resultados

Opción 1. Resultados Puntuales

Especifique primero el modelo

Opción 2. Gráficos de Tendencia

Rango de Temperatura

Inicial

Final

Temperatura en:

En este módulo puede calcular el índice de saturación de acuerdo al modelo de Stiff y Davis

saturación de acuerdo al modelo de Oddo-Tomson

Correlación para el cálculo de TDS a partir de la conductividad

Figura 25. Página de presentación

En la segunda opción se presentan gráficos del índice de saturación en función de la temperatura, de acuerdo al rango de temperaturas introducido por el usuario, de esta forma se puede generar un perfil de índice de saturación en el pozo o evaluar una zona específica de la que se conozca el delta de temperaturas, tal como se muestra en la Figura 26.

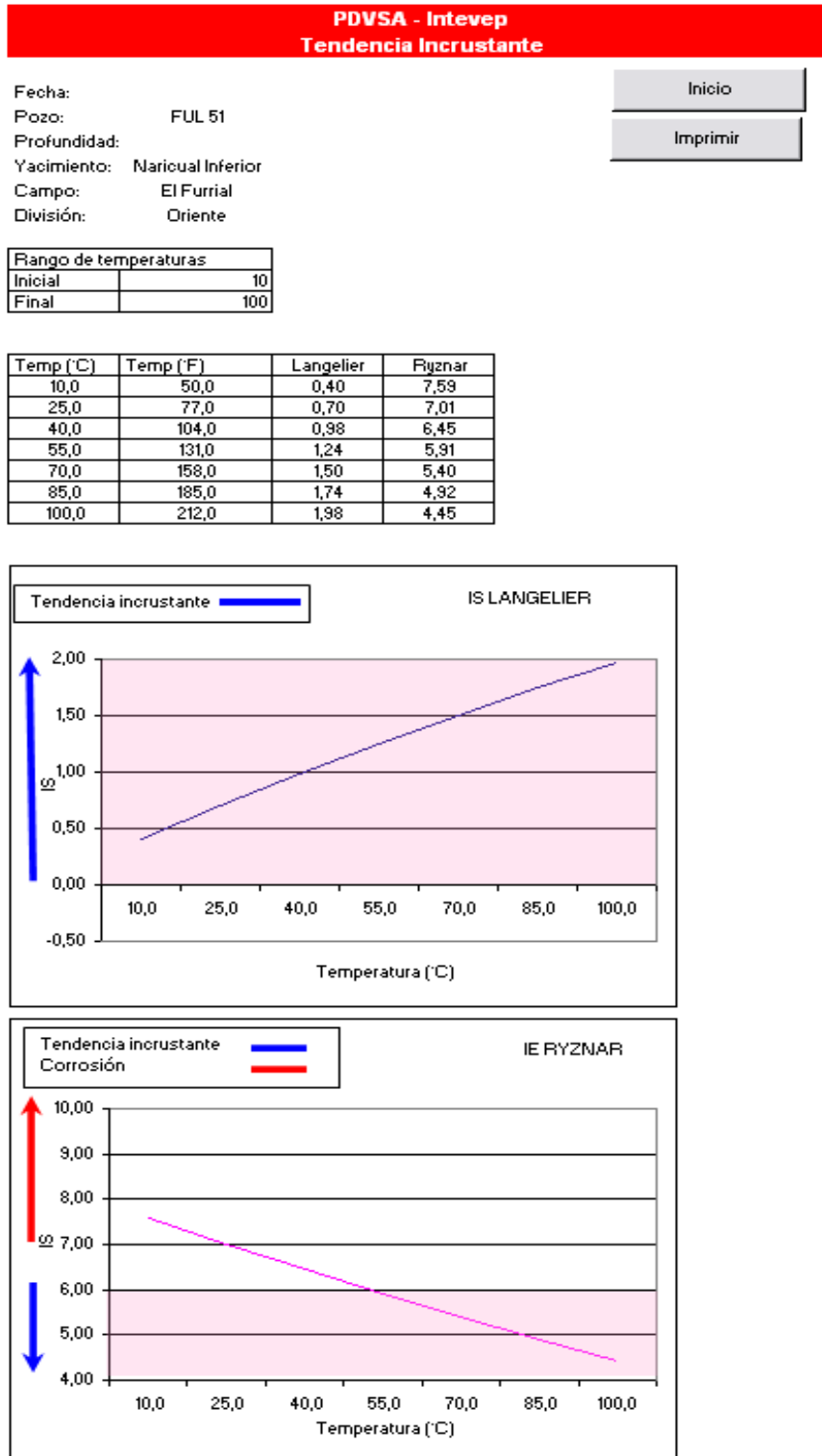


Figura 26. Gráficos de Tendencia Incrustante

Para el cálculo del índice según Stiff y Davis, se requiere como información de entrada el pH, la temperatura (°F) y las concentraciones de aniones y cationes presentes en el agua para el cálculo de la fuerza iónica, con lo cual se procede a determinar el valor de la constante K en función de la temperatura para el cálculo del índice de estabilidad (Figura 27).

Entrada	
CATIONES	
	mg/lt.compuesto
Sodio, Na	9,3
Dureza Total, como CaCO3	30,1
Calcio, como CaCO3	16,6
Magnesio, como CaCO3	13,5
Bario, como BaSO4	0,0
Cationes totales	69,5
ANIONES	
	mg/lt.compuesto
Cloruros, Cl	2353,0
Sulfatos, SO4	158,0
Carbonatos, como CaCO3	10,0
Bicarbonatos, como CaCO3	1397,0
Aniones totales	3918,0
Sólidos disueltos*	6303,0
*Opcional	
Temperatura del Sistema, °F	77,0
pH	8,4
Fuerza ionica total (u)	0,051168

Figura 27. Data de entrada para el módulo Stiff y Davis

Como se aprecia en la Figura 28, en este mismo módulo es posible visualizar los resultados de forma gráfica con respecto a la temperatura y en un punto de acuerdo a la temperatura de ingreso.

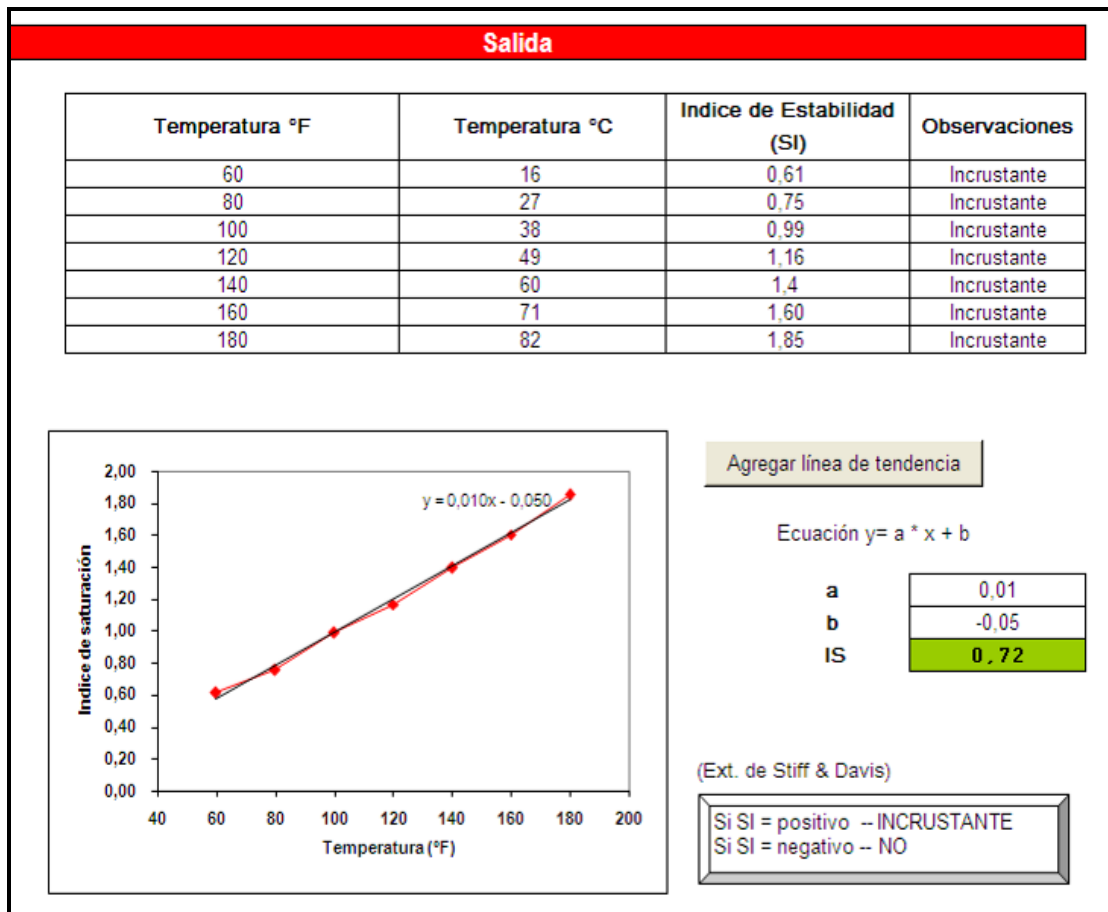


Figura 28. Resultados para el módulo Stiff y Davis

Por último, en el módulo Oddo-Tomson se obtiene el índice de saturación puntual para dos escenarios, cuando hay presencia o ausencia de fase gaseosa y cuando se conoce el pH medido. La principal diferencia entre este modelo y los demás expuestos, radica en la inclusión de los efectos por la presencia de CO₂, por lo que es posible considerarlo como un modelo más apropiado para el sistema de aguas de producción de petróleo y gas.

Resulta importante resaltar que esta herramienta ha sido desarrollada como una guía para optimizar los cálculos de los índices de saturación y no como un programa especializado en la predicción de formación de incrustaciones, por lo cual no se realizan comparaciones directas con los programas desarrollados bajo esta premisa y

se prefiere hacer las comparaciones necesarias con respecto a las ecuaciones de cada modelo y las condiciones en campo.

Validación de la aplicación

Con el objeto de validar la aplicación desarrollada y el alcance de las correlaciones empleadas, se seleccionó un pozo del cual se tiene un nivel de información que permite determinar el índice de saturación por todos los modelos estudiados, con lo cual es posible establecer comparaciones entre los resultados. El pozo seleccionado es el FUL-51 productor del yacimiento Naricual Superior del campo El Furrial. En la Tabla 6, se muestra la caracterización del agua y los datos de producción.

Tabla 6. Caracterización de agua y datos de producción del pozo FUL-51

Muestra: FUL 51	
Campo: El Furrial – Norte de Monagas	
ANÁLISIS ELEMENTAL	
CACIONES	
Sodio, Na	9,32 mg/L
Dureza Total, como CaCO ₃	30,10 mg/L
Calcio, como CaCO ₃	16,60 mg/L
Magnesio, como CaCO ₃	13,50 mg/L
Bario, como BaSO ₄	0,00 mg/L
ANIONES	
Cloruros, Cl	2353,00 mg/L
Sulfatos, SO ₄	158,00 mg/L
Carbonatos, como CaCO ₃	10,00 mg/L
Bicarbonatos, como CaCO ₃	1397,00 mg/L
Sólidos disueltos	6303,00 µSc
Hierro total, como Fe	3,69 mg/L
Acidez a Fenol., como CaCO ₃	--
Sulfuro de Hidrogeno, H ₂ S	--
Temperatura del Sistema	77,00 °F
Ph	8,4
%CO ₂ en gas	0,04
DATA DE PRODUCCIÓN	
BBPD	2880,00
BNPD	567,00
BWPD	2313,00
MMPCD	0

% AyS	80
Temperatura en fondo	215,00 °F
Presión en línea	300,00 lpc

Donde;

BBPD: Barriles brutos por día.

BNPD: Barriles netos por día.

BWPD: Barriles de agua por día.

MMPCD: Millones de pie cúbico día.

% AyS: Porcentaje de Agua y Sedimentos.

En la Tabla 7, se resumen los resultados del índice de saturación empleando todas las ecuaciones descritas con anterioridad y la aplicación desarrollada.

Tabla 7. Índice de Saturación FUL-51

Modelo	IS	Interpretación
Langelier*	0,70	Incrustante
Stiff y Davis*	0,72	Incrustante
Oddo-Tomson	0,57	Incrustante

*pH medido

El cálculo del índice de saturación para el agua del pozo FUL-51, indica que es un agua incrustante según los modelos de Langelier, Stiff y Davis y Oddo-Tomon; es decir que el agua se encuentra sobresaturada con iones calcio por lo que el equilibrio se desplaza hacia la formación de carbonato de calcio. Los resultados se comparan con los programas ya existentes, verificando la tendencia de los índices de saturación calculados. Además, a través de observaciones de campo y revisión de los historiales de falla del pozo, se comprueba que este pozo ha presentado problemas de taponamiento por precipitación de sólidos inorgánicos, de esta forma se valida el uso de las ecuaciones planteadas para predecir la precipitación de calcita.

A manera de ejemplo y en especial consideración de los alcances y limitaciones de los índices de Ryznar y Puckorius indicados en la Tabla 3 del marco teórico, se realizó el cálculo para el mismo pozo con estas correlaciones.

Los resultados del índice de saturación son:

- Ryznar: Las Incrustaciones de disuelven (IS: 7,01)
- Puckorius: El agua se encuentra en un rango óptimo (5,13)

Estos índices de saturación señalan que por las características y bajo las condiciones en las que se encuentra el agua asociada al pozo FUL-51, no se forman las incrustaciones. Lo anterior se considera un resultado no confiable producto de los datos empíricos para aguas municipales y de los espesores de capa incrustante usados en estos modelos, que va en contravía del comportamiento real del pozo.

Para analizar esta desviación en los resultados, se procedió a realizar cálculos en tres escenarios diferentes que representa sobresaturación, saturación e insaturación y se comparan con los modelos de Langelier y Stiff y Davis.

La Figura 29 es una muestra de los escenarios que se analizaron, donde las zonas de color rosado señalan la tendencia a la formación de incrustaciones, mientras que las zonas verdes indican que no se espera precipitación; el eje vertical izquierdo representa los índices de saturación de Langelier (ISL) y Stiff y Davis (ISSD), mientras que el derecho corresponde la correlación de Ryznar (ISR).

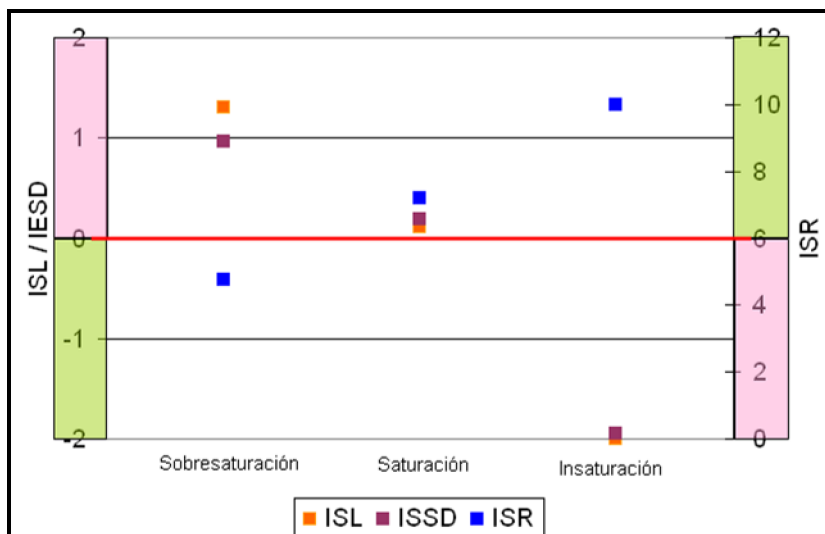


Figura 29. Comparación de los modelos predictivos.

Se infiere que para la condición extrema de sobresaturación, se logra que todos los modelos coincidan con la tendencia incrustante que se espera, lo mismo sucede con el escenario de insaturación del agua. Sin embargo, en el escenario de saturación, el modelo de Ryznar sugiere que se presenta dilución de las incrustaciones, cuando en realidad se espera una ligera tendencia a la formación de las mismas, de forma similar sucede con el modelo de Puckorius. Lo anterior, se toma como referente para excluir estos dos modelos del proceso de cálculo del índice de saturación.

Los índices de saturación por los modelos de Langelier y Stiff y Davis, arrojan resultados muy parecidos 0,7 y 0,72 respectivamente, mientras que según el modelo de Oddo-Tomson, en el cual se calcula el pH en el punto, el índice de saturación es 0,57. Este último resultado se debe posiblemente a los fenómenos de desorción del dióxido de carbono por la condición de mayor presión en la línea de flujo.

De acuerdo a las observaciones ya expuestas para cada modelo y a los resultados indicados en la Tabla 7, es posible inferir que los índices calculados según Langelier, Stiff y Davis y Oddo-Tomson aportan resultados aceptables cuando el objetivo es proporcionar una medida cualitativa acerca de si el agua que circula desde la arena productora, por la tubería de producción del pozo, hacia las macollas y demás instalaciones de superficie, puede o no tener una tendencia a la precipitación de carbonato de calcio.

4.2.2. Elección del modelo para el cálculo del índice de saturación

La elección del modelo o correlación para el cálculo del índice de saturación se ve limitada por el nivel de información del pozo con el que se cuenta, es evidente que la precisión y validez del resultado es directamente proporcional a la calidad de la data de ingreso. Así mismo será el nivel de complejidad de los cálculos a realizar.

La Figura 30 muestra el tipo de información necesaria para cada modelo analizado, donde se evidencia que el modelo de Oddo-Tomson posee el mayor requerimiento de información.

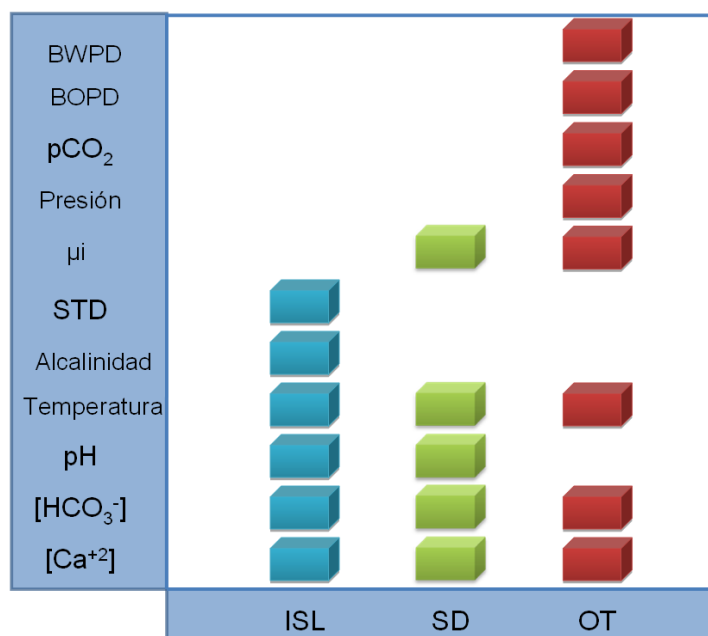


Figura 30. Información requerida por modelo.

Donde;

[Ca⁺²]: Concentración de calcio

[HCO₃⁻]: Concentración de bicarbonato

STD: Sólidos totales disueltos

μ_i: Fuerza iónica molar

pCO₂: Presión parcial de dióxido de carbono

ISL: Índice de saturación de Langelier

SD: Índice de saturación de Stiff y Davis

OT: Modelo de Oddo-Tomson

La Figura 31 presenta el tipo de información recopilada que se tiene de los pozos seleccionados por campo. En su mayoría, la data se limita a la concentración de calcio y bicarbonato, alcalinidad, temperatura, pH y sólidos. Solo en el caso de algunos pozos del campo El Furrial se cuenta con un nivel de información que incluye presión y contenido de dióxido de carbono, así como datos de producción.

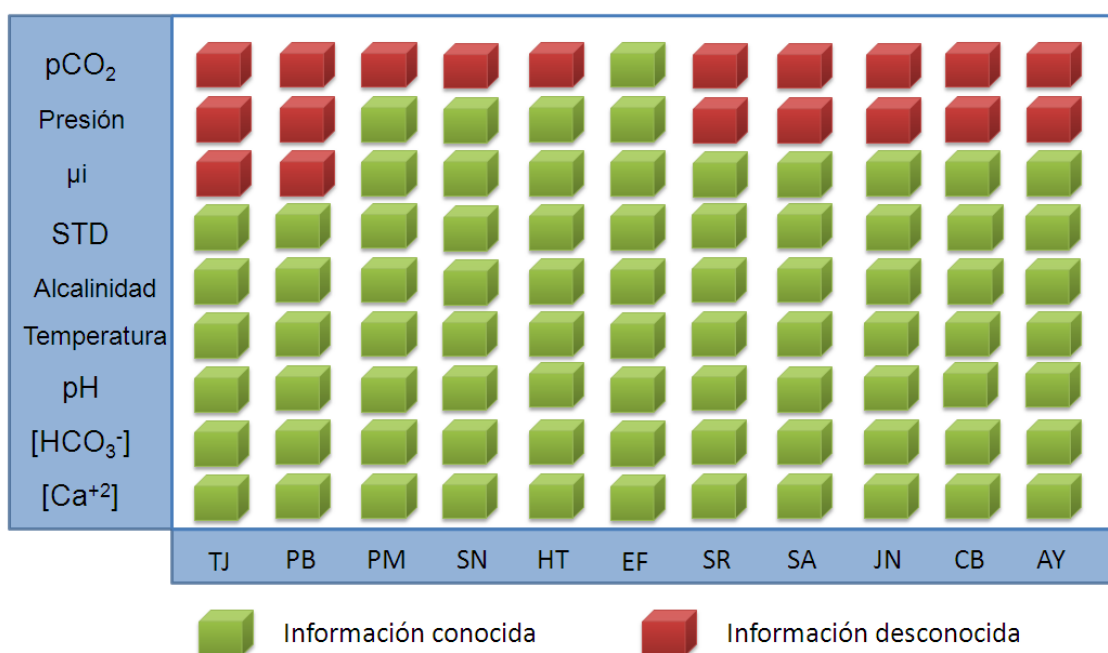


Figura 31. Información por campo

Donde;

TJ: Tía Juana

PB: Punta Benítez

PM: Páez-Mingo

SN: Sinco

HT: Hato

EF: El Furrial

SR: Santa Rosa

SA: Santa Ana

JN: Junín

CB: Carabobo

AY: Ayacucho

Sabiendo la cantidad de información con la que se cuenta se elabora el diagrama de selección del modelo para el cálculo del índice de saturación, presentado en la Figura 32.

Cabe anotar que en esta ruta de cálculo se descartan las correlaciones de Ryznar y Puckorius debido a que previamente los resultados según estos modelos presentaron desviaciones importantes. Por tanto, para efectos de la presentación de resultados se utilizarán los índices de Langelier, Stiff y Davis y Oddo-Tomson.

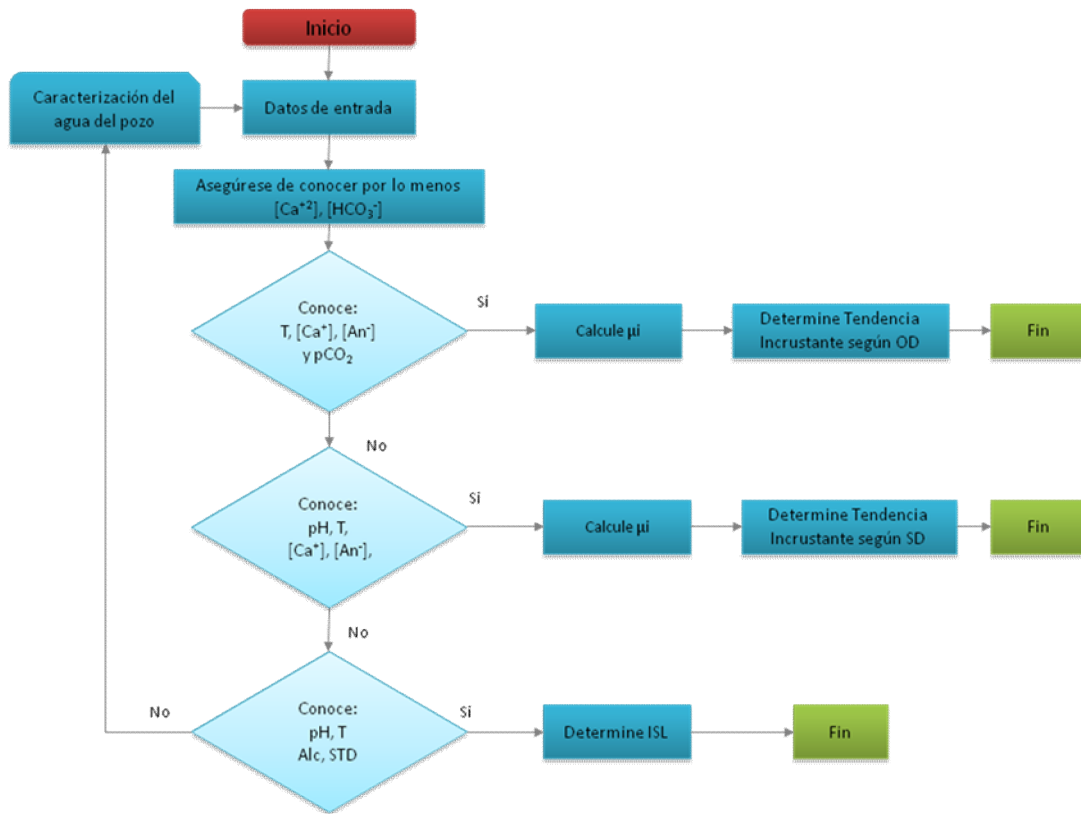


Figura 32. Ruta de selección del modelo de cálculo según el nivel de información

Donde;

[Ca⁺²]; concentración de calcio.

[HCO₃⁻]; concentración de bicarbonato.

T; temperatura (°F - °C).

[Ca⁺]; concentración de cationes (sodio, potasio, bario, entre otros).

[An⁻]; concentración de aniones (bicarbonatos, cloruros, sulfatos, entre otros).

pH; pH medido.

Alc; alcalinidad total.

STD; Sólidos totales disueltos.

Es posible dividir la ruta de selección en tres estadios diferentes que corresponden a las decisiones según el nivel de información. El primero de ellos se considera el más estricto, dado que se refiere a los datos necesarios para determinar el índice de saturación con las correlaciones de Oddo-Tomson, consideradas las más rigurosas. En

el segundo estadio, cuando no se conoce información sobre la fase gaseosa, se exige el análisis extendido de aniones y cationes presentes en el agua que permitan determinar la fuerza iónica, información indispensable para usar el modelo de Stiff y Davis. Y finalmente, la última etapa, donde se identifica un nivel más bajo de información pero útil para determinar el índice de saturación según Langelier.

Dado que generalmente la información que se tiene es la misma para todos los pozos de cada campo y tomando en cuenta la ruta de selección del modelo de cálculo, se determinó la correlación a emplear para determinar el índice de saturación de acuerdo a la información disponible, como se indica en la Tabla 8.

Tabla 8. Modelo aplicado por campo

Campo	ISL	SD	OT
Tía Juana (TJ)	X	-	-
Punta Benítez (PB)	X	-	-
Paez-Mingo (PM)	X	X	X*
Sinco (SN)	X	X	X*
Hato (HT)	X	X	X*
El Furrial (EF)	X	X	X
Santa Rosa (SR)	X	X	-
Santa Ana (SA)	X	X	-
Junín (JN)	X	X	-
Carabobo (CB)	X	X	-
Ayacucho (AY)	X	X	-

*pH medido.

El índice de Langelier se calcula para todos los pozos, con lo que se obtiene una medida del potencial incrustante del agua. El índice de Stiff y Davis se aplicará en todos los campos a excepción de Tía Juana y Punta Benítez, gracias a que se cuenta con el análisis elemental extendido de las especies presentes en el agua y por tanto es posible calcular la fuerza iónica.

Además, para los pozos de los campos Paez-Mingo, Sinco y El Furrial, aunque no se cuenta con una medida del contenido de dióxido de carbono, es posible determinar el índice de saturación según Oddo-Tomson utilizando las ecuaciones que incluyen pH medido y no pH calculado. El índice de Oddo-Tomson también se determina para aquellos pozos del campo El Furrial, de los que se tenga una medida de la presión parcial de CO₂, además de poderse determinar el índice de saturación por los demás modelos planteados.

4.2.3. Análisis de los resultados a partir del cálculo del índice de saturación

A continuación se presentan los resultados obtenidos por campo, de la evaluación del índice de saturación de cada pozo, de acuerdo al modelo seleccionado según la ruta expuesta en la Figura 32 y la información contenida en la Tabla 8.

Para una mejor interpretación de los resultados, estos se presentan por medio de gráficas, de esta forma es más fácil identificar aquellos pozos con índice de saturación por encima, por debajo o igual a cero, indicando agua incrustante, no incrustante o saturada, respectivamente.

Se generaron gráficos en los cuales es posible comparar el índice de saturación a dos condiciones: cabezal y fondo de pozo, y donde la zona sombreada hace referencia a la condición de sobresaturación y precipitación de carbonato de calcio.

Tía Juana

Se emplea el modelo de Langelier para determinar el índice de saturación; a pesar de las limitaciones del modelo predictivo se escoge debido a que no se cuenta con el análisis extendido de caracterización de aguas, por lo que no es posible determinar la fuerza iónica, que es un dato necesario para el cálculo con otros índices como Stiff y Davis y Oddo-Tomson.

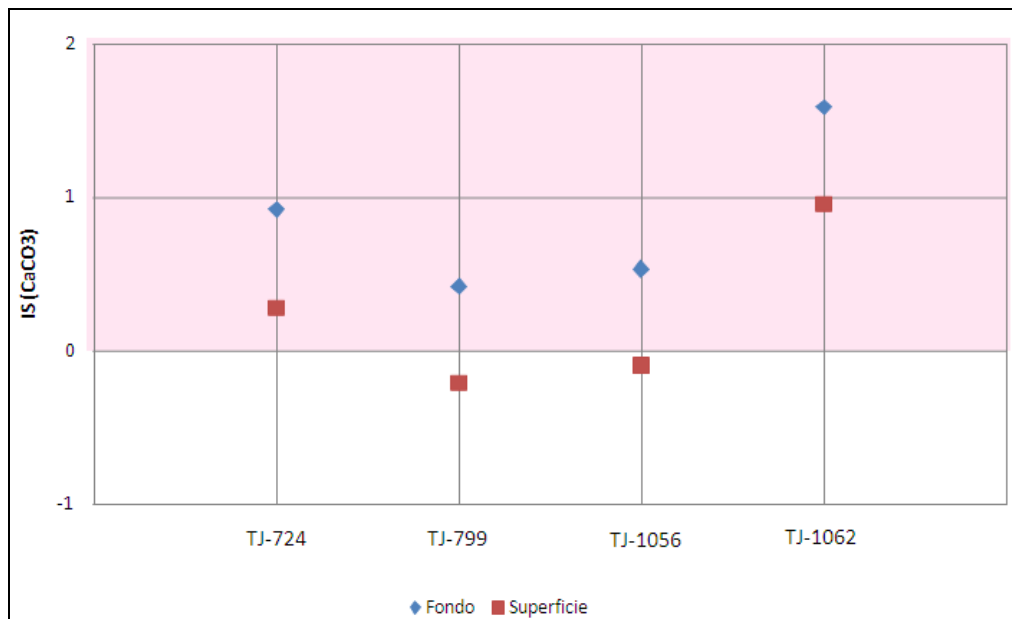


Figura 33. IS Campo Tía Juana

De los cuatro pozos evaluados en el campo Tía Juana, es posible identificar al pozo TJ-1062 como el que presenta la tendencia incrustante más marcada tanto a condición de fondo como de superficie, debido principalmente a que el agua asociada a este pozo posee un elevado número de sólidos suspendidos al igual que una alta salinidad, seguido del pozo TJ-724 que también tiene un agua que será incrustante en toda la trayectoria de producción. Los pozos TJ-799 y TJ-1056 presentan una condición de insaturación en superficie y de sobresaturación que aumenta con la profundidad, gracias al aumento de la temperatura.

Debido a que en la condición de fondo no hay información acerca del pH se optó por realizar el cálculo según el pH en superficie (este último es mayor con respecto al pH de fondo debido a que al disminuir la presión, el dióxido de carbono que se encuentra en solución sale de la fase acuosa). Es posible entonces considerar que siendo el pH en fondo de pozo más ácido, el IS que resulta de la diferencia entre el pH medido y el pH de saturación será menor, es decir que la tendencia a la formación de carbonato de calcio en el subsuelo se acercará más a la tendencia en superficie.

El análisis de las variables de mayor influencia sobre el cálculo del índice de saturación para las aguas de los pozos estudiados en este campo se presenta en la Figura 34.

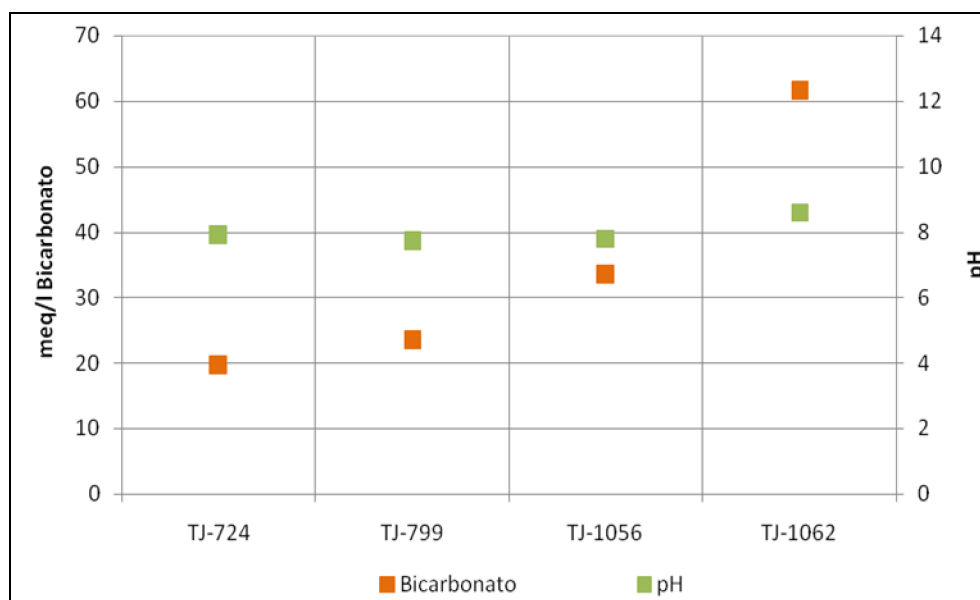


Figura 34. Variables que afectan el IS para los pozos del campo Tía Juana

Como era de esperarse, la alta concentración de iones bicarbonato provoca que el equilibrio de la reacción se desplace hacia la producción de carbonato de calcio y a su vez un mayor índice de saturación como es el caso del pozo TJ-1062.

Punta Benítez

La información disponible para este campo abarca: pH, alcalinidad, concentración de calcio y bicarbonato, sólidos totales disueltos, gravedad API y corte de agua. Por ello se emplea el índice de saturación según Langelier para calcular los índices de saturación de las aguas asociadas a los 12 pozos analizados.

Los resultados del campo Punta Benítez (Figura 35) indican tendencia a la formación de incrustaciones de carbonato de calcio en todos los pozos analizados, debido a que los índices de saturación se encuentran por encima de cero, donde el pozo PB-367 presenta el agua con índice de saturación más distante de la condición de saturación y el agua del pozo PB-629 el más cercano.

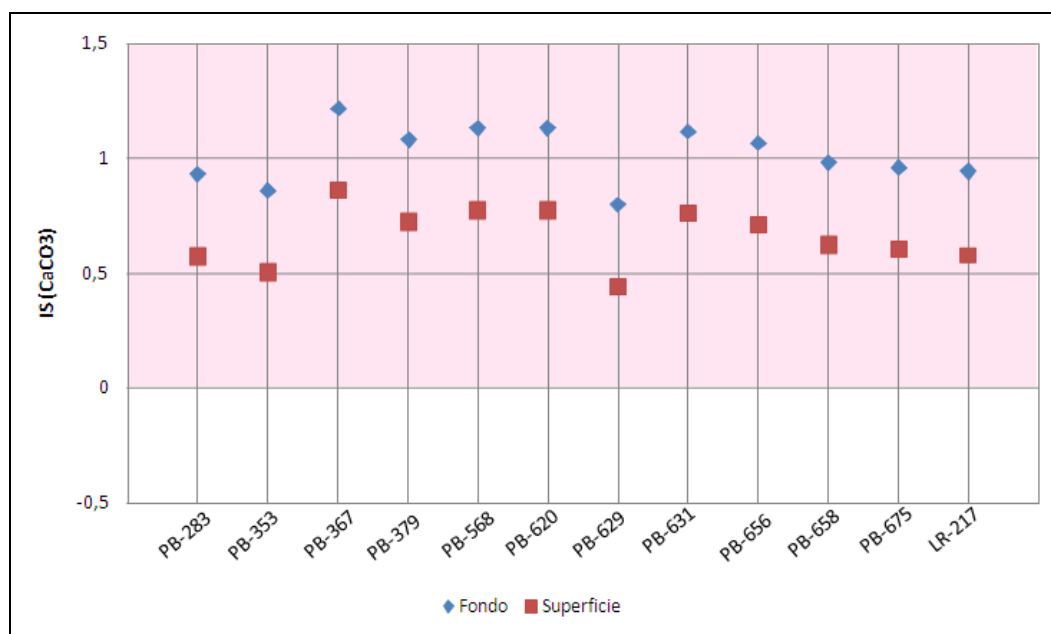


Figura 35. IS Campo Punta Benítez

También se evidencia que la condición de sobresaturación en fondo de pozo no es significativamente lejana de la condición de superficie, lo que sugiere un delta de temperaturas bajo en estos pozos, donde la temperatura máxima es 60°C en el yacimiento.

En pozos donde el corte de agua no es representativo es de esperarse que, aún cuando se presenta tendencia incrustante según el índice de saturación del agua, la masa a precipitar sea pequeña y por tanto la problemática por taponamiento de sistemas de flujo no sea crítica.

Hato

Para este campo se logró recopilar la caracterización de las aguas de producción de 4 pozos, con lo cual fue posible evaluar la fuerza iónica y de acuerdo con la ruta de selección del modelo de cálculo según el nivel de información se determinó el índice de saturación a partir de la correlación de Stiff y Davis y pudo compararse con los modelos de Langelier y Oddo-Tomson, este último calculado con el pH medido.

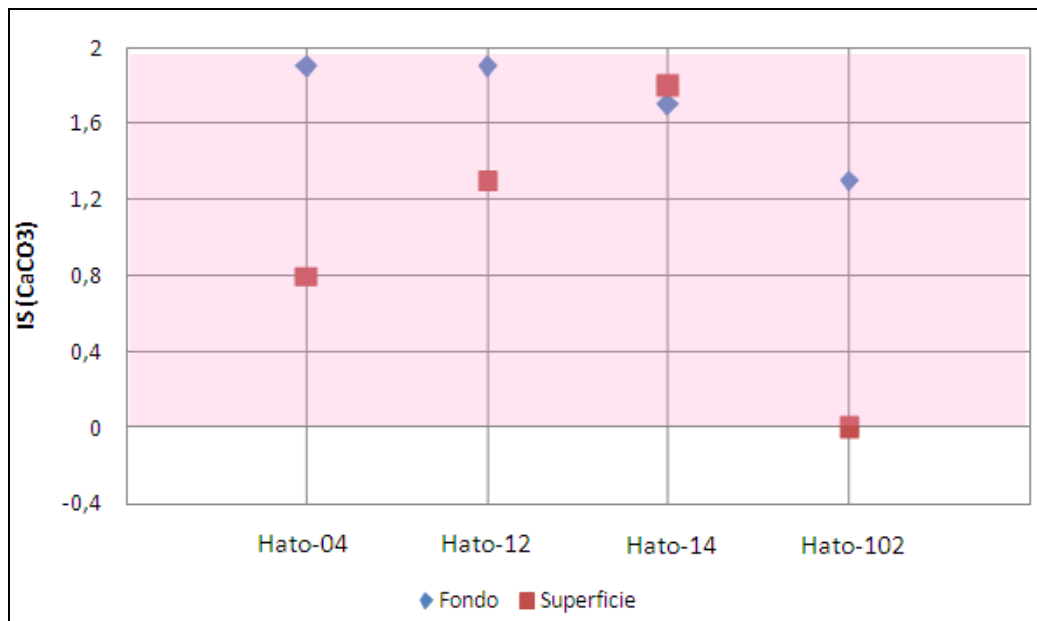


Figura 36. IS Campo Hato

Como puede observarse, la calcita arrojó índices de saturación positivos para todos los pozos, cuyos valores obtenidos comprendidos entre 0,8 y 1,85 revelan un fuerte carácter incrustante, a excepción del pozo Hato 102 a condiciones de superficie donde el índice indica que el agua se encuentra saturada y no precipita carbonato de calcio.

El índice de saturación para la condición de cabezal, donde las presiones no son mayores a 90 psi y las temperaturas están por el orden de los 350 °F, es en casi todos los casos menor que en fondo de pozo, donde las presiones alcanzan los 3000 psi y temperaturas son superiores a los 400 °F. Esto resulta aceptable en términos del aumento de la temperatura, dado que mientras más alta sea, menor será la solubilidad de la calcita. Por lo tanto se espera que en este campo la problemática de incrustaciones sea más crítica a nivel de subsuelo que de superficie.

Para pozos donde la caída de presión es significativa, como es en el caso del pozo HATO-14 donde la presión varía desde 3000 psi hasta 10 psi, es de esperarse que al llegar al cabezal el agua haya experimentado una liberación tal de dióxido de

carbono, lo cual aumenta la basicidad del medio e incrementa su potencial incrustante.

Páez-Mingo

Al igual que para el campo anterior, se utilizó el índice de Stiff y Davis gracias a la caracterización extendida de las aguas de producción y comparándolo con el modelo de Oddo-Tomson suponiendo que el pH reportado es el pH medido en el punto que se evalúa, esto último aunque no se cumple permite comprobar la tendencia en cuanto a la precipitación de calcita. La Figura 37 presenta los resultados obtenidos.

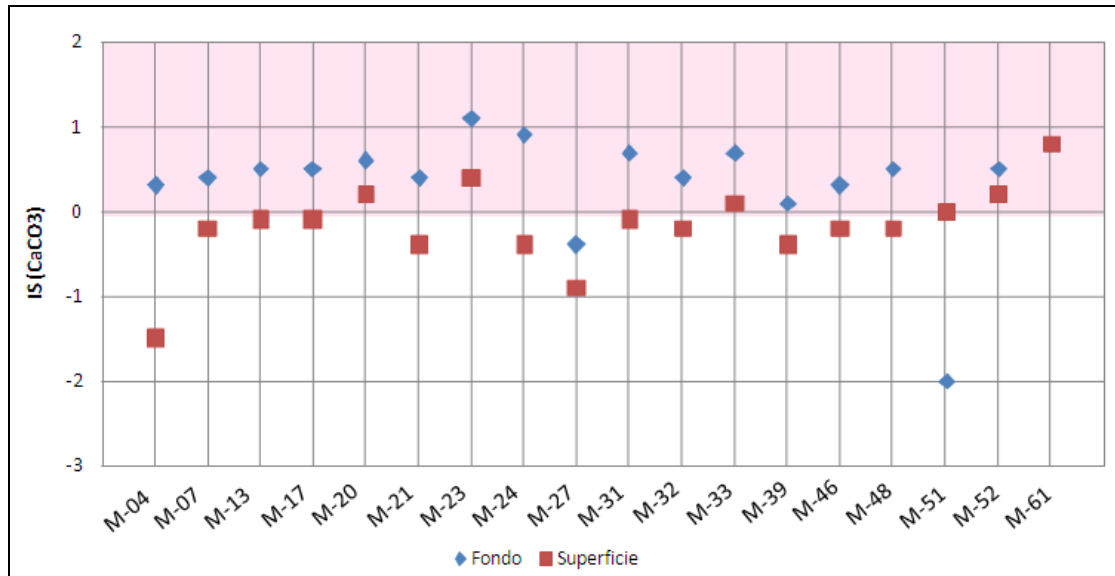


Figura 37. IS Campo Páez-Mingo

Se estudiaron 18 pozos de un total de 31 activos al momento en que se realizó el estudio. A condiciones de superficie, el 72% de los pozos analizados reportan una condición de saturación o insaturación del agua, es decir que el índice de saturación es menor que cero y en el caso del pozo Mingo-51 es igual a cero.

De los pozos que resultaron con índice de saturación por encima de cero indicando potencial incrustante del agua, es el campo Mingo-61 el que se encuentra más alejado de la condición de saturación. Para el escenario en el subsuelo, el 89% de los pozos presentan un comportamiento incrustante dado que alcanzan índices de saturación

positivos. Solo los pozos Mingo-27 y Mingo-51 tiene un IS menor a cero para esta condición.

En resumen, a condiciones de fondo de pozo, es decir temperaturas elevadas, el agua posee una ligera tendencia incrustante respecto a la calcita, mientras que a condiciones de cabezal, donde las temperaturas son inferiores, el agua no es incrustante.

Al igual que para el campo Hato, se concluye que dadas las características fisicoquímicas del agua y las condiciones de yacimiento, la formación de incrustaciones se dará en mayor proporción a fondo de pozo, por lo que en estos casos se deberán seleccionar estrategias de mitigación que contemplen tratamiento con inhibidores tipo “squeeze” en el punto crítico.

Sinco

En el campo Sinco se logró acceder a la información concerniente a 16 pozos de 28 activos cuando se realizó la caracterización del agua, que abarca datos concernientes a la concentración de bicarbonato (HCO_3^-), cloruros (Cl^-), conductividad a 25°C, dureza cálcica como CaCO_3 , dureza total como CaCO_3 , pH, sólidos totales disueltos, sulfatos, hierro, bario total, calcio total, magnesio total y H_2S disuelto. La Figura 38 presenta los índices de saturación para este campo.

A excepción de los pozos Sinco-33 y Sinco-73 a condiciones de fondo y de los pozos Sinco-44 y Sinco-73 a condiciones de cabezal que presentaron índices de saturación por debajo de cero, indicando un comportamiento de insaturación en el agua; los demás pozos que equivalen a un 87% de los pozos evaluados presentaron índices de saturación por encima de cero sugiriendo un fuerte carácter incrustante tanto a nivel de cabezal como a fondo de pozo.

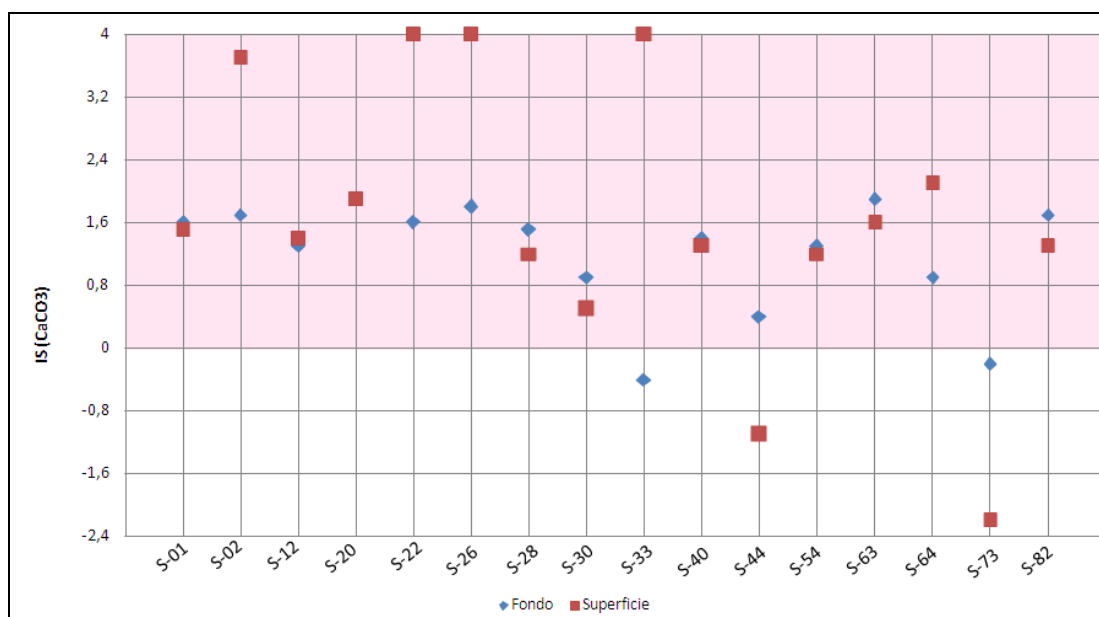


Figura 38. IS Campo Sinco

Analizando los resultados de la caracterización de agua para estos pozos, llama la atención que en su mayoría presentan altos valores de concentración para la especie bicarbonato, con lo cual se supera fácilmente el producto de solubilidad del agua y se produce la precipitación de la calcita.

De los pozos del Distrito Barinas (Hato, Sinco, Páez-Mingo) que presentan porcentajes de agua cercanos al 80% y en algunos pozos este valor es superior, indica también un porcentaje importante de masa a precipitar, se prevé que la frecuencia de fallas asociada a taponamientos por incrustaciones de carbonato de calcio sea alta.

Santa Rosa

En el campo Santa Rosa se analizaron 7 pozos pertenecientes los yacimientos RG-14, RG-69 y RG-13, partiendo de la caracterización de las aguas de los pozos RG-74, RG-169, RG-192 y RG-219.

Los índices de saturación de los pozos RG-49, RG-174 y RG-224 fueron calculados a partir de la caracterización de los pozos que pertenecen al mismo yacimiento y que están perforados en la misma arena productora como se indica en la Tabla 9.

Tabla 9. Pozos analizados del campo Santa Rosa (Medina, 2008)

Pozos	Arena	Yacimiento
RG-49	COEF	RG-14
RG-74	COB4	RG-69
RG-169	COEF	RG-14
RG-174	COEF	RG-14
RG-192	MEF	RG-13
RG-219	COEF	RG-14
RG-224	MEF	RG-13

A continuación, se presentan los resultados de la tendencia incrustante según el índice de saturación del modelo Stiff y Davis para los pozos del campo Santa Rosa (Figura 39).

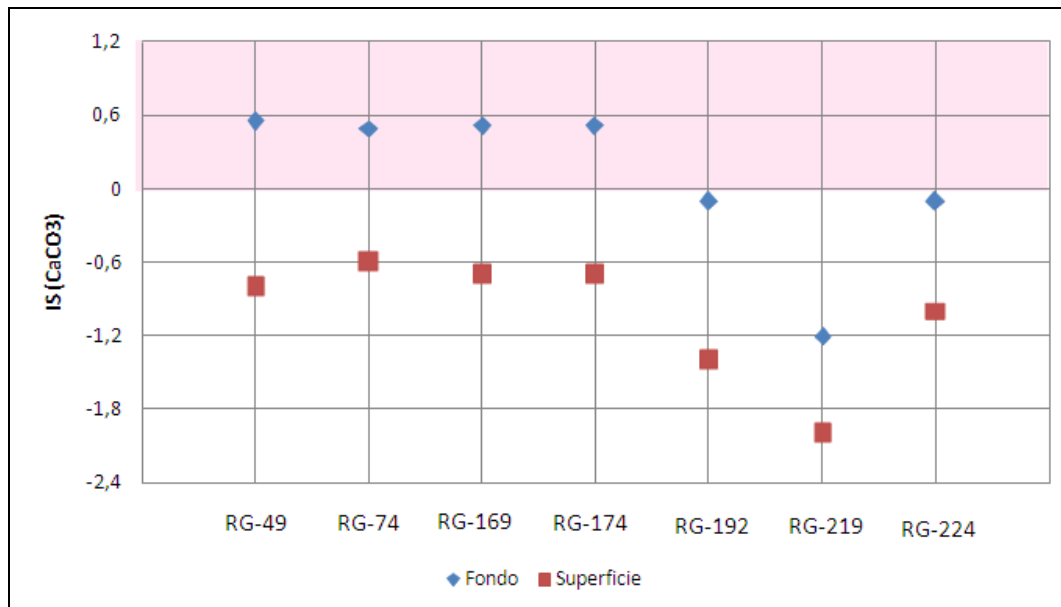


Figura 39. IS Campo Santa Rosa

Los resultados de la Figura 39, muestran que el agua asociada a los pozos del campo Santa Rosa no formará incrustaciones de carbonato de calcio en superficie, donde se destaca que para los pozos RG-192, RG-219 y RG-224 no se espera taponamiento en ningún caso, es decir se espera fluencia óptima tanto en la tubería de producción como, en los equipos de superficie.

Sin embargo para los pozos RG-49, RG-74, RG-169 y RG-174, a las condiciones de presión y temperatura en fondo el agua presenta tendencia a la precipitación de calcita, debido a que los índices de saturación de estos pozos están por encima del punto de saturación o equilibrio.

A partir de los resultados obtenidos se procedió a revisar las condiciones de presión y temperatura de los pozos para cabezal y fondo de pozo (Tabla 10).

Tabla 10. Temperaturas y presiones cabezal y fondo de pozo campo Santa Rosa (Medina, 2008)

Pozos	Tcab	Pcab psig	Tf °F	Pf psig
RG-49	92,32	581	247	1100
RG-74	92,32	193	218	665
RG-169	92,32	463	245	1100
RG-174	92,32	463	245	1115
RG-192	92,32	542	274	1310
RG-219	92,32	572	245	1000
RG-224	92,32	259	274	1144

Con la información de la Tabla 10, se elaboran gráficas que tienen como objetivo permitir la identificación del punto óptimo de inyección de acuerdo a la tendencia incrustante asociada al agua que fluye desde la arena productora hasta el cabezal del pozo.

En la Figura 40, se tienen dos pozos que producen en el mismo nivel de arena productora (COEF) del yacimiento (RG-14). Para ambos casos se presenta un comportamiento similar que indica que a condiciones de fondo se supera el producto de solubilidad del agua y se forman las incrustaciones. Este es un caso que merece un análisis en mayor profundidad, debido a que se da al nivel de la arena productora. Si llegase a producirse precipitación de sólidos es posible que los poros de la matriz productora se obstruyan y por tanto se estarían modificando las condiciones de porosidad y permeabilidad de la roca, con la consecuente disminución de la producción.

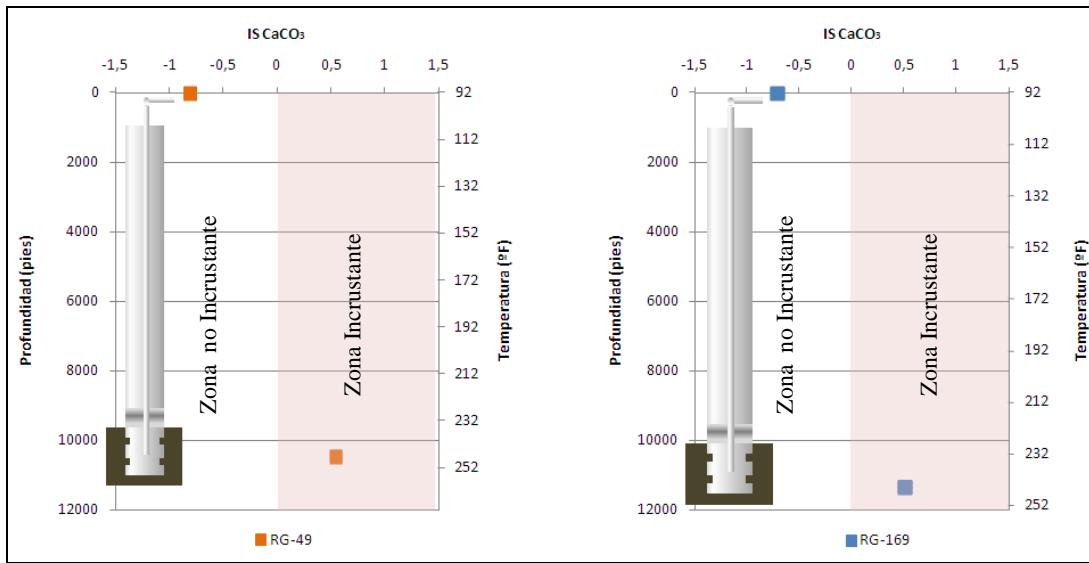


Figura 40. Perfil de Índice de Saturación a) RG-49 b) RG-169

Otro escenario plantea el taponamiento de los forros ranurados, en este caso se esperaría el aumento de la caída de presión en ese punto, dando como resultado el cambio en las condiciones termodinámicas del fluido y la reducción de fluido extraído. Es por ello que se recomienda realizar análisis detallados del agua y verificación de las condiciones en el yacimiento.

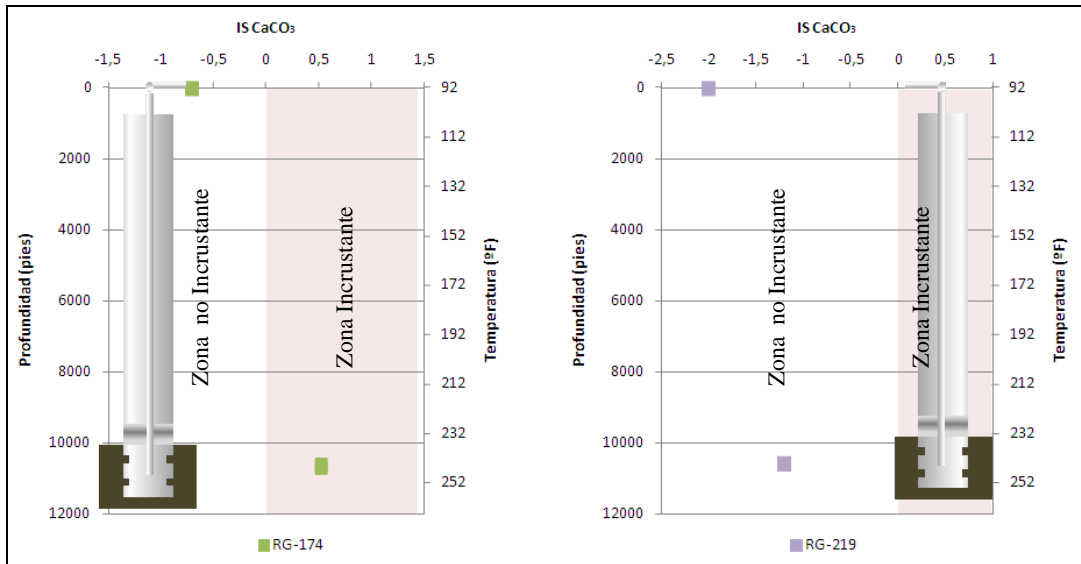


Figura 41. Perfil de Índice de Saturación a) RG-174 b) RG-219

De la Figura 41, se infiere que aún cuando en el pozo RG-174 el agua no debería presentar problemas de precipitación de calcita a condiciones de superficie, ésta tiene un comportamiento de sobresaturación del mineral en el subsuelo, por lo que la problemática viene del yacimiento.

Para el pozo RG-219 el comportamiento del agua es menos agresivo y no se espera la precipitación de sólidos a través de la trayectoria de la tubería de producción. Para el primer caso se recomienda entonces la aplicación de un esquema de inyección de inhibidor anti incrustante en el fondo del pozo, de tal forma de atacar y prevenir la formación de carbonato de calcio desde el punto inicial donde se presenta la problemática.

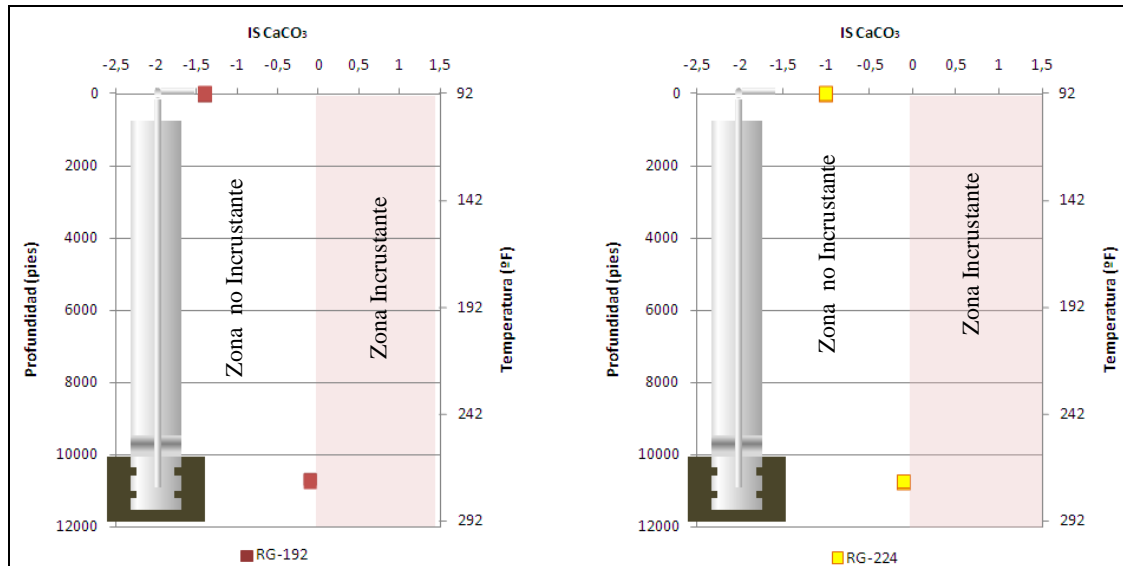


Figura 42. Perfil de Índice de Saturación a) RG-192 b) RG-224

Los pozos RG-192 y RG-224 de la Figura 42 pertenecen al yacimiento RG-13 y están completados en la misma arena productora MEF, lo que explica su conducta similar frente al nivel de saturación del agua.

Para las condiciones de fondo se evidencia que el agua está insaturada por lo que no se espera que se generen problemas por deposición de calcita, sin embargo debido a que se encuentra muy cercana al punto de saturación, se recomienda determinar el índice de saturación con caracterización más actual de las aguas.

A nivel de superficie se tiene que gracias a la disminución de la temperatura aumenta la solubilidad del carbonato de calcio en el agua, por lo que no se supera el producto de solubilidad y no se espera la formación de incrustaciones.

A continuación se presenta el perfil para el pozo RG-74, productor de la arena COB4 y del yacimiento RG-69.

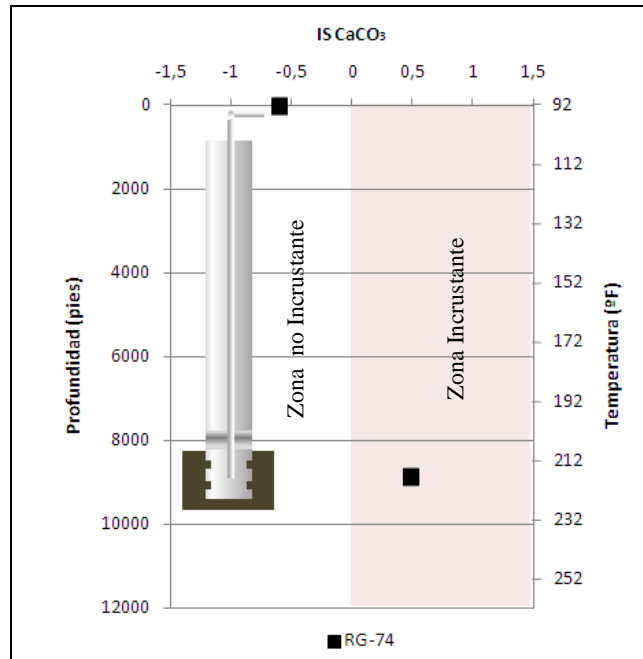


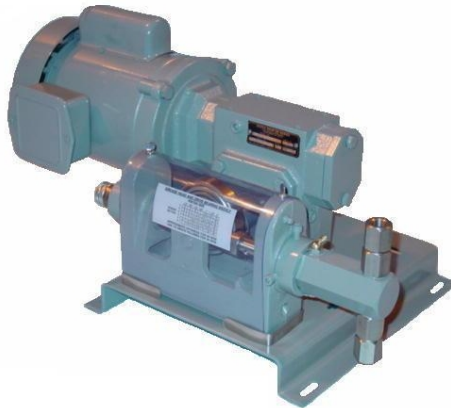
Figura 43. Perfil de Índice de Saturación RG-74

De acuerdo con la representación anterior, Figura 43, se sugiere que en caso de usar un inhibidor de incrustaciones, el punto de inyección debe ser a nivel de subsuelo, donde se evidencia que el agua está sobresaturada de iones calcio y bicarbonato de acuerdo con el índice de saturación, a pesar de la indicación de insaturación en el cabezal; si por precipitación de sólidos se produce taponamiento en los poros de la arena productora o en los segmentos perforados, la producción del pozo presentará una fuerte declinación en su curva de producción y posible cierre del mismo.

A continuación se presenta el posible diseño del sistema de inyección.

La selección de la bomba dosificadora dependerá, entre otras cosas, de las propiedades del inhibidor a inyectar, en caso de ser un inhibidor con alto poder corrosivo, se recomienda una bomba de diafragma donde los internos de la bomba son de materiales resistentes, generalmente teflón; de lo contrario cuando el químico no es agresivo, es posible usar una bomba tipo pistón (IRP, 2007).

Suponiendo un caudal de inyección de 26,5 l/día (17 ml/min) (dosificación que se establece a partir de los ensayos de eficiencia de inhibidores de la Norma NACE TM 0374) y como producto químico, el inhibidor de incrustaciones a base de polisacáridos naturales (INTAV™) (el cual no es reactivo), se selecciona una bomba tipo pistón de 3/8" y presión máxima de descarga 1000 psi, como la que se presenta en la Figura 44.



STROKE	FULL STROKE OUTPUT		
	ML/MIN	GPH	GPD
18	30	0.48	11.5
EPFC	EXPLOSION PROOF FAN COOLED		

Figura 44. Bomba dosificadora tipo pistón

Los criterios de dimensionamiento de la línea de inyección son dos:

- 1) Velocidad
- 2) Caída de presión / longitud (usualmente psi/100 pies)

Fluido		
Presión de entrada	psi	674,000
Caída de presión	psi	8,792

Fluido		
<i>Presión de salida</i>	psi	665,208
<i>Gravedad específica</i>	-	0,943
<i>Viscosidad</i>	cP	1,00*
<i>Temperatura</i>	°F	218,0
<i>Caudal</i>	gpm	0,0080

Línea		
<i>Rugosidad ()</i>	pie	0,000007**
<i>NPS</i>	-	
<i>Sch</i>	-	80S
<i>OD</i>	pulg	0,405
<i>ID</i>	pulg	0,215
<i>Longitud</i>	pie	8617,00

* Viscosidad aproximada.

** Corresponde a la rugosidad del acero inoxidable (Diagrama de Moody)

Resultados		
F_T	*	0,037
<i>Velocidad</i>	pie/s	0,071
<i>Velocidad</i>	m/s	0,025
<i>Reynolds</i>	*	117
<i>Factor de fricción</i>	*	0,54538
<i>Caída de presión total</i>	psi	8,792
<i>Longitud equivalente</i>	pie	8.618,13
<i>P (psi/100 pie)</i>	-	0,102

Para una presión de salida de 665 psi (presión de yacimiento), se requiere una presión de descarga de la bomba de 674 psi, con una línea de 1/8" NPS, (nominal pipe size), de acero inoxidable, cédula 40S, de longitud superior a los 8600 pies, con la cual se obtienen una velocidad de 0,07 pie/s y caída de presión de 0,1 psi/100 pies.

El sistema requiere de dos isotanques o bulk tanks (Figura 45), uno en funcionamiento y otro de reserva para realizar el llenado del inhibidor sin interrumpir la inyección, estos isotanques pueden ser de PVC o de acero inoxidable.

Con el caudal supuesto de 0,0265 m³/día y teniendo en cuenta que el volumen del isotanque equivale a 1m³, se determina un tiempo de reserva de 37 días.

Ahora bien, para el momento inicial de instalación del sistema, primero deberá ocuparse el volumen del capilar (línea de inyección) que corresponde a $1,53 \text{ m}^3$, por lo tanto se requerirá de 2530 litros de inhibidor para llenar la columna del capilar e instalar el primer isotanque que durará 37 días.



Figura 45. Isotank para productos químicos

El sistema de inyección deberá contemplar la instrumentación adecuada que permita el control en la dosificación, principalmente un control de nivel con su respectivo indicador, tal como se muestra en la Figura 46.

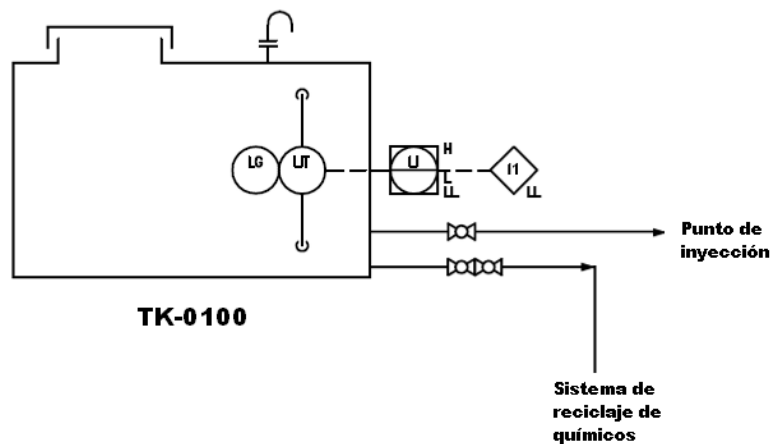


Figura 46. Control de nivel sistema de dosificación

Cabe destacar que así como se determina el punto de inyección a través del análisis del potencial incrustante en este pozo, es posible proceder de forma similar en los demás pozos donde se tenga la información suficiente para diseñar el sistema de dosificación del inhibidor.

Santa Ana

Para este campo se recopila información concerniente al análisis fisicoquímico de fluidos de 7 pozos, AM-70, AM-73, AM-86, AM-107C, AM-107L, AM-108, AM-115. Las condiciones usadas en el estudio corresponden a 14,696 psia y 60°F, equivalentes a la condición en superficie; a diferencia de los pozos anteriores no se conocen las condiciones en el subsuelo, por lo que se procede a determinar el índice de saturación de acuerdo al nivel de información adquirido bajo el modelo de Stiff y Davis.

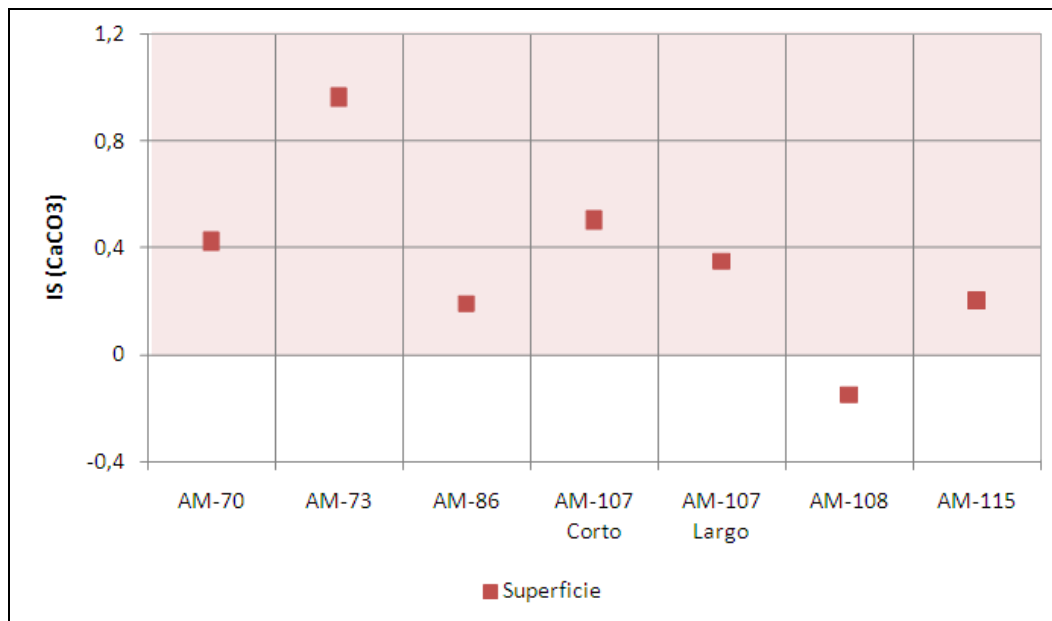


Figura 47. IS Campo Santa Ana

De la Figura 47, se extraen dos escenarios importantes, el primero referente al pozo AM-108 que de acuerdo a la composición del agua de producción presenta un índice de saturación menor a cero, es decir que el agua se encuentra insaturada y no se alcanza el producto de solubilidad del carbonato de calcio. En el otro escenario se

ubican los seis pozos restantes con índices de saturación positivos, por tanto agua sobresaturada con posible precipitación de calcita, se destacan los pozos AM-86 y AM-115, con un comportamiento ligero respecto a la formación de incrustaciones y en el otro extremo el pozo AM-73 que podría considerarse como agresivo frente a la precipitación de carbonato de calcio.

A través de la Figura 48 donde se presenta el pH y los miliequivalentes de calcio y bicarbonato para cada pozo, se puede determinar la incidencia de estas variables sobre el índice de saturación de las aguas.

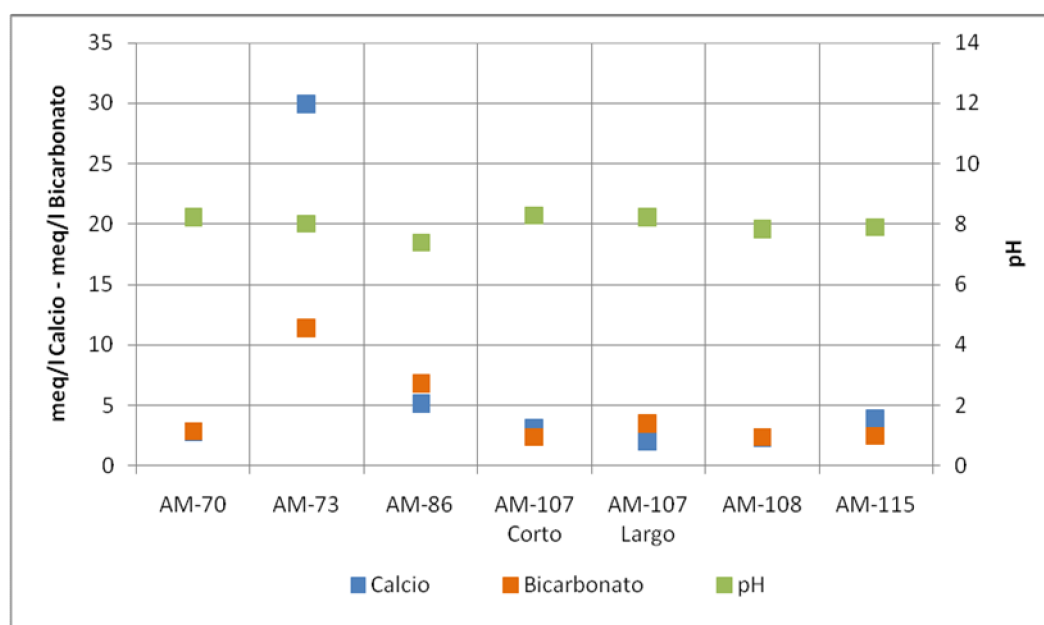


Figura 48. pH, meq/L Ca y HCO_3^- para los pozos del campo Santa Ana

La agresividad ya identificada en el agua del pozo AM-73 se debe a la importante cantidad de iones calcio en el sistema, así mismo éste posee una mayor contribución de iones bicarbonato cuando se compara con el resto de pozos. La medida de pH menor para el pozo AM-86 explica por qué el agua asociada está más cercana al estado de saturación con respecto a pozos como AM-73 y AM-107. Para el caso del pozo AM-108 se evidencia que presenta las menores concentraciones de bicarbonato y calcio, además de una medida de pH baja en comparación con las aguas de los demás pozos, siendo éstas características que justifican su insaturación.

Junín

En la División Junín de la FPO, tal como se indica en la Tabla 11, se determinó el índice de saturación para 5 pozos en los bloques 1 y 3.

Tabla 11. Pozos de la División Junín (FPO)

Pozo	Bloque
NZZ-222	Bloque 1
IZZ-231	Bloque 3
NZZ-215	Bloque 3
NZZ-220	Bloque 3
NZZ-221	Bloque 3

Según el nivel de información reportado para el caso Junín, es posible calcular el índice de saturación de acuerdo con las correlaciones de Langelier y Stiff y Davis. Es importante recalcar que aún cuando fue posible determinar el índice de saturación a nivel de cabezal y fondo, dado que se conoce la temperatura de los pozos en estos puntos, estos modelos no consideran la presión por lo que el análisis se realiza con base a la tendencia, mas no al dato puntual del índice de saturación.

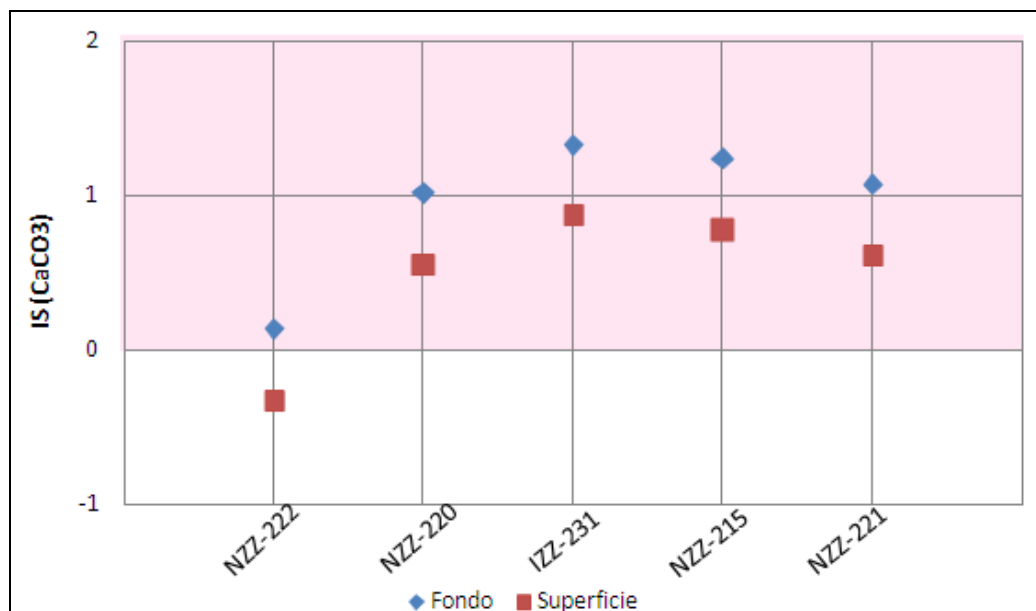


Figura 49. IS Campo Junín

De la evaluación de la tendencia incrustante para 5 pozos en el campo Junín, presentada en la Figura 49, se obtiene lo siguiente: el pozo NZZ-222, presenta tendencia a la formación de incrustaciones en fondo de pozo, mas no a condiciones de superficie, lo cual indica que se trata de un pozo por el cual fluye agua de formación que es ligeramente incrustante. Para este caso, a pesar que el índice de saturación sugiere que en el cabezal no precipitarán cristales de carbonato de calcio, es importante considerar que debido a que las incrustaciones se forman desde el fondo, la presencia de sitios activos para la nucleación en cabezal es mayor pudiéndose modificar el equilibrio en este punto.

El índice de saturación de los pozos NZZ-220, IZZ-231, NZZ-215 y NZZ-221 señala que el agua se encuentra sobresaturada de iones calcio y bicarbonato en toda la trayectoria de producción, donde el punto más crítico se presenta en fondo de pozo por la condición de mayor temperatura.

La temperatura de yacimiento para el área Junín se estima de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$T(^{\circ}F) = 0,0194 \times P + 93,447 \quad \text{Ecuación 36.}$$

Donde;

T; es la temperatura en °F en función de la profundidad.

P; profundidad en pies.

El gradiente geotérmico obtenido a partir de la Ecuación 36 es de 0,0194 °F/pie. En general, la temperatura varía en un rango de 100 a 150 °F, donde las profundidades finales no sobrepasan los 2500 pies (Total Vertical Depth).

Con ayuda del gradiente geotérmico se determina la relación profundidad – temperatura y de acuerdo a los datos obtenidos de índice de saturación y su dependencia con la temperatura, se establece la correspondencia entre el índice de saturación y la profundidad, dando como resultado la Figura 50.

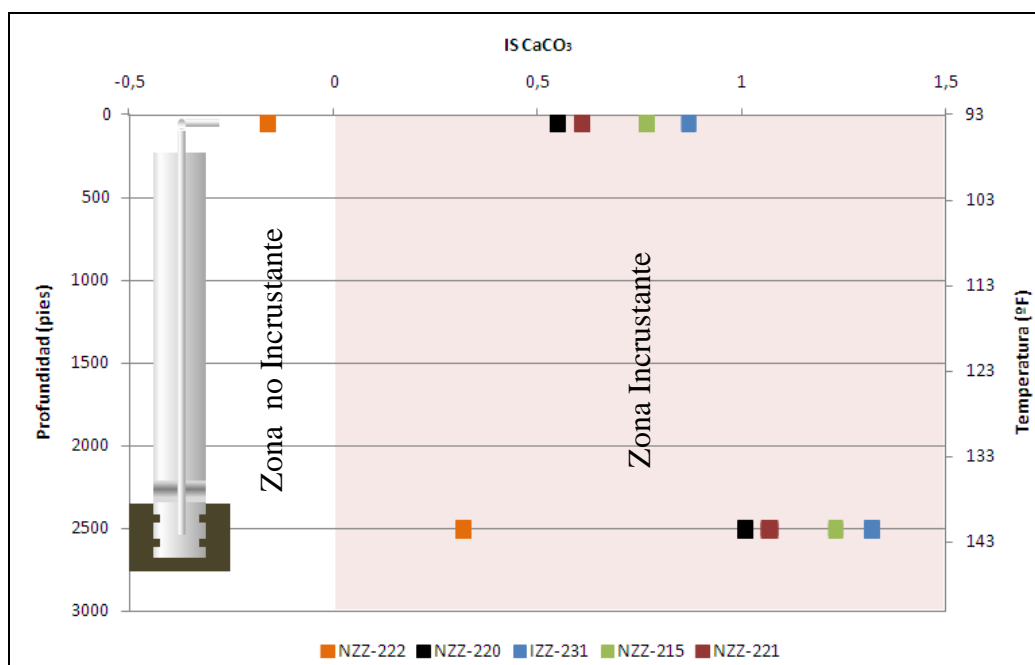


Figura 50. Perfil de Índice de Saturación pozos del campo Junín

Aquí se presentan dos casos, el primero de ellos en el pozo NZZ-222 donde el índice de saturación indica un agua sobresaturada con iones calcio y bicarbonato a condición de fondo más no en cabezal. El segundo caso indica una fuerte tendencia incrustante para los pozos NZZ-220, IZZ-231, NZZ-215 y NZZ-221, donde el índice de saturación del agua sugiere la precipitación de carbonato de calcio en toda la longitud de la tubería de producción. Para efectos de generar un esquema de inyección de inhibidor de incrustaciones, se recomienda entonces que se utilice un capilar ubicado en la zona perforada de la tubería, de esta forma se garantiza que los iones permanezcan disueltos en el agua, evitando la formación de incrustaciones.

Ayacucho

En la División Ayacucho de la FPO, se evaluaron 8 pozos pertenecientes a los bloques Kuripaco, Japreira y Piaroa, Tabla 12.

Tabla 12. Pozos de la División Ayacucho (FPO)

Pozo	Bloque
MFK-4E	Kuripaco
MFK-5E	Kuripaco
MFK-9E	Kuripaco
MFJ-4E	Japreira
MFJ-5E	Japreira
MFJ-6E	Japreira
MFP-04	Piaroa
MFP-5E	Piaroa

El índice de saturación se determina de acuerdo con el modelo propuesto por Stiff y Davis, gracias a la caracterización extendida de las aguas de producción y formación.

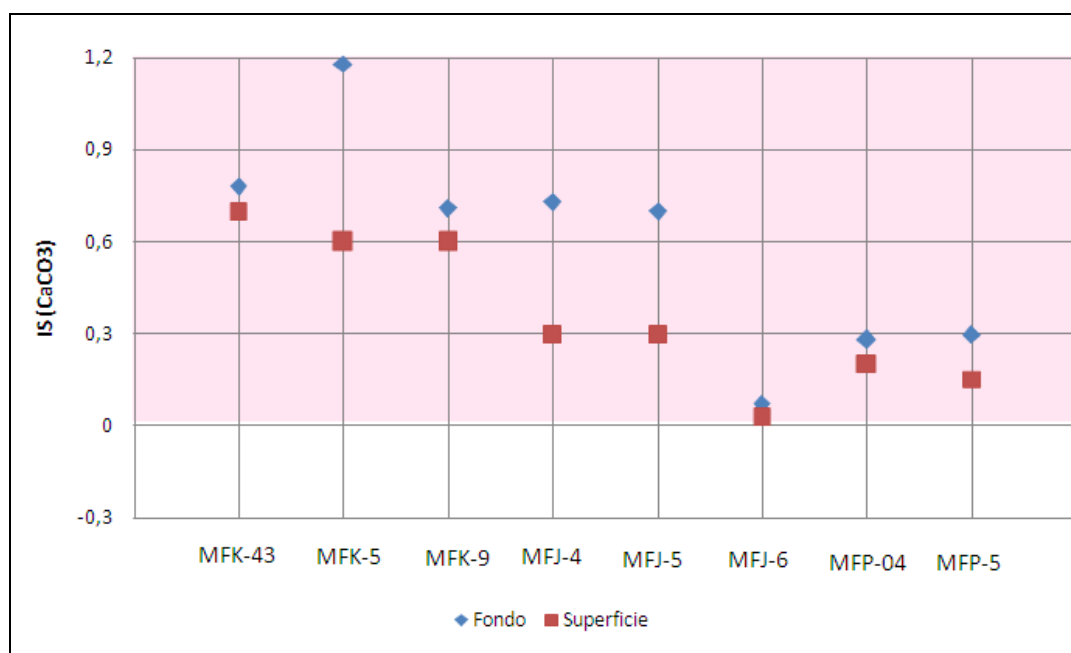


Figura 51. IS Campo Ayacucho

Tomando en cuenta los datos de los análisis de las muestras de agua y realizando los cálculos de los índices de saturación para el carbonato de calcio puede observarse como con excepción del pozo MFJ-6 las aguas de los pozos analizados se encuentran en la región de sobresaturación.

La sobresaturación indica la disponibilidad de una cantidad suficiente de iones calcio y bicarbonato para originar la precipitación de calcita, debido a que alcanza el producto de solubilidad.

Para los pozos MFK-43, MFK-9, MFJ-06, MFP-04 y MFP-5, se evidencia que existe la misma tendencia a la formación de incrustaciones tanto en el fondo de los pozos como en la instalación de superficie. Esto sugiere que el efecto de la temperatura que indicaría mayor solubilidad del carbonato de calcio en cabezal no es marcado, por lo cual la sobresaturación parece mantenerse constante en toda la trayectoria de producción.

El comportamiento incrustante de estas aguas resulta acorde con su origen marino del tipo NaCl. Las aguas de origen marino están sobresaturadas con respecto a calcita y aragonita de tal manera que tan pronto comienza la evaporación ocurre la precipitación de CaCO_3 .

Carabobo

A continuación se presenta el índice de saturación para las aguas de producción de 10 pozos pertenecientes a la división Carabobo.

Las aguas asociadas a los pozos presentados en la Figura 52 indican en general, un comportamiento incrustante respecto al carbonato de calcio a condiciones de yacimiento, mientras que muestran insaturación respecto a este mineral en superficie. Es de esperarse por ende que se presenten problemas de taponamiento en los poros de la roca y en las perforaciones, más no en la tubería de producción o en el cabezal.

De igual forma se destaca que a pesar de presentar un índice de saturación positivo, pozos como el MA-193, MA-194, CTS-01, CPS-01 y CPC-01 se encuentran muy cercanos a la condición de saturación. Mientras que, los índices de saturación de las aguas de los pozos MA-192 y UV-204 fueron los más alejados de la condición de saturación, es posible que estos últimos se encuentren dentro de una zona de mezcla de aguas incompatibles.

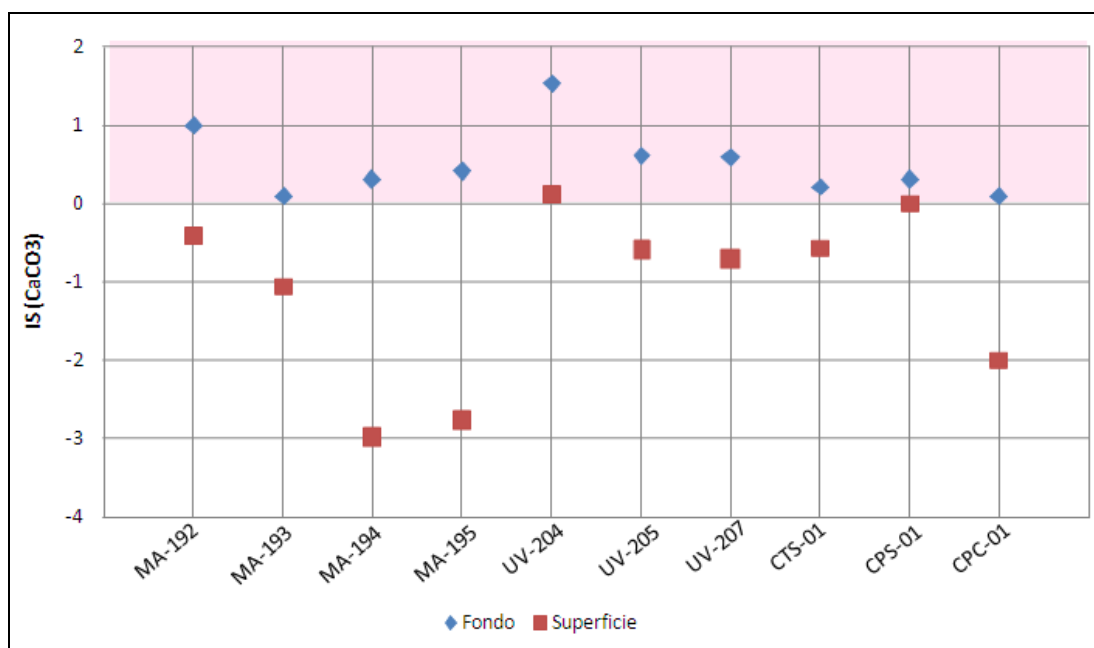


Figura 52. IS Campo Carabobo

Este comportamiento menos agresivo a la precipitación de calcita de los pozos del campo Carabobo, se explica gracias al origen meteórico y no marino de las aguas de formación.

El Furrial

En este campo se recopiló información para 45 pozos a través del estudio: Diagnóstico de la problemática de formación de incrustaciones en la UEY Furrial. Para el momento del estudio los pozos pertenecían a 4 yacimientos diferentes: Naricual Inferior, Naricual Medio, Naricual Superior y Cretáceo.

La siguiente tabla presenta la lista de pozos y los yacimientos a los que pertenecen.

Tabla 13. Pozos y Yacimiento

Pozo	Yacimiento	Pozo	Yacimiento
Ful-8	Naricual Superior	Ful-30I	Naricual Inferior
Ful-19S	Naricual Superior	Ful-40I	Naricual Inferior
Ful-20	Naricual Superior	Ful-41I	Naricual Inferior

Pozo	Yacimiento	Pozo	Yacimiento
Ful-21S	Naricual Superior	Ful-45I	Naricual Inferior
Ful-51S	Naricual Superior	Ful-49	Naricual Inferior
Ful-22	Naricual Superior	Ful-50S	Naricual Inferior
Ful-36	Naricual Superior	Ful-61	Naricual Inferior
Ful-39	Naricual Superior	Ful-62	Naricual Inferior
Ful-47	Naricual Superior	Ful-68	Naricual Inferior
Fn-18	Naricual Superior	Ful-70	Naricual Inferior
Ful-9S	Naricual Medio (s)	Ful-74	Naricual Inferior
Ful-40S	Naricual Medio (s)	Ful-75	Naricual Inferior
Ful-41S	Naricual Medio (s)	Ful-78	Naricual Inferior
Ful-45S	Naricual Medio (s)	Ful-79	Naricual Inferior
Ful-51I	Naricual Medio (i)	Ful-80	Naricual Inferior
Fn-6S	Naricual Medio (s)	Ful-82	Naricual Inferior
Ful-2	Naricual Inferior	Ful-85	Naricual Inferior
Ful-6	Naricual Inferior	Ful-4	Cretáceo
Ful-9I	Naricual Inferior	Ful-11I	Cretáceo
Ful-11S	Naricual Inferior	Ful-17I	Cretáceo
Ful-17S	Naricual Inferior	Ful-50I	Cretáceo
Ful-19I	Naricual Inferior	Ful-58	Cretáceo
Ful-21I	Naricual Inferior		

Las Figura 53 (Yacimientos Naricual Superior, Naricual Medio y Cretáceo) y Figura 54 (Yacimiento Naricual Inferior) presentan los gráficos de los índices de saturación del agua de los pozos clasificados según el yacimiento del que provienen. En general, el agua de los pozos varía desde ligera hasta fuertemente incrustante.

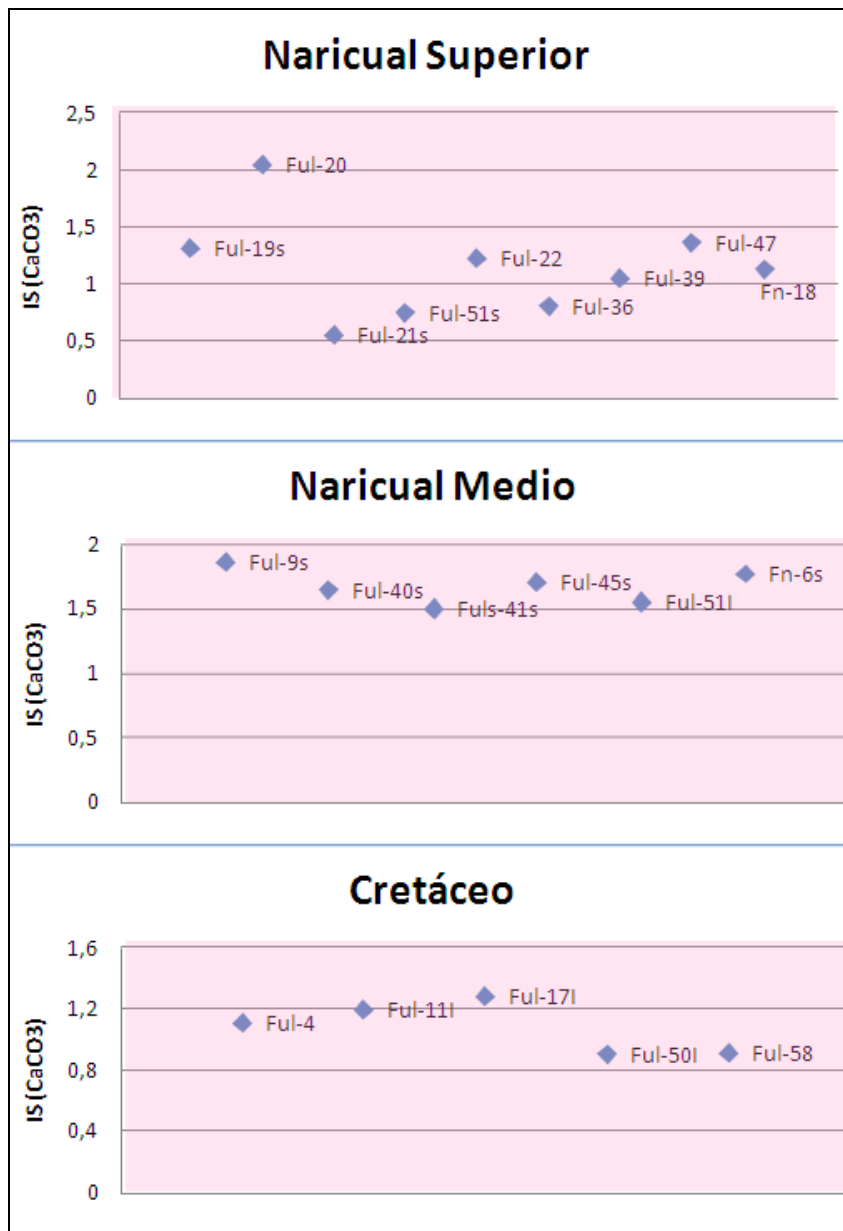


Figura 53. IS Campo El Furrial (Naricual Superior, Medio y Cretáceo)

En la Figura 53 se evidencia que para todos los pozos los resultados fueron positivos, en el caso de Naricual Medio y Cretáceo los valores se presentan significativamente alejados del punto de saturación, por lo cual se considera una condición de potencial incrustante alto. En el yacimiento Naricual Superior, los resultados son más variados, en un rango de 0,51 para el FUL-21S (cercano al punto de equilibrio) a 2,1 para el FUL-20 (alto poder incrustante).

La Figura 54, representa el 67% de los pozos estudiados para este campo que están perforados en el yacimiento Naricual Inferior, donde es evidente la tendencia a formar incrustaciones por las aguas de estos pozos.

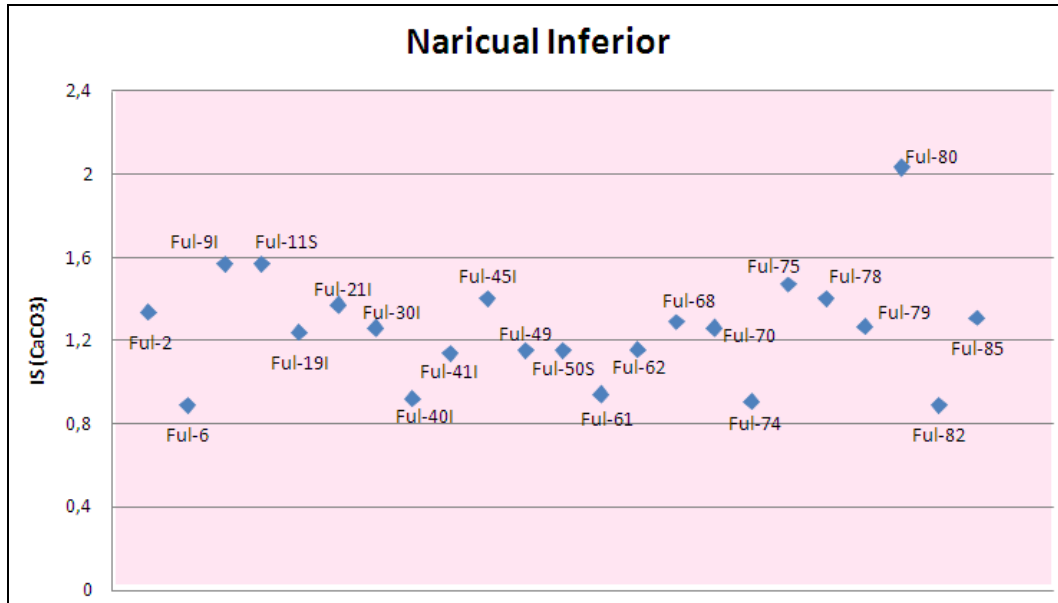


Figura 54. IS Campo El Furrial (Naricual Inferior)

Se identifican los pozos FUL-80 y FUL-82, como los extremos máximo y mínimo del índice de saturación, respectivamente. En promedio el índice de saturación para este yacimiento está cercano a 1,2 lo cual puede considerarse como una tendencia fuerte de deposición de sólidos. Para el caso de los pozos Ful-8 y FUL-17S no fue posible determinar el índice de saturación debido a que no se contaba con la medida del pH in situ.

Una vez analizado el índice de saturación específico para cada pozo, surgió la necesidad de realizar una comparación directa entre los campos, de acuerdo con el potencial incrustante definido por el índice de saturación.

Para ello, se establece un índice de saturación representativo de las aguas de producción de cada campo estudiado y con esto se elaboran las figuras 55 y 56.

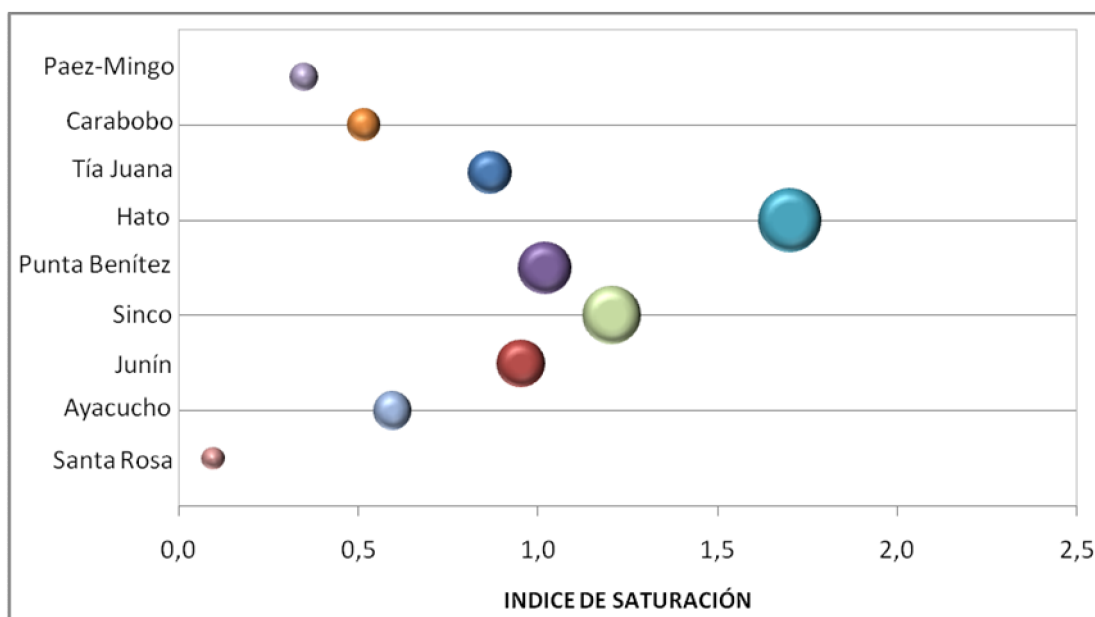


Figura 55. Índice de saturación por campos en la condición de fondo

Graficando el índice de saturación de acuerdo a las condiciones de subsuelo se infiere que todas las aguas asociadas a los pozos de los campos analizados tienen potencial para precipitar calcita.

Además, se determina que las aguas evaluadas en el campo Hato son las más agresivas y por tanto con mayor potencial para formar incrustaciones. En segundo y tercer lugar se encuentran los campos Sinco y Punta Benítez respectivamente. También se destacan las aguas del campo Santa Rosa, que a condiciones de fondo presentan una ligera tendencia a la precipitación de carbonato de calcio.

De este diagrama, se excluyen los campos Santa Ana y El Furrial, en los cuales no se evaluó el índice de saturación a condición de fondo.

A continuación (Figura 56), se muestra el índice de saturación para los once campos estudiados según los resultados obtenidos de la evaluación en superficie.

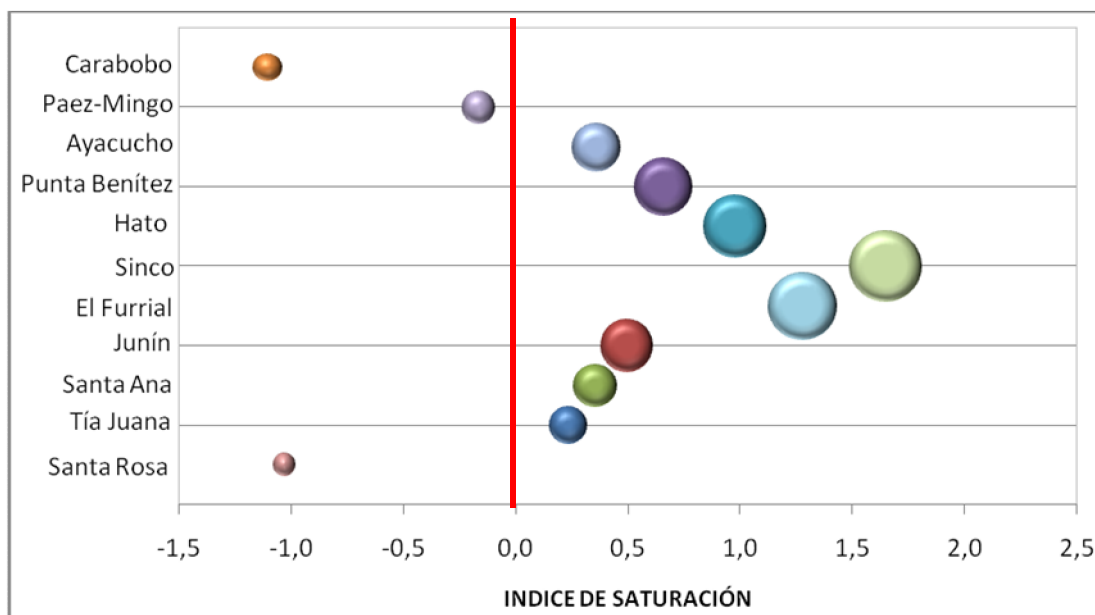


Figura 56. Índice de saturación por campos en la condición de superficie

La Figura 56, está dividida en dos zonas por medio de una franja roja que equivale al punto de saturación o equilibrio del agua, hacia la izquierda está la condición de insaturación y hacia la derecha la condición de sobresaturación o posible precipitación de carbonato de calcio, mientras más alejado, mayor será la agresividad del agua y su potencial formación de incrustaciones.

Es posible identificar que los campos Ayacucho, Junín, Santa Ana, Tía Juana, Punta Benítez, El Furrial, Sinco y Hato, tienen aguas de producción que poseen un índice de saturación mayor que cero, por tanto son aguas sobresaturadas. Mientras que las aguas de los campos Carabobo, Santa Rosa y Páez Mingo tienen índices de saturación por debajo de cero, es decir que son aguas insaturadas a condiciones de superficie.

Las dos gráficas anteriores, muestran el índice de saturación que representa a cada campo para dos condiciones independientes, fondo y superficie. A través de estas figuras es posible establecer una nueva jerarquización de los campos dependiendo del potencial incrustante de las aguas de formación y producción, tal como se indica en la Figura 57.

En estos esquemas es posible identificar a los campos Hato, Sinco y El Furrial, como los de mayor tendencia a la formación de incrustaciones de acuerdo con los índices de saturación.

Comparando la primera jerarquización que dependía del nivel de información disponible con la jerarquización según el índice de saturación, se evidencia que los campos El Furrial y Sinco, siempre se encuentran en la parte superior de las pirámides, por lo que se consideran como los campos donde resulta más imperativo realizar estudios enfocados al control de esta problemática.

Se infiere también, que una jerarquización partiendo solo de la información técnica disponible, aún cuando brinda una primera aproximación del nivel de criticidad de la problemática en los campos, debe estar acompañada con estudios que consideren el índice de saturación y otros factores que incidan sobre la tendencia a la formación de incrustaciones.

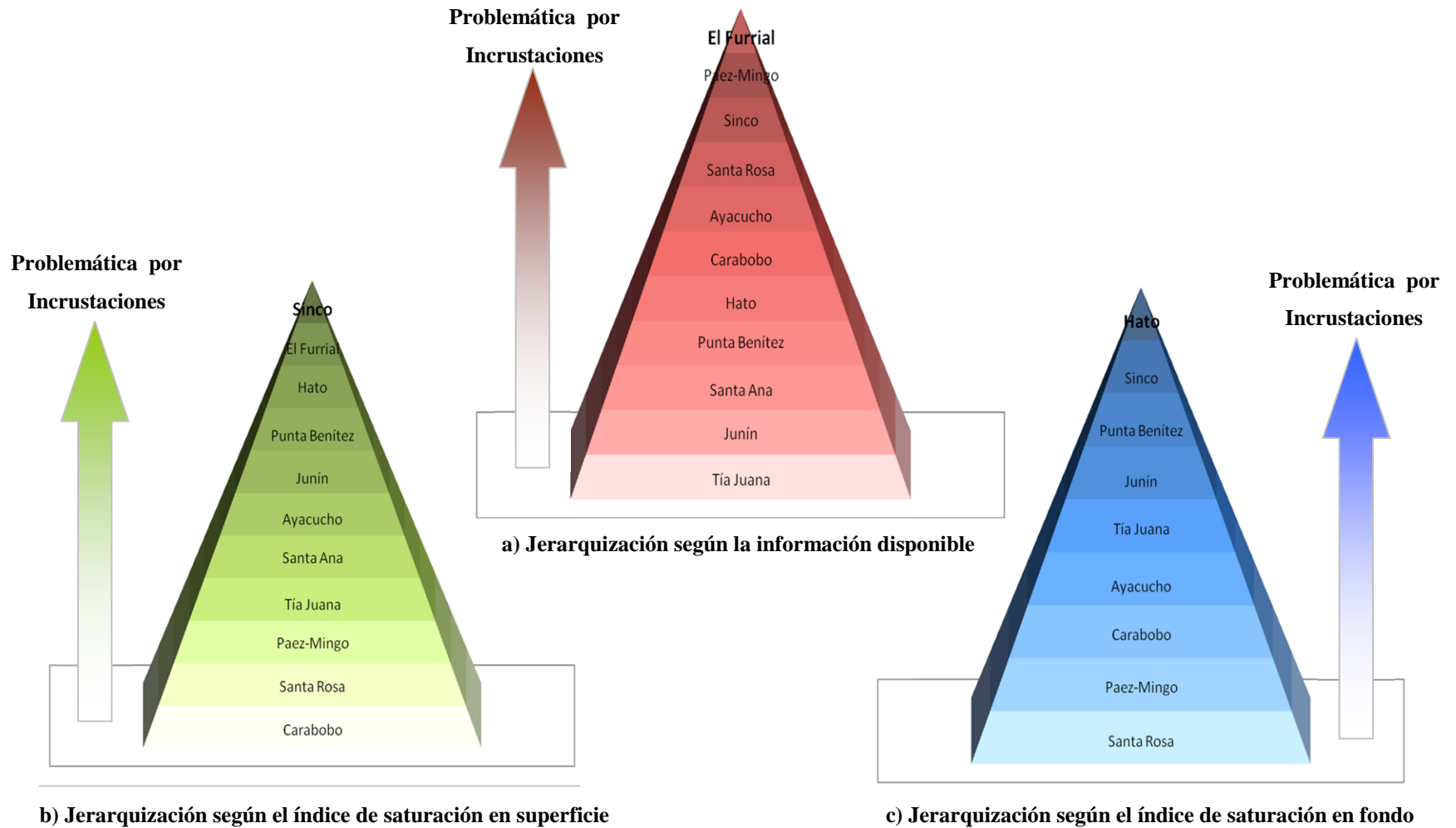


Figura 57. Comparación de esquemas de jerarquización

4.3. MAPAS DE TENDENCIA A LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES.

A través de las medidas puntuales realizadas en los diferentes pozos de los campos seleccionados, es posible con la ayuda de técnicas geostadísticas, estimar el índice de saturación para pozos de los cuales no se tiene información de caracterización de las aguas, esto partiendo de la premisa de que los pozos pertenecientes a un mismo yacimiento están interconectados y por tanto las características del agua deben ser similar entre los pozos más cercanos. De acuerdo con esto, se desarrolló una herramienta que permite la predicción y selección de zonas críticas incrustantes, denominada MAPA TIA: Mapa de tendencia incrustante de las aguas de producción y formación basado en el índice de saturación.

La generación de estos mapas de tendencia toma como fundamento los principios de la estadística y la probabilidad aplicados a propiedades de yacimientos, como por ejemplo porosidad, permeabilidad, entre otras. Para este caso se está estimando la tendencia a formar incrustaciones del agua presente en el sistema que fluye a través del yacimiento hasta llegar a los cabezales de pozo.

Es de esperarse entonces que la mejor aproximación o estimación esté directamente relacionada con la cantidad de puntos o pozos conocidos. De esta forma la varianza o incertidumbre con la cual se calculen los índices de saturación para los pozos no conocidos será aceptable y se tendrá una mayor confiabilidad en la tendencia generada.

Por lo tanto se seleccionaron los campos con mayor cantidad de pozos para la generación de sus respectivos mapas de tendencia, Tabla 14, siendo estos Páez Mingo y Sinco pertenecientes a la División Centro Sur y El Furrial ubicado en la División Oriente, los cuales fueron identificados como zonas con antecedentes por taponamiento de tuberías de producción por precipitación de carbonato de calcio.

Tabla 14. Campos seleccionados para generar mapas de tendencia.

Campo	# Pozos
Sinco	16
Páez-Mingo	18
El Furrial	45

A continuación, se presenta la secuencia metodológica propuesta para la elaboración de los mapas de tendencia (Figura 58).

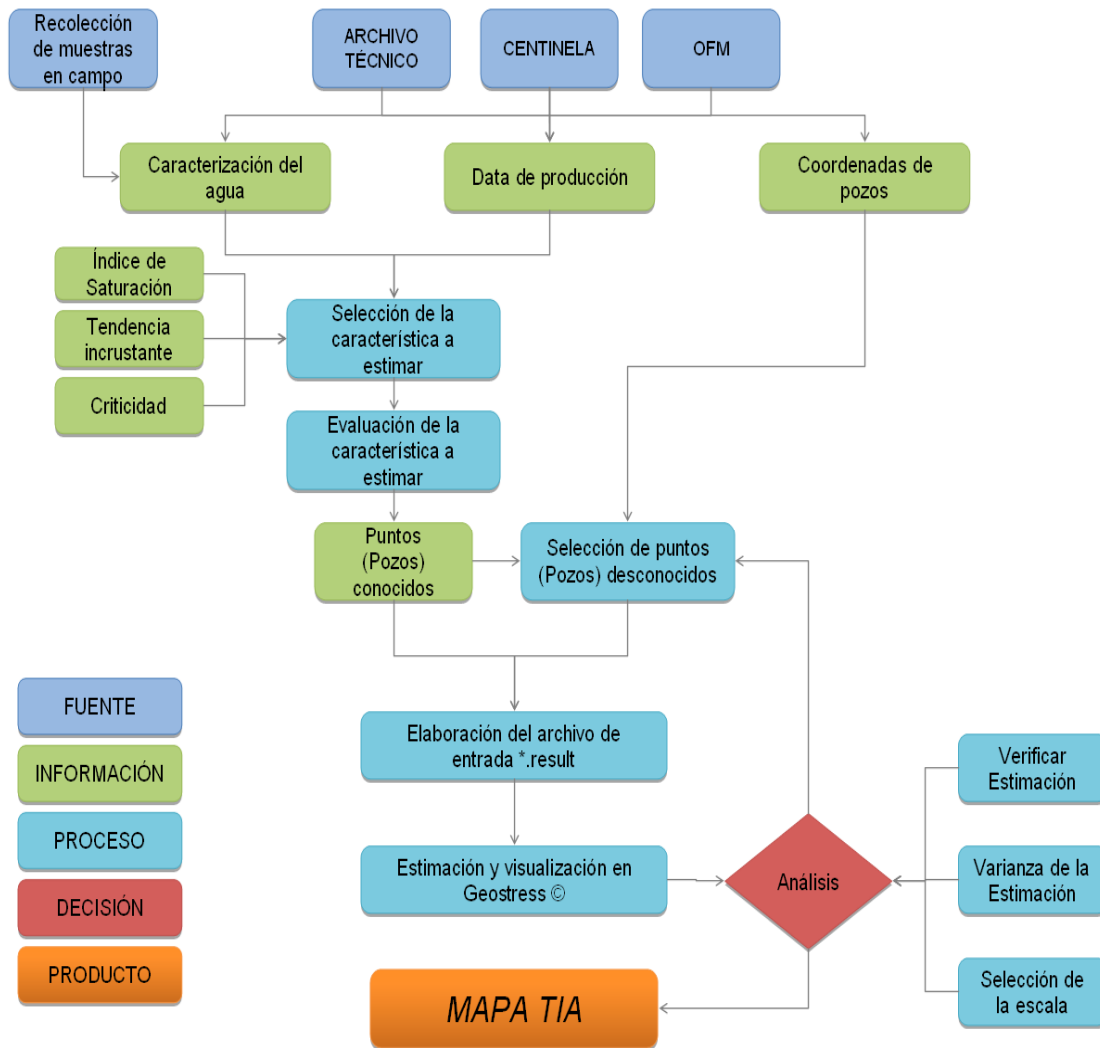


Figura 58. Metodología para elaborar un MAPA TIA

La calidad de la imagen producida vendrá dada por:

- La cantidad de datos conocidos y visualizados. Mientras mayor sea la información de entrada conocida, mejor será la estimación, menor será el grado de incertidumbre y por ende se podrán graficar en el mapa más pozos y abarcar un área mayor en el campo.
- El nivel de rigurosidad con que se realice la etapa de Análisis. Es en esta etapa donde se comprueba que los puntos estimados tengan valores dentro de un rango lógico, es posible encontrar estimaciones que no sean confiables especialmente cuando se trabaja con un porcentaje inferior al 15% de puntos conocidos, frente a los desconocidos que se desea estimar. No obstante el número final de pozos visualizados dependerá de diferentes factores; uno de los más decisivos es la distancia entre los pozos, mientras más cercanos estén los pozos entre sí, mayor será la certidumbre de las estimaciones.

Estos mapas son considerados una herramienta de suma importancia dentro del Sistema de Gestión del Riesgo de las Incrustaciones, ya que a través de la visualización y ubicación de los pozos, se puede establecer una jerarquía en la problemática de incrustaciones dentro del campo, es decir se pueden seleccionar aquellos pozos en los que se presenta la mayor tendencia a precipitar carbonato de calcio según el índice de saturación del agua asociada.

Otra ventaja radica en que no se requiere caracterizar las aguas de todos los pozos de un campo para conocer la característica incrustante del mismo, por lo tanto implementar esta herramienta minimiza los costos dentro del SGRI, sin embargo debe tenerse en cuenta que mientras mayor sea la cantidad de pozos con data conocida, mejor serán las estimaciones en aquellos pozos no conocidos.

La Figura 59 señala los resultados de las estimaciones del índice de saturación a través de los mapas TIA.

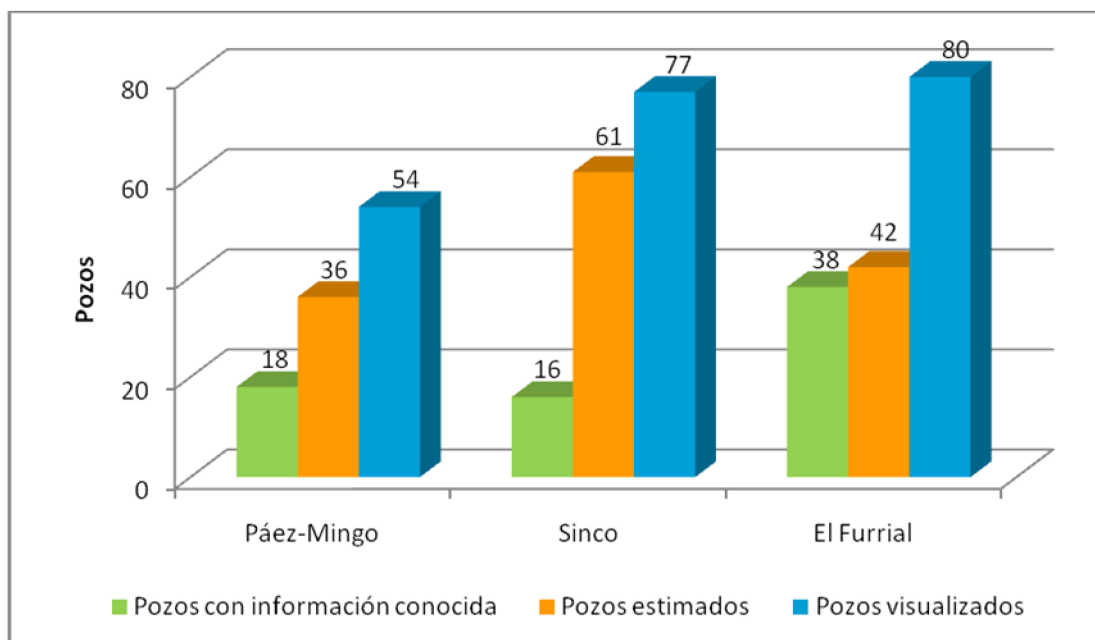


Figura 59. Resultados de los Mapa TIA

Es posible inferir a partir de un número determinado de pozos, 18 en el caso del campo Páez-Mingo, la estimación de 36 pozos adicionales y visualizar 54 pozos en total. Para el campo Sinco, se parte de información respectiva a 16 pozos, se estiman 61 y se incluyen en el mapa 77. Finalmente, para El Furrial, se inicia la estimación con información conocida de 38 pozos, 42 pozos más fueron estimados y en el mapa de tendencia se visualiza la suma de pozos equivalente a 80; en este caso se realizaron mapas para cada yacimiento, con 14 pozos conocidos para el yacimiento Naricual Superior y 24 pozos para el yacimiento Naricual Inferior.

El uso de esta nueva herramienta de selección y jerarquización directa de pozos con tendencia incrustante, genera un aporte en el protocolo para la aplicación y evaluación de inhibidores de incrustaciones, tal como se muestra en la Figura 60. El mapa de tendencia permite el manejo de gran cantidad de información perteneciente a un mayor número de pozos y su jerarquización, dando como resultado la decisión sobre cuál es el pozo más afectado por la problemática de incrustaciones.

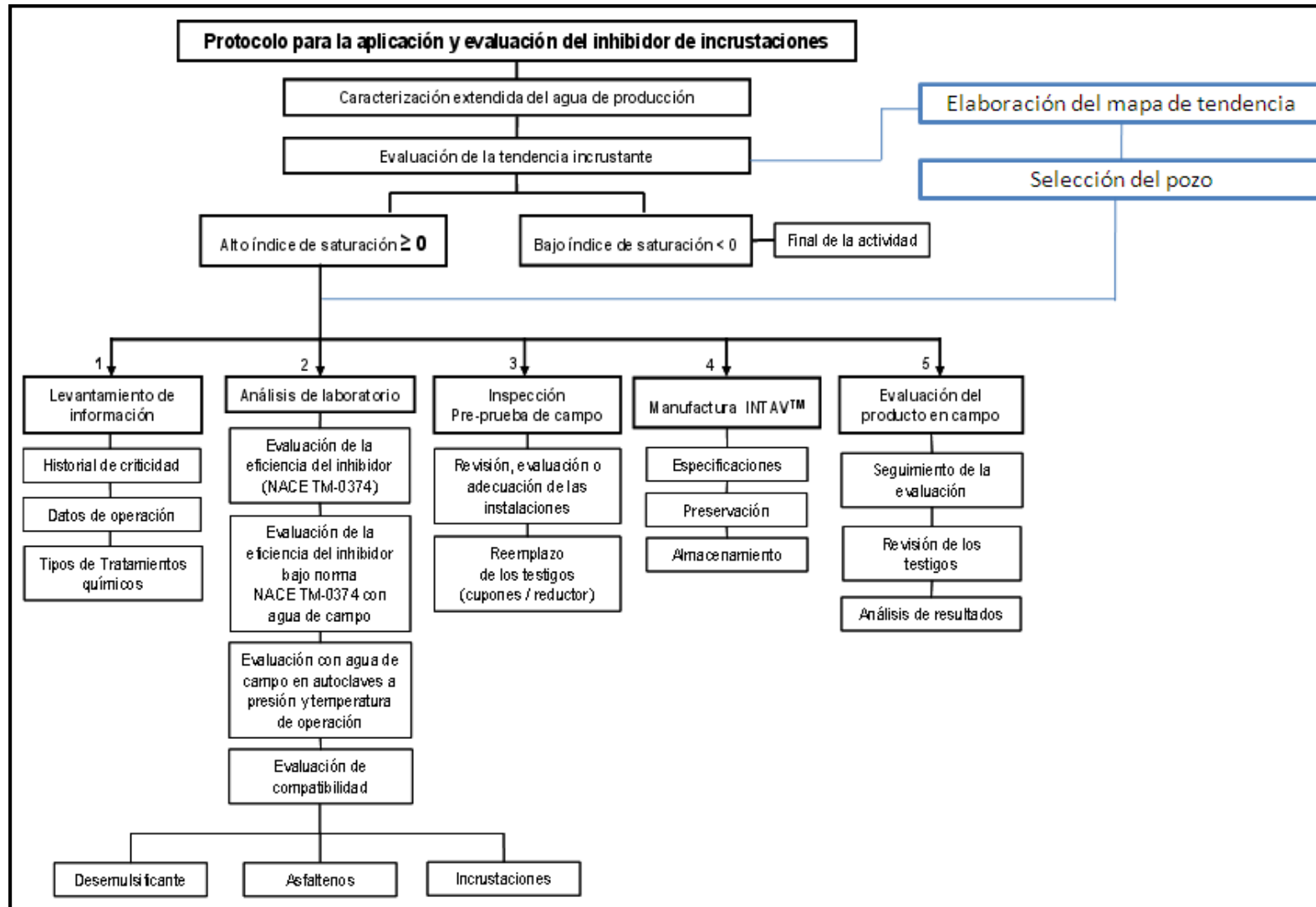


Figura 60. Nuevo esquema de actividades para el escalamiento del inhibidor de incrustaciones a base de sábila industrial

A continuación se presentan el mapa de tendencia basado en los índices de saturación del Campo Sinco.

El Campo Sinco parece tener una tendencia altamente incrustante en el centro de la zona visualizada en el Mapa 1, gracias a las contribuciones de los pozos Sinco-22, Sinco-26 y Sinco-33, es decir que estos son los pozos donde es posible encontrar en mayor medida taponamiento por formación de carbonato de calcio y por ende se clasifican como puntos críticos y se postulan para la implementación de tratamientos antiincrustantes.

En el otro extremo, se identifican los pozos aledaños a Sinco-44 y Sinco-73, los cuales presentan insaturación con respecto a la calcita, por tanto se esperaría que no tuvieran problemas por taponamiento en el sistema de flujo.

A parte de los pozos ya señalados, en este mapa (Mapa 1) se destacan los pozos Sinco-6 y Sinco-39, de la Tabla 15, por ser los que contribuyen en mayor medida a la producción del campo. Por tanto, se tienen en especial consideración aún cuando no son los pozos con las aguas más agresivas, debido a la posible precipitación de carbonato de calcio propuesta por los índices de saturación, condición que toma fuerza si se tienen en cuenta los cortes de agua producidos, 58 y 90%, respectivamente.

Tabla 15. Pozos del Campo Sinco

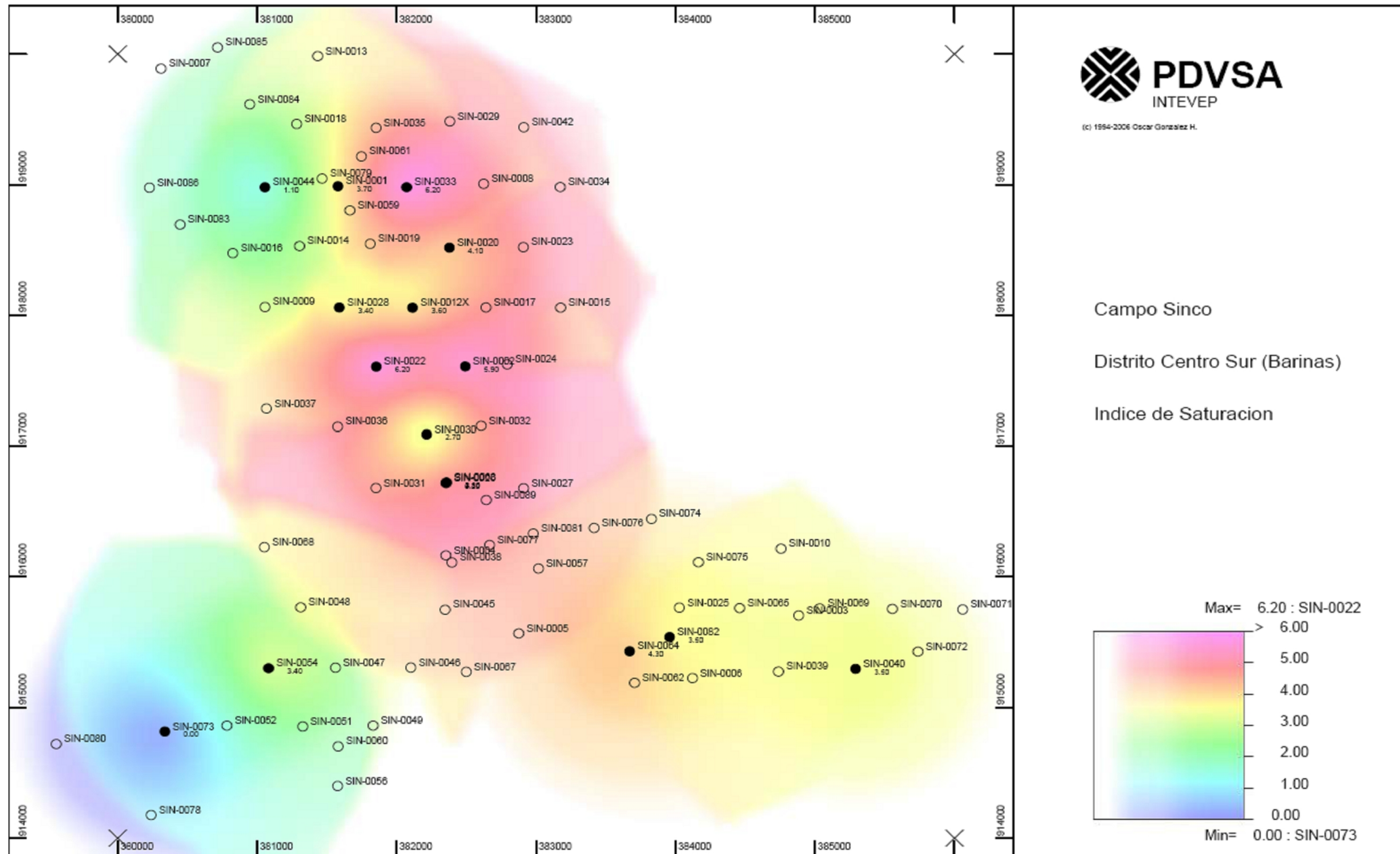
POZO	BFPD	BPPD	BAPD	METODO	IS
SIN 6	1186	485	701	BES	1,3
SIN 39	4309	420	3889	BES	1,2

Donde;

BFPD: Barriles de fluido por día.

BPPD/BAPD: Barriles de petróleo/agua por día.

BES: Bombeo Electrosumergible.



Mapa 1. Índice de Saturación campo Sinco

En el Mapa 2, correspondiente al Campo Páez-Mingo, la visualización lograda presenta una tendencia homogénea en cuanto al índice de saturación, es decir que a excepción de unos pozos, la zona representada tiene características similares en las aguas de producción.

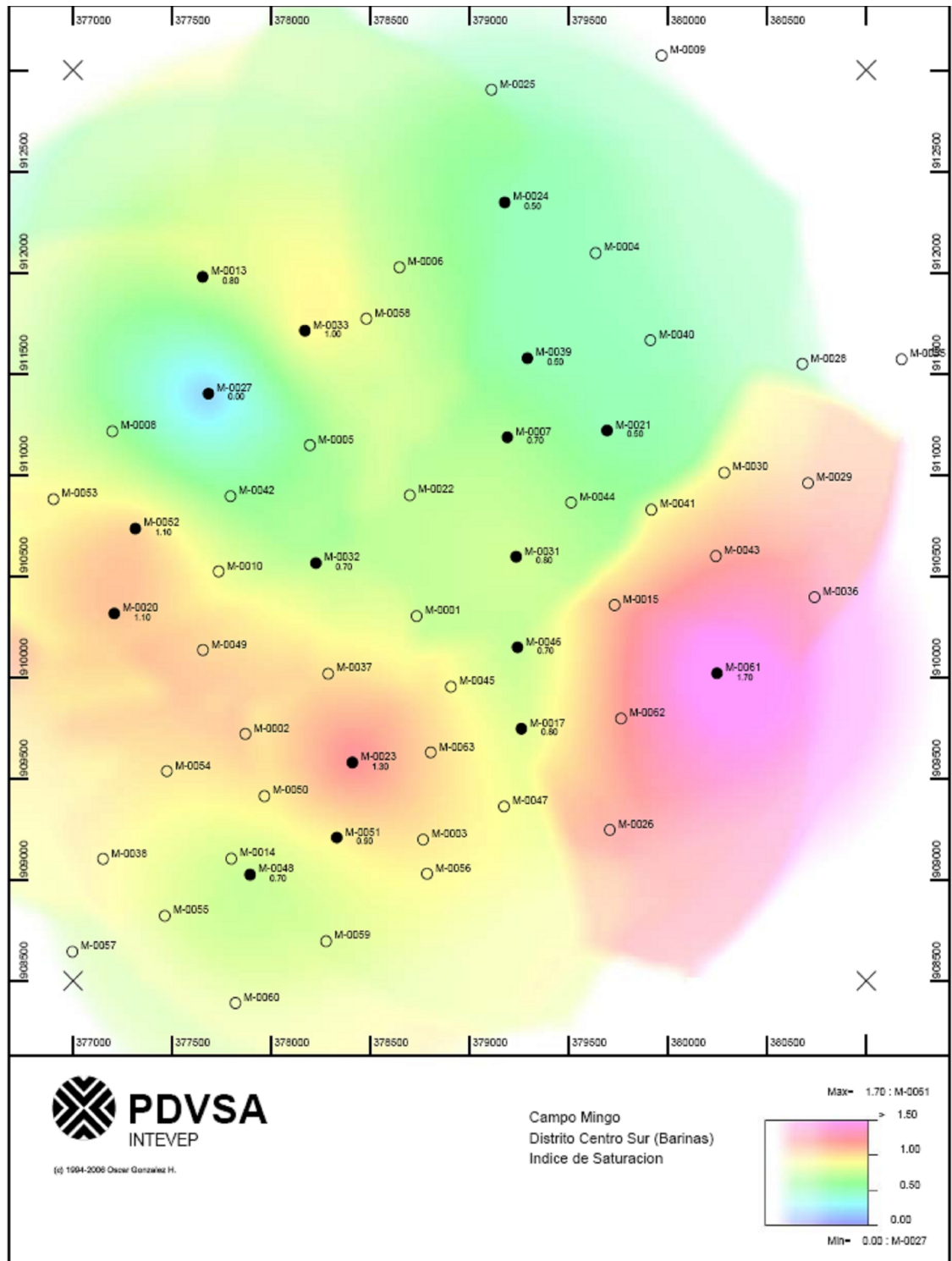
A partir de la Tabla 16 se infiere que en la zona de color verde, se encuentran ubicados los pozos que tienen aguas insaturadas o que no se espera tengan problemas por taponamiento. En amarillo se indica la zona en que las aguas están saturadas, por lo que cambios en las condiciones operacionales podrían inducir a una disminución de la solubilidad y la consecuente precipitación de sólidos. Finalmente, las aguas sobresaturadas y de las que se espera formen incrustaciones se visualizan en color rojo.

Tabla 16. Escala de Interpretación Mapa 2.

Escala	Mapa	IS
Sobresaturación (Extremo)	1,7	0,8
Saturación	0,9	0
Insaturación (Extremo)	0	-0,9

Se destaca el pozo M-61 que representa la tendencia incrustante extrema con un índice de saturación de 0,8; seguido por los pozos M-23 y M-20. Teniendo en cuenta la producción asociada a estos tres pozos, se selecciona al pozo Mingo-20 dado que tiene la tasa más alta al producir 126 BPPD, como candidato para la implementación de una estrategia de prevención y control de las incrustaciones que tome los lineamientos de un Sistema de Gestión del Riesgo, donde se analice a mayor profundidad el comportamiento del pozo, a través de gráficos de recuperación (RAP: Relación Agua Petróleo), historial de producción, análisis de curva de declinación, registros de resistividad y perfiles de presión y temperatura (Xbailey et al, 2000).

Por último, en el Mapa 2, se indica que el agua del pozo M-27, se encuentra en una condición de insaturación (IS = -0,9) donde no se espera deposición de carbonato de calcio.



Mapa 2. Índice de Saturación campo Mingo

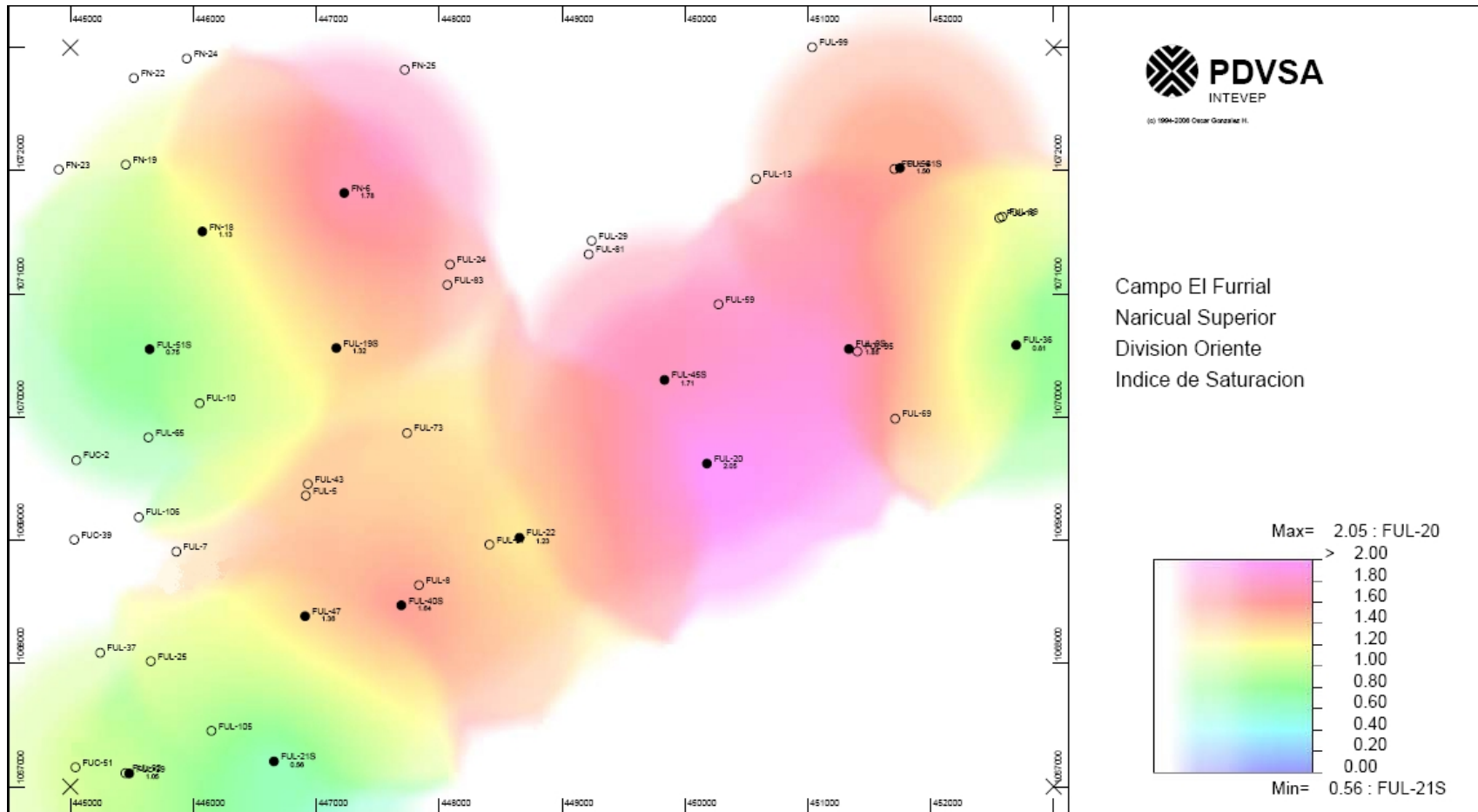
En la nueva división estratigráfica que tiene el Campo El Furrial, reportada desde el primer semestre del 2010, se suprime el yacimiento Naricual Medio. Los pozos perforados en este yacimiento se distribuyeron en los yacimientos restantes: Naricual Superior, Naricual Inferior y Cretáceo.

Para realizar la estimación, se seleccionaron aquellos yacimientos con un número mayor a 10 pozos con índice de saturación conocido, debido a que con un número menor la incertidumbre de la estimación es muy alta. Se generaron los mapas 3 y 4 correspondientes a los yacimientos Naricual Superior y Naricual Inferior, con 14 y 24 datos conocidos, respectivamente. Con esto se obtiene un producto de mayor valor y aplicabilidad para las condiciones actuales del campo.

Aún cuando los índices de saturación de las aguas asociadas a los pozos de este campo resultaron positivos en su totalidad indicando la sobresaturación de las mismas, si se realiza la comparación entre los dos mapas de los yacimientos seleccionados, se infiere que la tendencia a la formación de incrustaciones, pareciera ser más fuerte para el yacimiento Naricual Superior, dado que un número importante de pozos con índices de saturación más alejados de cero se encuentran en este yacimiento.

En el Mapa 3 (Naricual Superior) predomina el color rojo, que corresponde según la escala del mapa a un índice de saturación superior a 1,6. Los extremos del yacimiento donde la agresividad del agua es menor se identifican con un color verde (IS=0,9) sin embargo sigue estando sobresaturada.

Un caso particular de interpretación es el pozo FN-22 en color blanco que significa que es un pozo que tiene la máxima incertidumbre y el programa no logra generar una estimación debido a que se encuentra muy alejado de los pozos FN-6 (IS=1,78) y FN-18 (IS=1,13) que son pozos con índice de saturación conocido. Por el contrario el pozo FUL-69 fue estimado con un índice de saturación de aproximadamente de 1,5 gracias principalmente a su proximidad con el FUL-9S que tiene un valor conocido y calculado de 1,86.



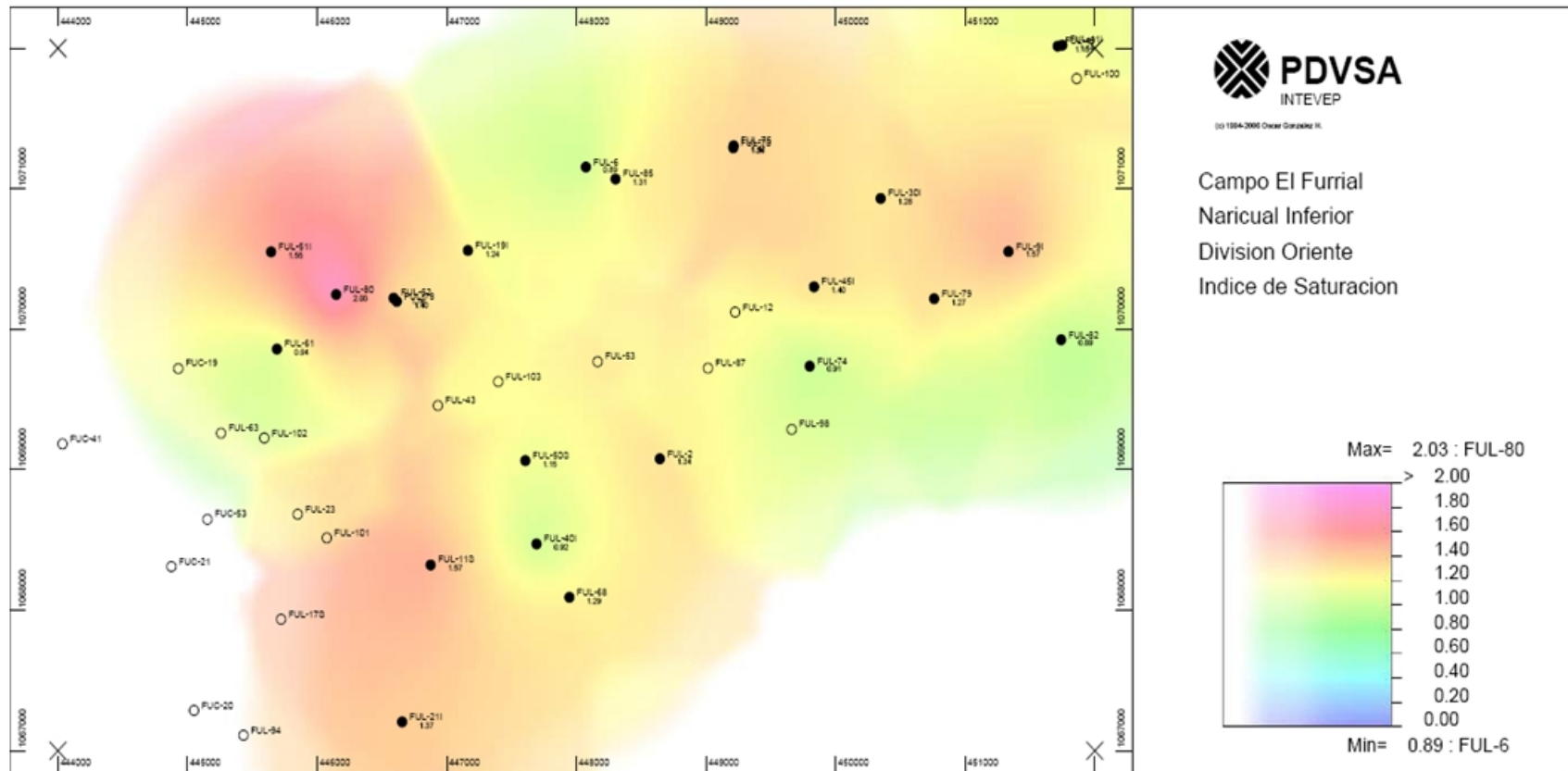
Mapa 3. Índice de Saturación Yacimiento Naricual Superior

En el Mapa 4. Índice de Saturación Yacimiento Naricual Inferior, del yacimiento Naricual Inferior, el pozo FUL-80 (IS=2,03) representa el pozo con el agua más agresiva y propensa a la precipitación de calcita. De forma general, la mayor parte de la zona visualizada corresponde a un rango de índice de saturación entre 1,1 y 1,3.

Los pozos FUL-6, FUL-74 y FUL-82 se identifican como los de menor tendencia a la formación de incrustaciones en el yacimiento Naricual Inferior, influyendo en la estimación del índice de saturación de los pozos FUL-43, FUL-53, FUL-103, FUL-102, FUL-63 y FUC-19.

Por medio de la visualización realizada es posible identificar la carencia de data en el área Musipan a la cual pertenecen los pozos FUC-20, FUC-21, FUC-41, FUC-53, FUC-94, entre otros, donde la estimación tiene un alto componente de incertidumbre. De igual forma existen zonas en las que el color amarillo es pálido lo que significa que la incertidumbre de la estimación es alta. Por todo lo anterior, se recomienda realizar un levantamiento de información, a través del muestreo y caracterización de las aguas pertenecientes a algunos de los pozos mencionados con lo cual se podrá realizar una mejor estimación del índice de saturación y mejorar la confiabilidad de los resultados.

Las estimaciones visualizadas a través de estos mapas, permiten realizar un diagnóstico y generar una selección preliminar de aquellos pozos donde las aguas de producción tienen mayor potencial incrustante, basado en el índice de saturación.



Mapa 4. Indice de Saturación Yacimiento Naricual Inferior

4.4. MODELO PROPUESTO PARA EL SISTEMA DE GESTIÓN DEL RIESGO DE INCRUSTACIONES (SRGI)

Todas las herramientas de análisis y procesamiento de la información, expuestas hasta el momento, generan un aporte significativo siempre y cuando estén concebidas bajo el marco de una estructura de planificación, ejecución y verificación.

Al igual que los sistemas convencionales, un sistema de gestión del riesgo de incrustaciones se basa en cuatro grandes fases: Planificar, Hacer, Verificar, Actuar; de donde se desprenden diferentes etapas y a su vez actividades que apuntan al control del riesgo.

El sistema que se plantea para la gestión del riesgo por incrustaciones, es una estructura abierta, lógica, dinámica y funcional de procedimientos, actividades y recursos orientados a reducir el detrimento en las instalaciones, de tal forma que se puedan garantizar y mantener las condiciones operativas óptimas en el campo. La Figura 61 corresponde al esquema concebido para el SRGI.



Figura 61. Modelo del SGRI

La estructura propuesta está basada en un proceso de contextualización y documentación, como primera etapa denominada conocimiento del contexto. Las

actividades que conforman esta etapa son: Definición de mesas de trabajo, alcances, objetivos y recursos para SGRI, recopilación de la información disponible y visitas de campo.

A partir de esto y en forma secuencial se llevan a cabo las etapas de identificación, análisis y evaluación del riesgo que representa la presencia de incrustaciones en los sistemas de flujo y equipos de subsuelo y superficie.

La etapa de identificación del riesgo, se compone principalmente por un diagnóstico de acuerdo con la información recopilada, posteriormente se realizan inspecciones de los equipos en superficie, seguido del muestreo y análisis de aguas para la determinación del potencial incrustante de las mismas; se puede incluir la instalación de cupones en los pozos que indiquen la presencia de sólidos incrustantes.

Una vez identificado el riesgo, se realiza el análisis del mismo. En esta etapa se requiere estimar la severidad del problema, producido por incompatibilidad de las aguas de formación y producción, cambios fisicoquímicos derivados de las condiciones operacionales, entre otros. Esto se logra implementando un estudio sobre el potencial incrustante de las aguas, por medio del cálculo del índice de saturación, los mapas de tendencia y análisis de criticidad.

Por medio de la evaluación del riesgo, se podrán dimensionar las posibles pérdidas asociadas a las restricciones de flujo, entre ellas: producción diferida, operaciones “workover”, reemplazo de accesorios, remoción de sólidos en áreas incrustadas, entre otros.

De acuerdo a los resultados, se procede a generar y seleccionar estrategias para la prevención o mitigación del fenómeno de deposición de sólidos, las cuales comprenden desde uso de inhibidores anti-incrustantes, herramientas sónicas, acidificación, remoción mecánica, recubrimiento de tuberías, control de condiciones operacionales y en última instancia si la evaluación del riesgo así lo indica, el abandono del pozo.

Las etapas de seguimiento y revisión y las acciones correctivas, transforman el sistema en un modelo sostenible enfocado en el mejoramiento continuo. La Figura 62 muestra la estructura del sistema de gestión del riesgo para el caso de estudio que se presenta en la siguiente sección.

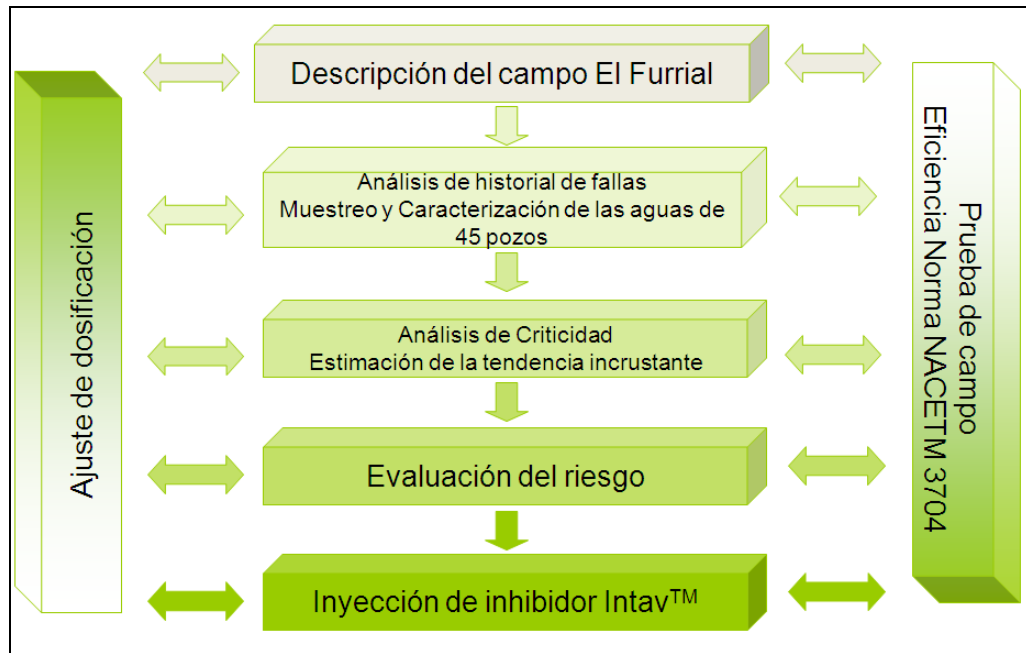


Figura 62. SGRI para El Furrial.

Por medio de la implementación del SGRI, se espera mantener el nivel de productividad del campo, anticipar y evitar problemas por restricción de flujo, aumento de la caída de presión, entre otros. De igual forma, gracias a la anticipación de problemas, es posible realizar mantenimientos preventivos y optimizar las estrategias de mitigación. Lo cual conduce a la reducción de costos y pérdidas asociados a la problemática.

En el Anexo 7, se describen de forma más explícita las características y el alcance de las actividades en cada etapa del Sistema de Gestión del Riesgo de Incrustaciones.

4.5. CASO DE ESTUDIO: CAMPO EL FURRIAL

A continuación, se presenta el caso de estudio para el Campo el Furrial, donde se aplican las diferentes herramientas del Sistema de Gestión del Riesgo de Incrustaciones.

El Campo El Furrial fue descubierto en el año 1986 con la perforación y completación exitosa del pozo FUL-1. Este campo contribuye con el 12,55% de la producción a nivel nacional, por lo que se considera como un campo de gran importancia en el panorama productivo del país.

Tabla 17. Reservas y Producción del campo El Furrial

Reservas		Producción / Inyección	
Crudo	Mediano	Producción de Petróleo	401 MBND
POES	8.594 MMBN	Inyección de Agua	550 MBAD
Recuperables	4.154 MMBN	Inyección de Gas	351 MMPCND
Producidas	2.826 MMBN	Sartas Totales :	242 (Prod./Iny)
Remanentes	1.330 MMBN	Activas:	191
		Inactivas:	51

Los mecanismos de producción en este campo son expansión de la roca (inicial) y recuperación secundaria por inyección de agua e inyección de gas, en los dos últimos se administra energía adicional al yacimiento y se recupera la presión del mismo, imprimiendo mayor movilidad al crudo.

Este campo ha presentado un amplio historial de fallas causadas por formación de incrustaciones en las tuberías de producción en los últimos años, por lo que se han implementado estrategias de mitigación con inhibidores de incrustaciones, sin embargo la problemática sigue siendo compleja y por ello resulta importante establecer una metodología sistemática para el estudio y control de este problema de aseguramiento de flujo, lo anterior se puede conseguir a través de la implementación del SGRI.

4.5.1. Análisis de Criticidad

Se tiene como antecedente la implementación de un análisis de criticidad de deposición de calcita en los pozos productores (Duplat, 2002), que logró identificar los pozos dentro del campo que requerían con más premura la implementación de una estrategia de mitigación.

Se busca implementar la metodología ya establecida, actualizando la información recopilada de las bases de datos y realizar la comparación de los resultados.

A continuación, se exponen las premisas utilizadas en el año 2002 y que serán tomadas en cuenta en esta oportunidad. Los factores críticos en la tendencia incrustante están definidos como se indica en la Tabla 18.

Tabla 18. Factores generales e implícitos que determinan la criticidad de un pozo (Duplat, 2002)

Factor	Factores implícitos	Porcentaje (%)
Índice de saturación (IS)	$[Ca^{+2}] [CO_3^{-2}]$	40
Masa a precipitar	Caudal de Agua MBPD	40
Caída de presión	Liberación de CO_2	20

Se consideró además del índice de saturación, la caída de presión durante la trayectoria de flujo del agua producida, dada la deposición de calcita de la cara de la arena hacia arriba, especialmente a nivel de cabezal que representa el punto de mínima presión, como se indica Figura 63.

De igual forma, el corte de agua y sedimentos influye de forma directa en la cantidad de calcita precipitada, reconociendo en pozos incrustados porcentajes de agua superiores al 50%, además este factor resulta de gran importancia dado que aunque el agua tenga un potencial incrustante muy alto es decir que su índice de saturación esté por encima y alejado del punto de equilibrio, si el pozo no produce un corte de agua significativo, no habrá suficiente masa precipitada para formar la incrustación y la obstrucción del flujo.

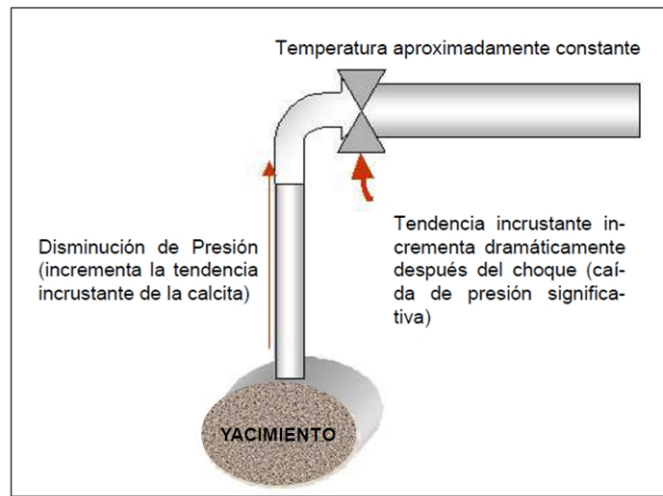


Figura 63. Esquema de deposición de sólidos en el cabezal de pozo

La Tabla 19, muestra la guía de criticidad definida para proceder a la evaluación de la criticidad.

Tabla 19. Guía de criticidad (Duplat, 2002)

1. Frecuencia de Falla (Todo tipo de falla)	Puntaje
Menos de 1 falla en 4 años	1
1 falla en 4 años	2
Entre 4 y 2 fallas en 4 años	4
Más de 4 fallas en 4 años	5
2. Criticidad	
2.1 Índice de saturación	Puntaje
0	0
0 – 1	1
1 – 1.5	2
1.5 – 2	3
Mayor a 2	5
2.2 Masa precipitada	Puntaje
0 – 1	1
1 – 5	3
6 – 10	4
Mayor a 10	6
2.3 Diferencia de presión	Puntaje
100 – 300	1
300 – 600	2
600 – 1000	3
1000 – 1500	4
Mayor a 1500	6

2.4 Caracterización del agua	Puntaje
Del mismo pozo	0,8
De la misma formación	1,2
De otra formación	1,5
El pozo no produce agua	0

Utilizando la metodología descrita y actualizando información como: masa a precipitar, corte de agua, caída de presión y frecuencia de falla; se obtuvo la matriz de criticidad para los pozos evaluados (Figura 64).

Los resultados de esta matriz (Figura 64), que se denominará matriz 2, son comparados con la matriz desarrollada en el 2002 o matriz 1.

Tabla 20. Comparación de matrices de criticidad

Pozos	Matriz 1 (2002)	Matriz 2 (2010)
Críticos	5	8
Semi críticos	12	14
No críticos	46	16
Total	63	38

La diferencia entre el total de pozos para las matrices 1 y 2 se debe a que en el caso de la matriz 2, se omitieron los pozos que ya no están activos.

Como se aprecia, el número de pozos críticos y semicríticos aumentó, es posible que la principal razón para esto, se deba al incremento en el corte de agua y sedimentos producto de las operaciones de recuperación secundaria por inyección de agua.

De la matriz 1 fue seleccionado el pozo Ful-51 como el que presenta la mayor tendencia incrustante, por lo que se estableció como el candidato más crítico para la implementación de tratamiento químico con inhibidores de incrustaciones como estrategia de mitigación y prevención. Mientras que, de la matriz 2, el pozo Ful-68 perteneciente al yacimiento Naricual Superior resulta ser el pozo más crítico frente a la problemática incrustante.

FRECUENCIA DE FALLA		Ful-61 Ful-43			
					Ful-68
		Ful-6	Ful-9l Ful-8	Ful-74 Ful-17l Ful-79	Ful-9s
		Ful-4 Ful-50l	Ful-11l Ful-19l Ful-11S Ful-45s Ful-50S Ful-82 Ful-51s Ful-62 Ful-36 Ful-41 Ful-70 Fn-18 Ful-58	Ful-45l Ful-49 Ful-63 Ful-20 Ful-78 Ful-19s Ful-30l Fn-6s Ful-65 Ful-39	Ful-2 Ful-80 Ful-85
TENDENCIA INCRUSTANTE					

Figura 64. Matriz de criticidad El Furrial

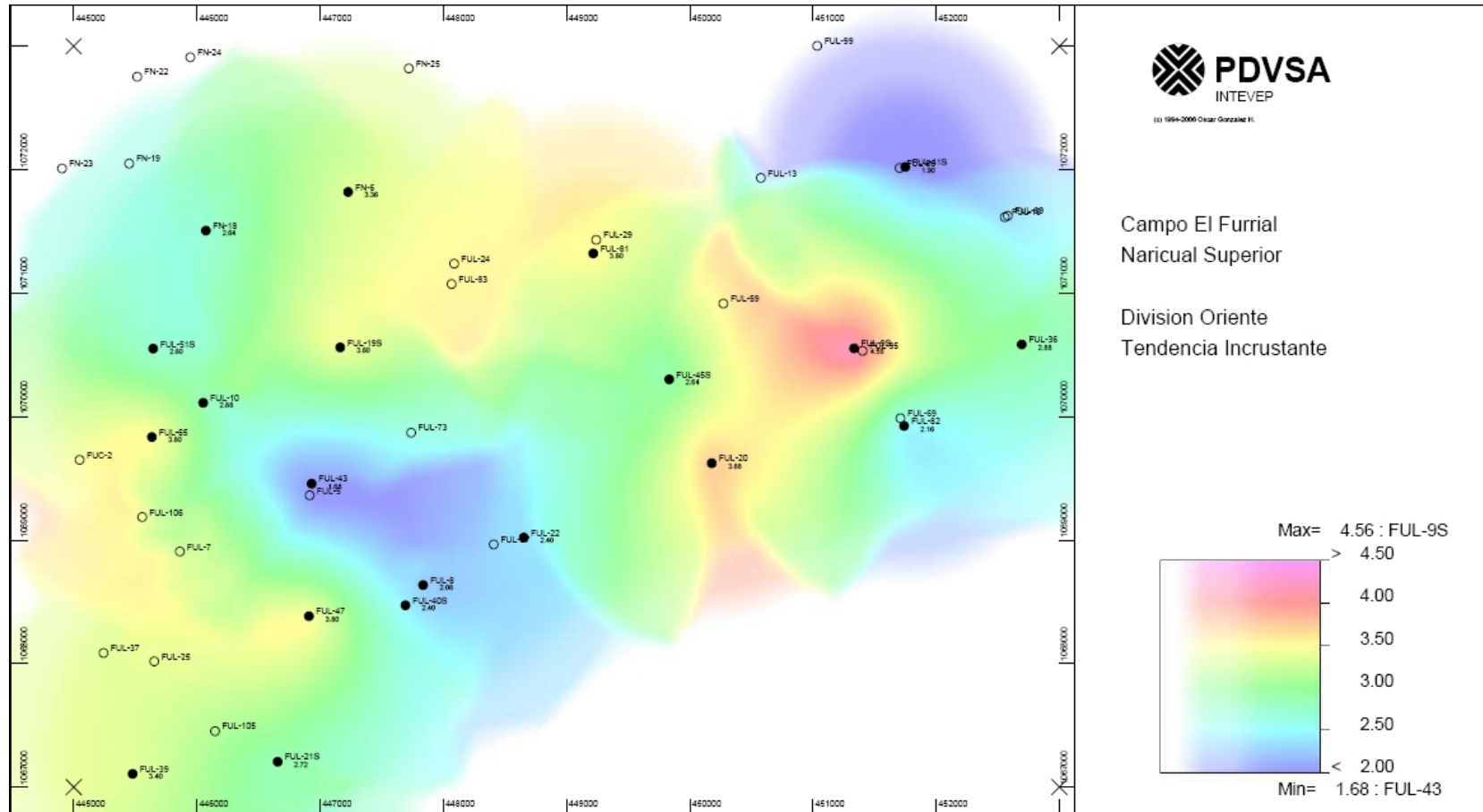
La metodología del análisis de criticidad utiliza como criterio de ponderación el tipo de caracterización del agua, como se indica en el ítem 2.4 de la Tabla 19. Los valores definidos para este criterio por efecto del desconocimiento de la caracterización del agua de producción, aunque intentan corregir la incertidumbre asociada, no resultan de un análisis estadístico. Es aquí donde se identifica una oportunidad de mejora del análisis de criticidad. La fusión de este análisis con los mapas de tendencia, permite estimar los pozos sin información partiendo de los pozos conocidos, a través de un estudio geostadístico que adjudica datos de mayor confiabilidad al análisis y posterior jerarquización de los pozos.

4.5.2. Mapa de Tendencia Incrustante

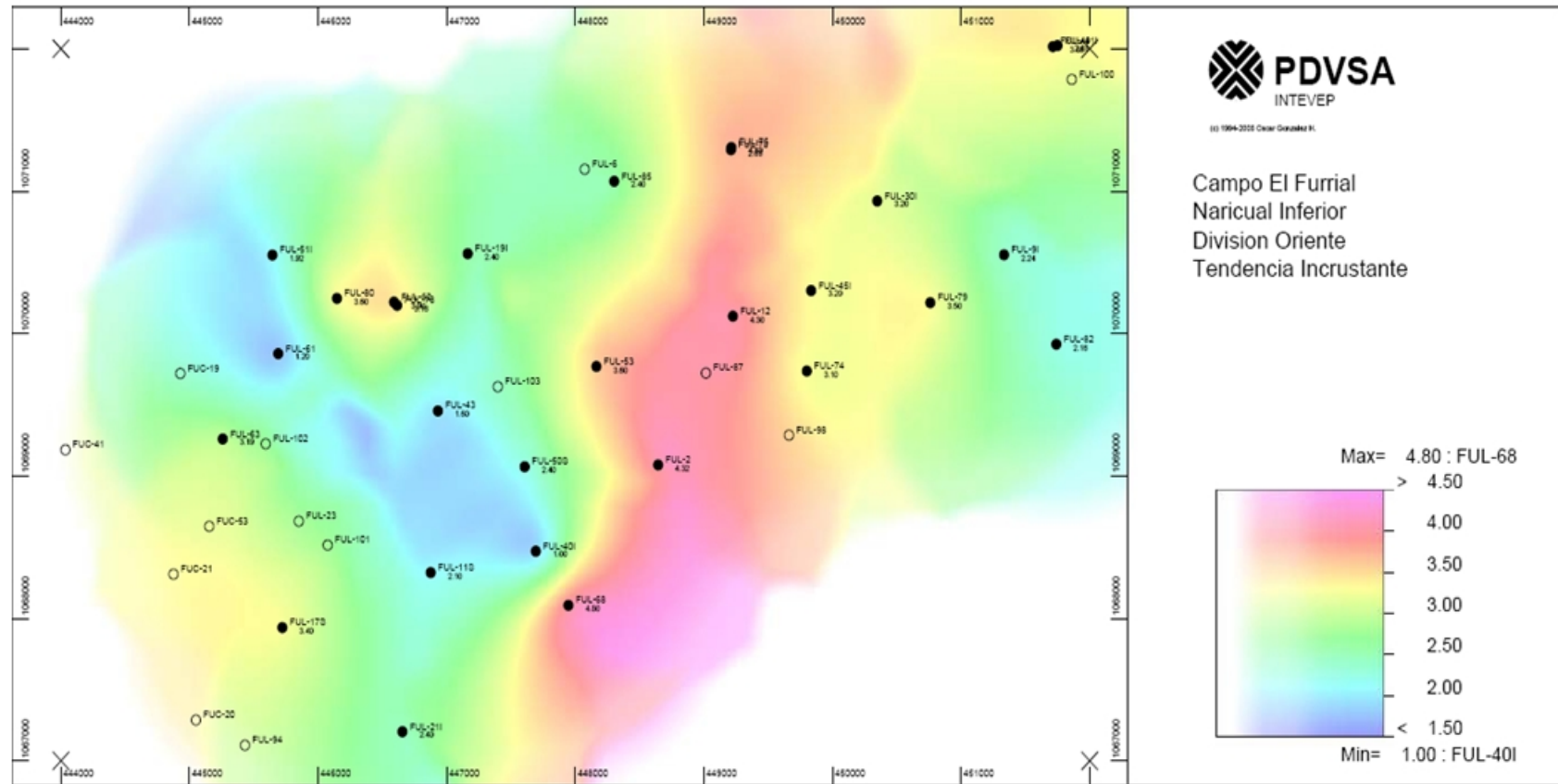
Para efectos del caso de estudio se propone realizar la visualización de la tendencia incrustante tal como se define en la Ecuación 35., dependiendo no solo del índice de saturación sino también de la caída de presión y del porcentaje de agua y sedimentos.

Visualizar la tendencia incrustante de esta forma es muy útil, debido a que se puede realizar una estimación más cercana al comportamiento real del potencial que tienen las aguas del campo para formar incrustaciones, esto es algo que no resulta del todo cierto cuando se estima solamente el índice de saturación. Esta visualización corresponde a los mapas 5 y 6 de Tendencia Incrustante.

Gracias a los mapas generados es posible estimar la tendencia incrustante para los pozos FUL-10, FUL-12, FUL-53, FUL-56, FUL-65, FUL-81 y FUL-95, los cuales no se incluyen en la matriz de criticidad. El pozo FUL-12 del yacimiento Naricual Inferior, se presenta como uno de los pozos con mayor potencial a la formación de incrustaciones, por otro lado en el yacimiento Naricual Superior se identifica el pozo FUL-56. En el campo, se confirma que estos pozos exhiben un comportamiento agresivo y requieren de tratamiento químico, con lo cual se valida el uso de los mapas de tendencia.



Mapa 5. Tendencia Incrustante Naricual Superior Campo El Furrial



Mapa 6. Tendencia Incrustante Naricual Inferior Campo El Furrial

4.5.3. Compatibilidad entre los tratamientos químicos aplicados en el área de estudio.

El esquema de inyección de los productos químicos en el campo se presenta en la Figura 65, se observa que la adición de dispersante de asfaltenos y desemulsificantes se realiza antes de llevar al múltiple las diferentes líneas confluyentes, es por esto que resulta importante verificar la compatibilidad entre los tratamientos químicos utilizados.

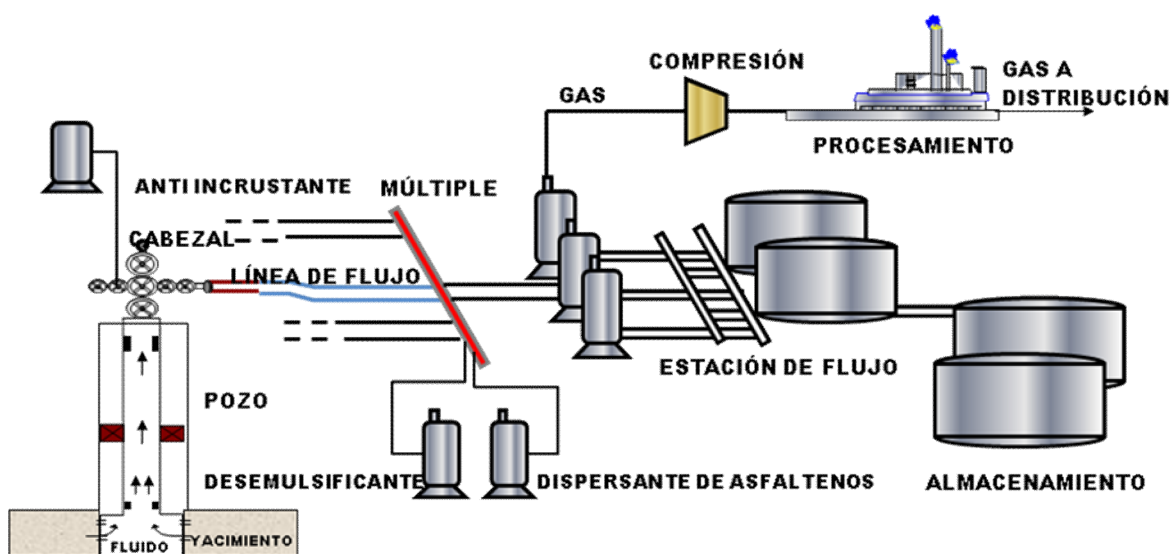


Figura 65. Esquema de inyección de tratamientos químicos

Para la realización de las pruebas de compatibilidad se tomó en consideración el volumen inyectado en galones/día en cada línea de producto y la cantidad de flujo de crudo de las mismas (Tabla 21).

Tabla 21. Consumo de productos químicos y flujo de crudo diario en las líneas de producción

	Líneas				
	L-A	L-D	L-E	L-24"	Total
Desemulsificante (gal/día)	7,7	58,5	91,2	40,4	197,8
Dispersante de Asfaltenos (gal/día)	NA	40,4	40,1	40,4	120,9

	Líneas				
	L-A	L-D	L-E	L-24"	Total
Flujo de Crudo (BBPD)	26700	34094	47494	97771	205059

El consumo total en galones se expresa como concentración en partes por millón (ppm) por medio de la ecuación 37, obteniéndose el consumo de productos reportados en la Tabla 22.

$$\text{Consumo (ppm)} = \frac{\text{Consumo (gal/día)}}{0,000042 * \text{Flujo de crudo (BBPD)}} \quad \text{Ecuación 37.}$$

Tabla 22. Consumo de productos químicos totales inyectados

PRODUCTO	CONSUMO	
	(gal/día)	(ppm)
Desemulsificante	198	23
Anti-asfáltico	121	15

La dosificación de INTAV™ corresponde a la concentración que alcanza la mayor eficiencia en ensayos de laboratorio reportada por Castillo, 2008.

4.5.4. Eficiencia del Inhibidor de Incrustaciones

Inicialmente, se evaluó la eficiencia del inhibidor de incrustaciones a base de polisacáridos INTAV™ grado industrial y un inhibidor comercial, con el fin de comparar sus respectivos comportamientos.

Los ensayos se realizaron bajos las condiciones de la norma NACE TM 0374, sobresaturando el sistema con dióxido de carbono y evaluando los productos a la misma dosis de 7 gal/día que equivale a 72 ppm y corresponde a la dosis del inhibidor comercial usado en el campo.

La Figura 66 muestra los resultados en los que se indica la concentración de calcio que logran mantener los productos en solución.

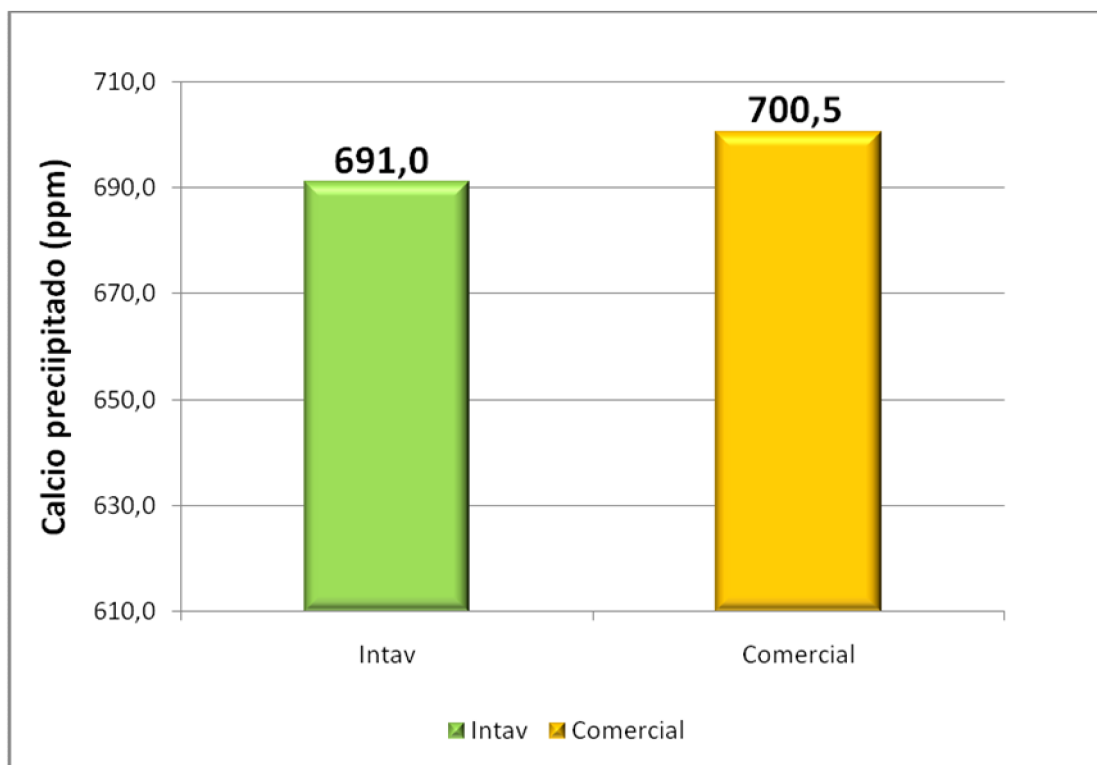


Figura 66. Eficiencia de los tratamientos químicos para control de incrustaciones

Como puede apreciarse, la comparación se realiza respecto a la cantidad de calcio precipitado, es decir, la diferencia entre la concentración inicial de calcio en el agua y la cantidad de calcio en solución al finalizar la prueba. Para los dos ensayos se presentó precipitación de una cantidad de calcio similar, 691 ppm de calcio para el caso del INTAVTM y 700,5 ppm para el inhibidor comercial. Lo anterior indica, que el inhibidor no convencional presenta un comportamiento competente frente a las condiciones extremas del ensayo, por lo tanto se selecciona como tratamiento para el control de las incrustaciones y se realizan los ensayos de compatibilidad correspondientes.

La inclusión de un producto anti incrustante desarrollado bajo las premisas de la química verde, va de la mano con los lineamientos planteados para el Sistema de Gestión del Riesgo de Incrustaciones.

4.5.5. Eficiencia del Desemulsificante

Para la realización de las pruebas de eficiencia del desemulsificante se llevó a cabo, en primer lugar, la separación mecánica del contenido total de agua y sedimentos por centrifugación, donde se obtuvieron 41 ml de agua, lo cual corresponde, según el factor de dilución, a un 82% de Agua y Sedimentos.

La Tabla 23 contiene la matriz de pruebas de botellas que contempla un blanco de crudo correspondiente a la separación mecánica ya mencionada. La segunda configuración se realiza por duplicado para evaluar la eficiencia del desemulsificante sintético usado en la locación. Los ensayos de la tercera configuración corresponden a la evaluación del INTAV™ como posible desestabilizante de emulsiones agua-crudo con una dosis de 2000 ppm que equivale a la utilizada para inhibir incrustaciones. Las configuraciones 3 y 4 se llevan a cabo para descartar interferencias entre el desemulsificante comercial y el INTAV™ como inhibidor anti incrustante, usando dos dosis diferentes de este último.

Tabla 23. Matriz de Ensayos de Eficiencia de Desemulsificante

Configuración	Desemulsificante	Inhibidor INTAV™ Grado Industrial
Blanco (Crudo) 1	-	-
2	23 ppm	-
3	-	2000 ppm
4	23 ppm	2000 ppm
5	23 ppm	10000 ppm

Los resultados de las pruebas de botellas se listan en la Tabla 24, a través del seguimiento del volumen de agua separado en el tiempo.

Tabla 24. Resultados de Ensayos de Eficiencia de Desemulsificante

Tiempo	Horas										
	0,25	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8	24
Ensayo	Cantidad de agua separa (ml)										
Blanco (Crudo) Sin aditivos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Crudo + Desemulsificante (23 ppm)	0,2	5	15	32	33	39	40	40	40	40	40

Tiempo	Horas											
	0,25	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8	24	
Ensayo	Cantidad de agua separa (ml)											
Crudo + INTAV™ (2000 ppm)	0	0	0,25	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Crudo + Desemulsificante (23 ppm) + INTAV™ (2000 ppm)	0,3	6	15	35	40	40	40	40	40	40	40	40
Crudo + Desemulsificante (23 ppm) + INTAV™ (10000 ppm)	0,2	5	14	38	40	40	40	40	40	40	40	40

En la Figura 67, se presenta el seguimiento del volumen de agua separado en el caso de los ensayos de compatibilidad.

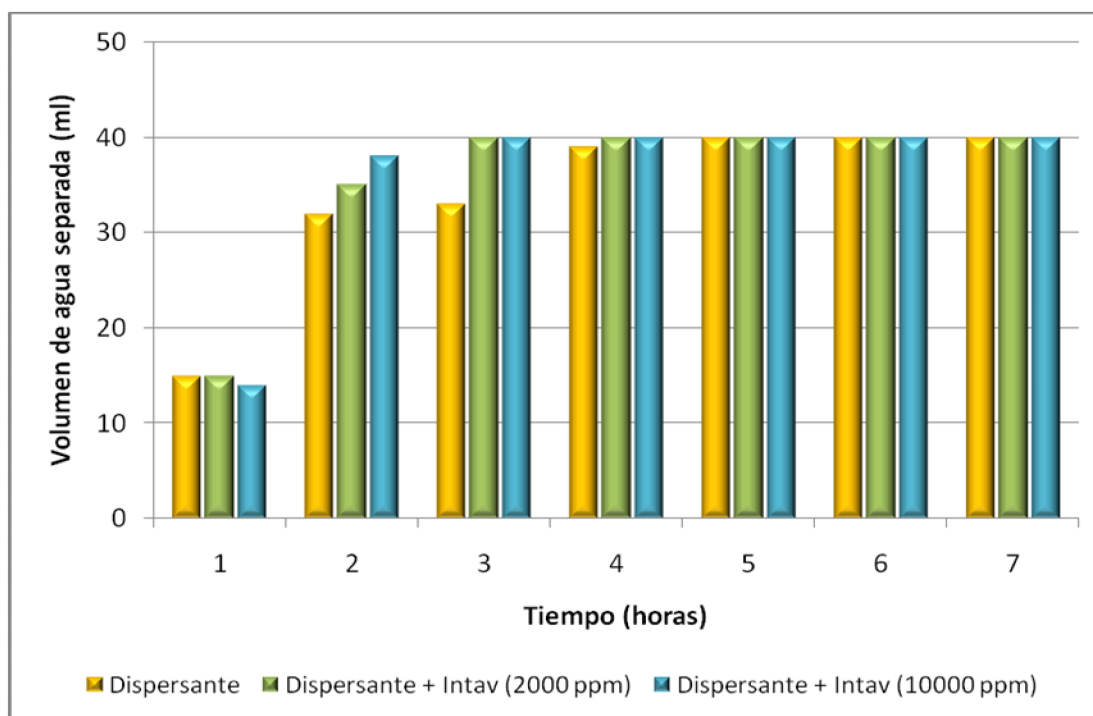


Figura 67. Seguimiento del volumen de agua separada

La eficiencia del químico para desestabilizar las emulsiones no se ve afectada por la presencia del INTAV™, dado que para todos los ensayos en los que se utilizó el desemulsificante se logró retirar el 80% del contenido de agua del crudo, es decir 40

ml, con esto se confirma la compatibilidad que hay entre los aditivos usados en el campo.

Es posible inferir que la presencia del inhibidor a base de Aloe Vera, promueve una separación más rápida entre las fases acuosa y oleosa, esto dado que a las 3 horas de seguimiento las botellas que contenían desemulsificante junto con INTAV™ habían separado la cantidad máxima de agua esperada, mientras que para ese mismo tiempo el aditivo comercial aún no había completado la separación de los 40 ml de agua.

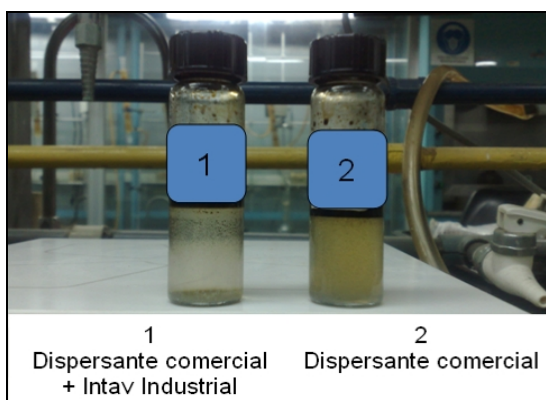


Figura 68. Separación de fases agua – crudo

Aunado a lo anterior, se observó durante las experiencias, que la fase acuosa separada cuando hay presencia de INTAV™, es más traslúcida comparada con la misma fase cuando solo se adiciona el desemulsificante, Figura 68, lo cual podría ser un indicador de una fase más limpia y en consecuencia de una mejor separación.

4.5.6. Eficiencia del Dispersante de Asfalteno

La eficiencia del Dispersante de Asfaltenos se obtuvo mediante la determinación del Umbral de Floculación. La matriz de ensayos (Tabla 25) contempla un blanco de crudo sin aditivos que permita establecer un referente de comparación. Se evalúa la capacidad del anti asfáltico comercial utilizado en campo, como se indica en la segunda instancia de la matriz de ensayos, de acuerdo con estos dos primeros resultados se podrán determinar las eficiencias de dispersión. Las configuraciones 3, 4 y 5 donde solo se utiliza el INTAV™, tiene como objetivo determinar el

comportamiento de este inhibidor como dispersante de asfaltenos, utilizando diferentes concentraciones (2000 ppm, 5000 ppm, 10000 ppm). Finalmente, se usó el dispersante de asfaltenos comercial y el inhibidor INTAV™ grado Industrial, ambos según la dosis de campo, con el fin de verificar la compatibilidad entre el tratamiento químico anti incrustante y anti asfáltico.

Tabla 25. Matriz de Ensayos Umbral de Floculación

Configuración	Dispersante de Asfaltenos	Inhibidor INTAV™ Grado Industrial
Blanco Crudo 1	-	-
2	15 ppm	-
3	-	2000 ppm
4	-	5000 ppm
5	-	10000 ppm
6	15 ppm	2000 ppm

Todas las configuraciones propuestas en la matriz de ensayos fueron realizadas como mínimo por duplicado.

Inicialmente, se procedió con las pruebas para evaluar el comportamiento del INTAV™ como posible supresor de la precipitación de asfaltenos, determinando el umbral de floculación para diferentes dosis de INTAV™: 20 µL, 50 µL y 100 µL para el volumen de ensayo.

Para lograr una visualización directa del efecto de la dosis aplicada de INTAV™, se determina el cambio en las moles n-heptano de acuerdo al volumen reportado por el umbral de floculación.

$$\Delta v = \frac{v_i}{v_o} - 1$$

Ecuación 38.

Donde:

Δv ; cambio de volumen de n-heptano

v_i ; volumen de n-heptano para el ensayo i

v_o ; volumen de n-heptano para el blanco

$$\Delta n = \Delta v * \frac{\rho}{PM}$$

Ecuación 39.

Donde;

Δn ; cambio en moles de n-heptano

$\rho = 0,68 \text{ g/mol}$; densidad del n-heptano

$PM = 100 \text{ g/mol}$; peso molecular del n-heptano

La Figura 69 describe el cambio en moles de n-heptano para cada ensayo.

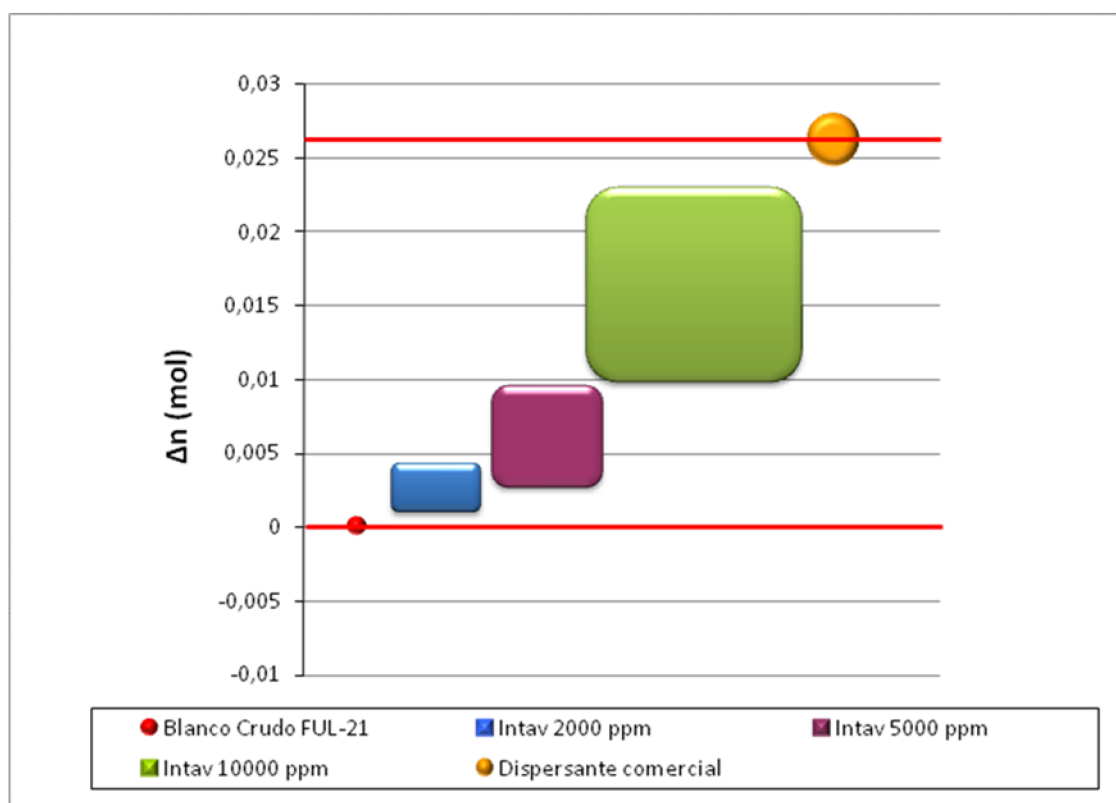


Figura 69. Comportamiento del INTAV™ como anti asfáltico

La zona delimitada por las franjas rojas equivale a un comportamiento aceptable para desplazamiento del umbral de floculación con respecto al blanco, de acuerdo a esto el inhibidor INTAV™ no presenta en ningún caso, a las dosis evaluadas, un efecto negativo o que apesure o promueva la precipitación de asfaltenos.

Es evidente que a mayor concentración de INTAV™ mejora su rango de eficiencia como dispersante de asfaltenos, sin embargo tratamientos químicos con dosis

superiores a los 2000 ppm resultan inoperantes en campo, dado que se requeriría un consumo elevado del producto e instalaciones de inyección de mayor capacidad a las convencionales. Por lo tanto, se descarta como sustituto de químicos anti asfálticos.

No obstante aunque a 10000 ppm no se alcanza la máxima eficiencia reportada por el dispersante comercial, resulta de interés que el INTAVTM desplace cerca de un 80% de las moles de n-heptano que desplaza el aditivo comercial. Este resultado indica que es posible que el INTAVTM logre mantener en solución una fracción de los asfaltenos presentes en el crudo mientras que permite la precipitación de otra fracción, se recomienda entonces profundizar en el estudio de este comportamiento.

La Figura 70 presenta los moles de n-heptano desplazados por el dispersante comercial de asfaltenos, además de dos pruebas de compatibilidad correspondientes a la configuración 2 de la matriz de ensayos.

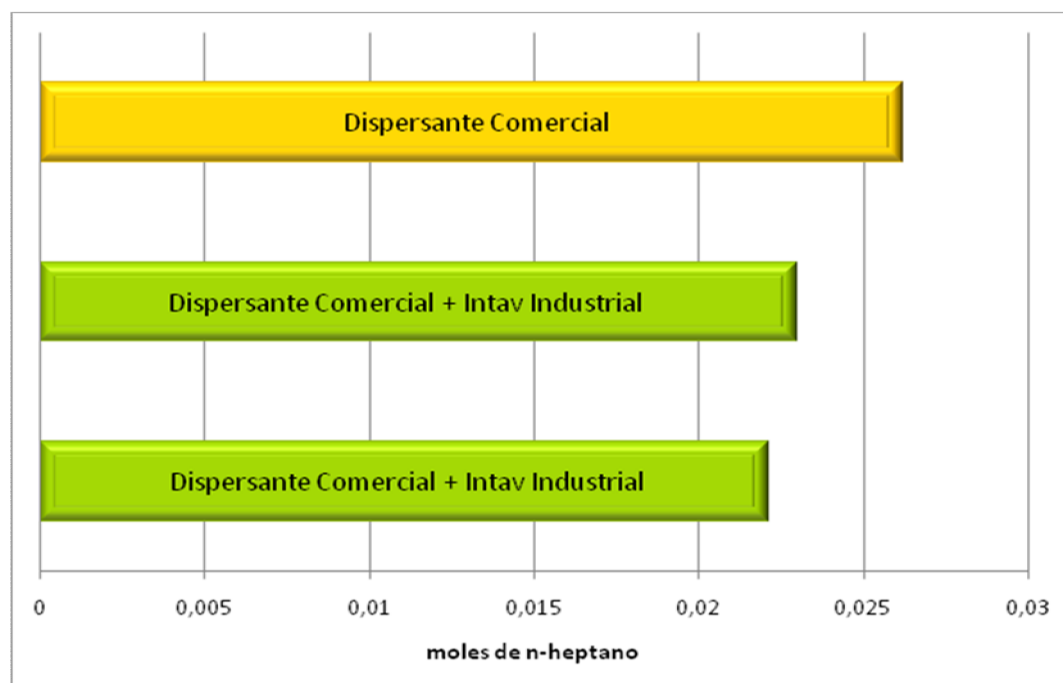


Figura 70. Compatibilidad entre el dispersante de asfaltenos y el inhibidor de incrustaciones

La eficiencia máxima eficiencia (100%) viene dada por el desplazamiento del anti asfaltenico comercial. Las pruebas de compatibilidad en las que el INTAVTM está presente en el medio, indican una ligera disminución de la eficiencia, esto debido a su posible participación en la precipitación de una fracción asfáltica del crudo. Sin embargo, se considera que la inclusión del inhibidor de incrustaciones a base de Aloe vera no afecta de manera significativa el comportamiento del tratamiento para el control de asfaltenos.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A partir de los resultados obtenidos se generan las siguientes conclusiones y recomendaciones.

CONCLUSIONES

- Se propuso una metodología para la generación de mapas basados en métodos de inferencia estadística que permiten estimar la tendencia incrustante según el índice de saturación, partiendo de la caracterización de las aguas de producción de un campo. Los mapas de tendencia incrustante tienen su fundamento en la estimación geostadística de una característica del agua (índice de saturación), partiendo de pozos con información conocida, lo cual es posible gracias a la interconexión que se tiene entre los pozos de un mismo yacimiento. La cantidad inicial de pozos con data conocida y la ubicación de los mismos en el campo son factores determinantes para lograr una visualización precisa y de calidad.
- Los mapas TIA permiten visualizar los pozos y el potencial de saturación por minerales incrustantes, como carbonato de calcio, convirtiéndose en herramientas de diagnóstico para priorizar los pozos donde sea más necesaria la implementación de estrategias de control apropiadas.
- Se elaboraron los mapas de tendencia basados en el índice de saturación de los campos Páez-Mingo, Sinco y el Furrial, que se identificaron como zonas con antecedentes por taponamiento con incrustaciones de carbonato de calcio. En el caso del campo Sinco se parte de 16 pozos conocidos, se estiman 61 pozos adicionales y se visualizan 77 pozos en total. Para el campo Páez-Mingo se incluyen en el mapa 54 pozos, 36 de ellos estimados gracias a la data de 18 pozos. En el campo El Furrial, el proceso de estimación produjo el índice de saturación para 42 pozos de 38 iniciales, presentándose en el mapa un resultado de 80 pozos.

- La metodología de captura y procesamiento de la información técnica disponible, diseñada y empleada en este estudio, para generar una base de datos enfocada a la caracterización de aguas de formación y producción, permitió establecer un diagnóstico sobre la problemática asociada a la formación de incrustaciones en varios campos del país.
- Se desarrolló una aplicación para el cálculo del índice de saturación basado en los modelos de Langelier, Ryznar, Puckorius, Stiff y Davis y Oddo-Tomson, que facilita el procesamiento de la información.
- Se analizó información concerniente a las aguas de formación y producción, referente a 11 campos: Tía Juana y Punta Benítez de la División Occidente; Páez-Mingo, Sinco y Hato, de la División Centro Sur, El Furrial, Santa Rosa y Santa Ana, de la División Oriente y Junín, Carabobo y Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco.
- Del análisis de la tendencia incrustante basado en el índice de saturación, se concluye que en la mayoría de los casos estudiados, la perturbación de las condiciones en las que se encuentra el agua se produce desde el yacimiento, es decir que las aguas están sobresaturadas desde el fondo del pozo, siendo esta la principal razón por la cual se presenta el fenómeno de formación de incrustaciones. En menor medida están los casos en los cuales el agua se encuentra insaturada en el subsuelo y aumenta su potencial de deposición de sólidos, por efectos de la caída de presión, al llegar al tope del pozo.
- La División Oriente se identifica como una de las áreas productoras del país con mayor potencial incrustante de acuerdo con las características de las aguas evaluadas en los campos Santa Rosa, Santa Ana y El Furrial; además gracias al importante aporte de crudo que se genera en esta División para el global de producción, se reconoce como zona primordial para el estudio de la problemática de incrustaciones y la implementación de Sistemas de Gestión del Riesgo.

- La metodología de análisis de criticidad incluye de forma integral diferentes factores que afectan el fenómeno de formación de incrustaciones, tales como caídas de presión, cambios en la temperatura, porcentaje de aguas y sólidos, entre otros.
- El uso de los mapas de tendencia y los análisis de criticidad, permiten establecer una condición del campo más cercana a la realidad incrustante partiendo de los índices de saturación.
- El modelo propuesto para el Sistema de Gestión del Riesgo de Incrustaciones, se constituye por las etapas de contextualización, identificación, análisis y evaluación del riesgo, donde se dimensiona y establece la criticidad del área en estudio; seguido de la fase de diseño e implementación de las estrategias para el control del riesgo por generación de incrustaciones y que se mantiene gracias a las etapas de seguimiento y ejecución de acciones correctivas.
- Fue posible implementar las herramientas de análisis propuestas en el modelo de SGRI para el caso de estudio del campo El Furrial, donde se evaluó el índice de saturación para las aguas asociadas a 38 pozos y partiendo del análisis de criticidad e implementando la metodología generada para la elaboración del mapa de tendencia, se identificaron los pozos FUL-9, FUL-12, FUL-20, FUL-53, FUL-56, FUL 71 y FUL-68 como pozos críticos, candidatos a la implementación de estrategias de inhibición y control.
- Se confirma que el inhibidor de incrustaciones a base de polisacáridos naturales, INTAV™ grado industrial, tiene un comportamiento similar a un inhibidor anti incrustante comercial y además, no presenta incompatibilidad con el desemulsificante y el dispersante de asfaltenos comerciales usados en el campo El Furrial.

RECOMENDACIONES

De acuerdo con los resultados obtenidos de la presente investigación y con miras a fortalecer los aportes generados se recomienda realizar las siguientes acciones:

- Validar a través de casos de estudio la metodología propuesta para el Sistema de Gestión de Riesgo de Incrustaciones.
- Crear la conciencia del Dato que permita nutrir y actualizar la base de datos creada sobre caracterización de las aguas de formación y producción, a través de un proceso permanente de recopilación y análisis de la información.
- Optimizar la aplicación para el cálculo de los índices de saturación, introduciendo nuevos módulos de predicción más rigurosos que contemplen, no solo el fundamento termodinámico, sino también el cinético, dado que con en el primero se logra determinar si el agua tiene o no potencial incrustante y con los datos cinéticos y del pozo se pueden elaborar perfiles de deposición en la trayectoria de flujo desde el fondo del pozo hasta los equipos de superficie. De esta manera se puede predecir de forma más precisa la deposición de incrustaciones en un pozo.

CAPITULO VI
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALAYON, M. (2004). “Asfaltenos. Ocurrencia y Flocculación”. Cuaderno FIRP 369. Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos. Universidad de los Andes.

AMER, B. (2007) “The Study Of Scale Formation In Oil Reservoir During Water Injection At High-Barium And High-Salinity Formation Water”. Universiti Teknologi Malaysia.

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.

CASTAÑO, A. VERGARA, F. (2004) “Simulación geoestadística aplicada al modelamiento de yacimientos de petróleo”. Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín.

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 – PDVSA – Intevep

COLLINS, R. I. (2005). Predicting the Location of Barium Sulfate Scale Formation in Production Systems. The SPE International Symposium on Oilfield Scale. May 11 – 12. Aberdeen, UK: SPE 94366, 1 – 6.

CRABTREE, M.; ESLINGER, D.; FLETCHER, P.; JOHNSON A.; KING, G (1999). “La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención”. Oilfield Review. Pp 30-49.

COVENIN (1990). “Crudos. Determinación del contenido de Agua y Sedimentos. Método de Centrifugación”. Norma Venezolana COVENIN 2683-90.

CUADOR-GIL, J. (2005) “Estudios de estimación y simulación geoestadística para la caracterización de parámetros geólogo – industriales en el yacimiento laterítico Punta Gorda”. Resumen De Tesis Doctoral. Universidad de Pinar del Río.

DELGADO, J. (2006) “Asfaltenos: Composición, agregación, precipitación”. Cuaderno FIRP 369A. Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos. Universidad de los Andes.

“DIAGRAMA DE MOODY”.

<http://people.msoe.edu/~tritt/be382/graphics/Moody.png>

DIAZ, M. CASAR, R. (2009). “Geostatística aplicada: Análisis Estructural”. Universidad Nacional Autónoma de México.

FONDONORMA (2000). “Normas Venezolanas COVENIN – ISO 9000:2000. Sistema de Gestión de la Calidad”.

GOITIA, N. (2005) “Estudio de la ocurrencia de escamas de Carbonato de Calcio, en pozos productores del Occidente de Venezuela”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.

GONZALEZ, O. (2002) “Modelaje estático de yacimientos usando GEOSTRESS[®]”. PDVSA – Intevep.

INDUSTRY RECOMMENDED PRACTICE (IRP). (2007) “Snubbing Operations”. Vol 15, 2ND Edition.

INTEVEP – PDVSA. (2001). “Caracterización de las aguas de producción de diferentes campos pertenecientes a la UE Barinas”. Informe Técnico. DUPLAT, S.

INTEVEP – PDVSA. (2002). “Evaluación de la problemática de formación de incrustaciones en la UEY Furrial (campo Furrial Este y Planta Deshidratación Jusepín)”. Informe Técnico. DUPLAT, S.

INTEVEP – PDVSA (2005) “Procedimiento para la evaluación de Inhibidores de Incrustaciones”. Documento N° M0430, 2005. CASTILLO, L. GARCÍA J.

JORDAN, M. M., COLLINS, R. I. AND MACKAY, J. E. (2006a). Low-Sulfate Seawater Injection for Barium Sulfate Scale Control: A life-of-Field Solution to a Complex Challenge. The 2006 SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. February 15 – 17. Lafayette, LA: SPE 98096, 1 – 23.

JORDAN, M. JOHNSTON, C. ROBB, M. (2005) “Evaluation methods for suspended solids and produced water as and aid in determining effectiveness of scale control both downhole and topside”. SPE: 92663-MS.

LANGELIER, W. F. (1936) “The analytical Control of anti-corrosion water treatment”. J.Am Water Works assoc. Vol.28, pp. 1500.

LARREA, A. (1999). “Estudio de problemas de incrustaciones, evaluación técnica y estimación de costos de químicos anti-incrustantes para diseños de tratamiento tipo “squeeze” a las areniscas U y T del Campo Shushufindi”. Tesis de Grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Ecuador.

LEÓN, O.; URBINA, A.; IZQUIERDO, A. (1997). “Transferencia de Metodología. Determinación del Umbral de Flocculación”. Informe Técnico. PDVSA – Intevep. N° Informe: INT-4000,97.

MACKAY, J. E. (2003). Modeling In-Situ Scale Deposition: The Impact of Reservoir and Well Geometries and Kinetic Reaction Rates. SPE Production and Facilities. February 2003, 45 – 56.

MARTINEZ, Z. (2004) “Lineamientos preliminares para un sistema de gestión de riesgos, prevención y preparación de respuestas a emergencias mineras en contexto de la minería artesanal y en pequeña escala”. Iniciativa de Investigación sobre Políticas Mineras.

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

MEDINA, J (2008). “Evaluación de los factores que influyen en la formación de incrustaciones en los pozos productores del Campo Santa Rosa, Área Mayor Anaco Este (Ama Este)”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela

MEDINA, L. ZEA, L. (2008). “Determinación de los parámetros físico-químicos que favorecen la formación de incrustaciones en superficies de hierro, simulando el comportamiento de aguas de producción”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.

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

NACE International (2001). “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 TM0374-2001. Item N° 21208.

NALCO (2004). “Trends and Advances in Scale Control”. Boletín B-346.

OCCIDENTAL DE COLOMBIA (2009). “Esquemas de inyección y tratamiento squeeze en Llanos Norte”.

ODDO, E. J. AND TOMSON, B. M. (1994). “Why Scale Forms and How to Predict It”. SPE Production and Facilities. Febrero. 47 – 54.

ORTEGA, D. (2010) “Modelado de métodos predictivos de formación de incrustaciones en tuberías con flujo de agua de producción”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.

RODRIGUEZ, K. (2010) “Aprovechamiento del gas de quema y venteo en la generación de electricidad para satisfacer necesidades energéticas en comunidades aledañas a las instalaciones del distrito norte”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.

RYZNAR, J.W. (1944) “A new index for determining amount of calcium carbonate scale formed by water”. J. Am water works assoc.. Vol. 36, pp. 472. 1944.

SALAGER, J. (1993). “Emulsiones. Propiedades y Formulación”. Cuaderno FIRP 231. Laboratorio de Fenómenos Interfaciales y Recuperación del Petróleo. Universidad de los Andes.

SATURATION AND SCALING INDICES. (2009).

<http://www.corrosionsource.com/technicallibrary/corrdoctors/Modules/NaturalWaters/Saturation.htm>.

SKOOG, D.; HOLLER, F.; NIEMAN, T. (2001). “Principios de Análisis Instrumental”. Quinta Edición. Editorial Mc Graw Hill. España. Pp 410-412, 592-594.

STIFF, H.A; DAVIS, L.E. (1952.) “A method for predicting the technology of oil field waters to deposit calcium carbonate”. Vol 1, pp. 195.

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 – PDVSA Intevep.

VETTER O. (1976). “Oilfield Scale – Can We Handle It?”. Journal of Petroleum Technology. Vol. 28, Nro 12.

VILORIA, A., Inventor; CASTILLO L., Inventor; GARCÍA J., Inventor; BIOMORGI, J., Inventor. Intevep, S.A., Beneficiario. Aloe derived Scale Inhibitor. Estados Unidos, *patente N° US 2007/0281866 A1*. 2007.

XBAILEY, B., CRABTREE, M., ELPHICK, J., KUCHUK, F., ROMANO, C., ROODHART, L., TYRIE, J. (2000) “Control del agua”. Oilfield Review, Verano 2000. Pag. 32 – 53.

ANEXOS

Todos los anexos del Trabajo Especial de Grado “Estudio de las aguas de formación y producción: Gestión del Riesgo por la Problemática de Incrustaciones”, listados a continuación, se presentan en formato digital.

- 1. Incrustaciones en instalaciones petroleras.**
- 2. Geostatística aplicada para la estimación en los mapas de tendencia.**
- 3. Procedimientos experimentales para evaluación de inhibidores de incrustaciones, desémulsificantes y dispersantes de asfaltenos.**
- 4. Referencias consultadas en el estudio bibliométrico.**
- 5. Descripción de las áreas de estudio.**
- 6. Caracterización de aguas de formación y producción.**
- 7. Sistema de gestión del riesgo de incrustaciones.**

GLOSARIO

Acidificación: Es una técnica de control de incrustaciones, donde por medio de la adición de ácido se destruyen los iones de carbonato, de manera que se elimina uno de los reactivos causantes de la precipitación de carbonato de calcio.

Agentes quelantes: Son sustancias aniónicas que pueden variar de formas monovalentes a polivalentes, y que dependiendo de su configuración molecular puede formar complejos de diferentes solubilidades. Se utilizan para reducir la deposición de carbonatos, su efectividad depende del pH del sistema.

Aseguramiento de flujo: Actividades de predicción y disminución de fenómenos que puedan afectar el transporte continuo, eficiente y a bajo costo de los fluidos de producción para asegurar el éxito económico y el flujo de hidrocarburos desde su origen hasta el punto de venta.

Completación: Se entiende por completación al conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación y a la estructura del sistema de producción del pozo. Puede incluir, revestimiento del intervalo productor con tubería lisa o ranurada, la realización de empaques con grava o el cañoneo del revestidor y, finalmente, la instalación de la tubería de producción.

Dureza: Es la concentración de todos los cationes metálicos no alcalinos presentes en el agua y se expresa en equivalentes de carbonato de calcio. Mientras mayor sea la dureza, mayor será su poder incrustante. Si el agua posee alto contenido de bicarbonatos y sulfatos de calcio, y magnesio, se dice que se trata de un agua dura; por otro lado, si el contenido es bajo o está libre de estos compuestos se dice que es blanda.

Inhibidores de incrustación: Son compuestos que bloquean el desarrollo de las partículas minerales atacando el crecimiento de los núcleos de las incrustaciones; impidiendo su aparición.

Krigeaje: Es un método geoestadístico de estimación de puntos que utiliza un modelo de variograma para la obtención de datos. Calcula los pesos que se darán a cada punto de referencias usados en la valoración. Fue desarrollada inicialmente por Danie G. Krige a partir del análisis de regresión entre muestras y bloques de mena, las cuales fijaron la base de la geoestadística lineal.

Mejoramiento continuo: Patrón estable de actividad colectiva mediante la cual una organización genera y modifica sistemáticamente sus rutinas de operación en busca de una mejora en su efectividad.

Morfología: Estudio de la forma o estructura de alguna cosa.

Nucleación: es el comienzo de un cambio de estado en una región pequeña pero estable. El cambio de estado puede ser la formación de gas o cristal a partir de un líquido.

Pozo productor: Agujero perforado en la roca desde la superficie hacia el subsuelo con el fin de extraer los hidrocarburos existentes en los yacimientos.

Química verde: Se refiere a los conceptos que permiten que un tratamiento y/o producto sea sintetizado de una manera eficiente y segura, con mínima toxicidad, óptima degradación y el menor impacto ambiental posible.

Saturación: Estado de una disolución que ya no admite más cantidad de la sustancia que se disuelve.

Sobresaturación: Es la condición donde la concentración de sal excede los límites de solubilidad en agua, ocasionando un cambio en el equilibrio; esto viene dado principalmente debido a fluctuaciones de pH, cambios de temperatura y cambios en la concentración de los iones.

Tubería de producción (tubing): Estas constituyen arreglos de tubulares y equipos de fondo; Pueden ir desde arreglos sencillos hasta arreglos muy complicados. Su objetivo primordial, es conducir los fluidos desde la boca de las perforaciones hasta la superficie.

Umbral de Flocculación: Es el mínimo volumen de n-heptano que se debe añadir al crudo para que comience la precipitación de asfaltenos. El método consiste en titular una solución de crudo en tolueno, con n-heptano en ausencia y presencia del dispersante, permitiendo evaluar la habilidad del producto como dispersante de asfaltenos.

Variograma: El variograma o semivariograma es una herramienta que permite analizar el comportamiento espacial de una variable sobre un área definida, obteniendo como resultado la influencia de los datos a diferentes distancias.

Yacimiento: En geología, es una formación en la que está presente una concentración estadísticamente anómala de minerales presentes en la corteza terrestre. Un yacimiento de hidrocarburos es aquel en el cual la calidad y cantidad de los hidrocarburos presentes justifica un mayor estudio, el cual tiene por objetivo definir en cantidad, calidad, profundidad y dimensión el yacimiento con el fin de desarrollar las actividades de exploración y explotación rentable.

ANEXO I

INCRUSTACIONES EN INSTALACIONES PETROLERAS

I.1. Mecanismos de formación de las incrustaciones.

La formación de incrustaciones comienza cuando el estado de cualquier fluido natural es perturbado de forma tal que se exceda el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes, siendo estas perturbaciones cambios en la temperatura, presión, la liberación de un gas o modificaciones en el pH (Crabtree et al., 1999).

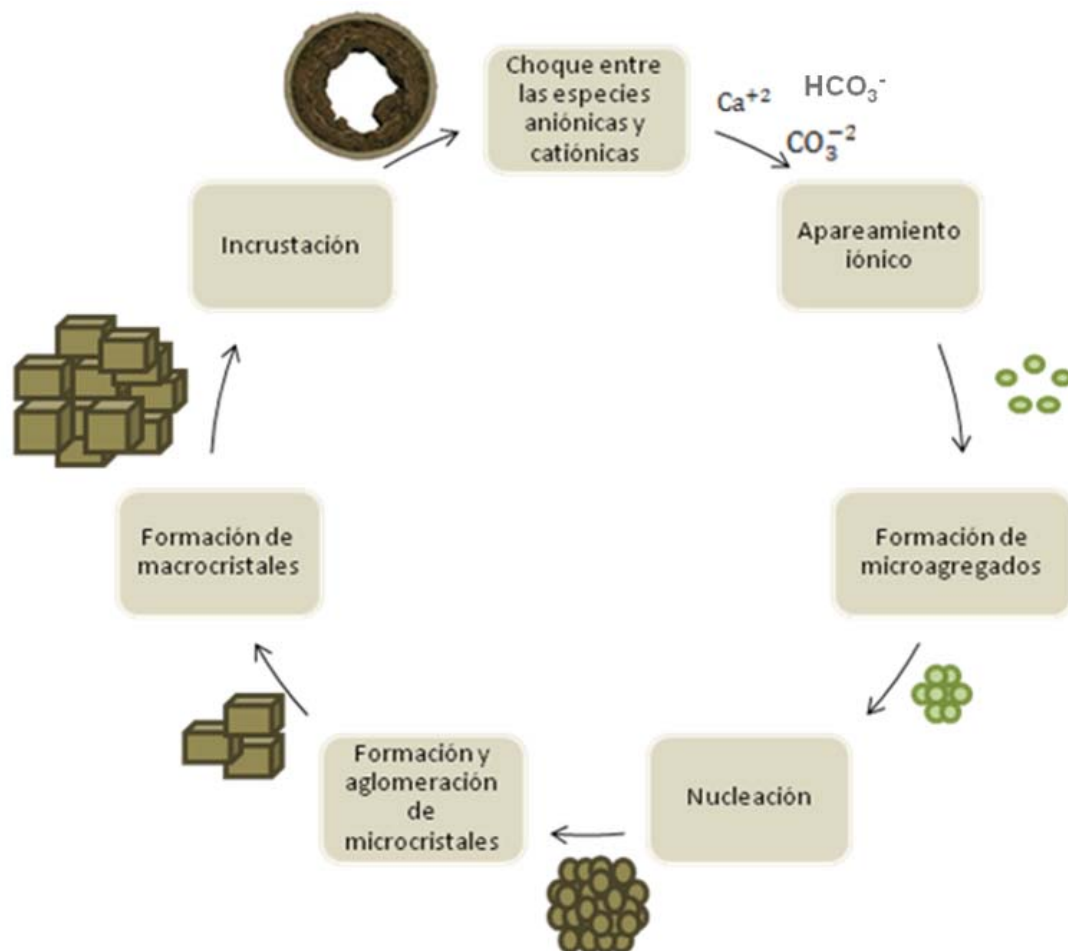


Figura I.1. Formación de incrustación. (Nalco 2004)

Como se representa en la Figura I.1, el mecanismo de formación de incrustaciones inicia con la formación de los pares entre los iones presentes en el agua por atracción de cargas opuestas, en segunda instancia los pares iónicos dan origen a los microagregados, los cuales se aglomeran convirtiéndose en centros de nucleación para la formación de microcristales en solución, a su vez los microcristales también se aglomeran formando los macrocristales, lo cual constituye el proceso de cristalización.

Finalmente, los depósitos incrustantes son las películas en la superficie producto de la adsorción de más iones en solución sobre los macrocristales y de la adherencia de estos últimos a las paredes de tuberías y demás equipos.

I.2. Tipos de incrustaciones en instalaciones petroleras.

Las incrustaciones más comunes en los campos de petróleo se listan en la siguiente tabla, junto con las variables que afectan su solubilidad:

Tabla I.1. Tipos de Incrustaciones

Nombre	Fórmula química	Variables primarias
Carbonato de calcio	CaCO_3	Presión parcial de CO_2 , temperatura, sales totales disueltas, pH
Sulfato de calcio	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ $\text{CaSO}_4 \cdot 1/2\text{H}_2\text{O}$ CaSO_4	Temperatura, sales totales disueltas, presión
Sulfato de Bario	BaSO_4	Temperatura, presión
Sulfato de estroncio	SrSO_4	Temperatura, presión, sales totales disueltas
Compuestos de hierro	FeCO_3 FeS	Corrosión, gases disueltos, pH.

Fuente: (Moghadasi *et al.*, 2003^a; Amer, 2007)

La presencia de uno tipo u otro de incrustaciones está relacionada principalmente con la composición química del agua de producción, la cual depende del contenido de especies iónicas en solución, la formación de la que proviene el agua y de los métodos químicos empleados en la producción del crudo.

Las incrustaciones de sulfato de calcio poseen varias formas cristalinas, estas incluyen el yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 1/2\text{H}_2\text{O}$) y la anhidrita (CaSO_4). Estos compuestos pueden ser estables dependiendo de la temperatura y la fuerza iónica, su solubilidad disminuye con el aumento de temperaturas por encima de 40°C . Los depósitos de este tipo de compuestos son más duros que los de origen carbonatado, densos, frágiles pero no pulverizan fácilmente y los cristales son más pequeños y unidos en forma más compacta. Este tipo de incrustaciones son poco dependientes de la temperatura, pero precipitan típicamente por el descenso en la presión o el incremento de las concentraciones relativas de calcio o sulfato, su solubilidad es prácticamente independiente del pH por lo que pueden presentarse incrustaciones de este tipo en ambientes ácidos (Oddo et al., 1991).

Los depósitos de sulfato de bario, son causados por la incompatibilidad de las aguas de inyección y las aguas de formación, ocasionando reducción de la permeabilidad y la disminución de la producción. El BaSO_4 forma la precipitación más insoluble que se puede presentar en las aguas de yacimientos, siendo su solubilidad aproximadamente mil veces menor que la del sulfato de calcio a condiciones de superficie. Estas incrustaciones forman una capa dura difícil de eliminar. La solubilidad del sulfato de bario aumenta con el incremento de la temperatura, la presión y el contenido de sales en el agua (Amer, 2007).

En el caso de incrustaciones de sulfato de estroncio, generalmente se dan en presencia de incrustaciones de sulfato de bario y son el resultado de la mezcla de aguas que confluyen en el subsuelo, lo que ocasiona la sobresaturación de esta en SrSO_4 . La solubilidad de este sulfato disminuye por efecto del ión común. En general, las

incrustaciones de sulfato de estroncio se comportan de forma similar a las de sulfato de bario y típicamente se encuentran juntas (Shen and Corsby, 1983; Amer, 2007).

I.3. Factores que afectan la solubilidad del Carbonato de Calcio.

Efecto de la sobresaturación

La sobresaturación es la causa primaria de la formación de incrustaciones y ocurre cuando una solución contiene materiales disueltos los cuales están a concentraciones mayores que la concentración de equilibrio, es decir se excede el producto de solubilidad del carbonato de calcio. El grado de sobresaturación también conocido como el índice de incrustación, es la fuerza motriz de la reacción precipitación y una alta sobresaturación, por lo tanto implica grandes posibilidades en la precipitación del carbonato de calcio (Amer, 2007), tal como se muestran en la Figura I.2, a variación de condiciones como temperatura o presión, se obtiene el desplazamiento del equilibrio de saturación.

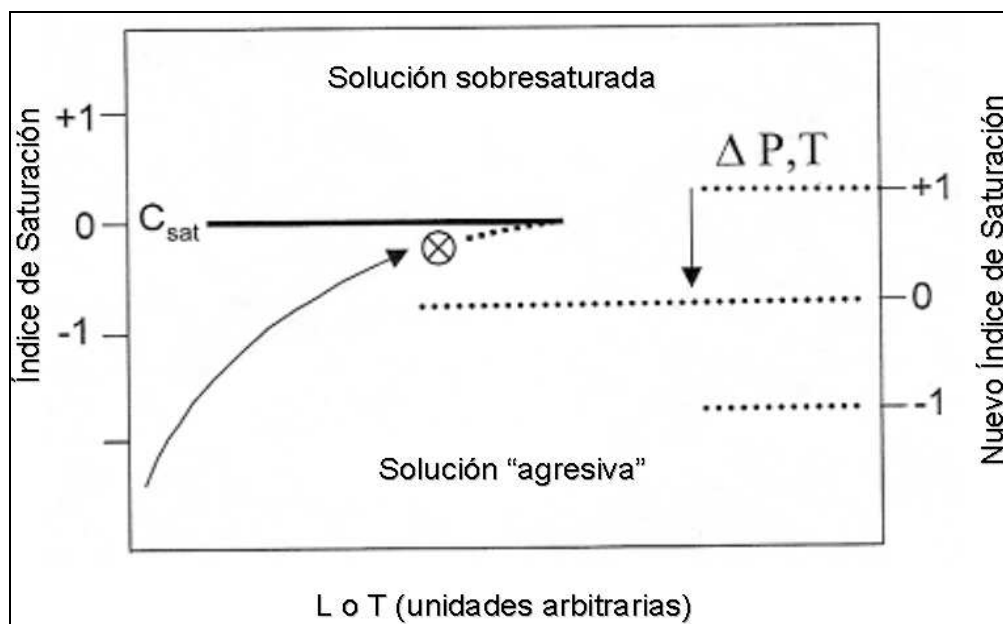


Figura I.2. Dependencia del índice de saturación según las condiciones de operación.
(Carrasquero, 2008)

Efecto de la fuerza iónica

La solubilidad se verá afectada de forma importante, si se presenta un exceso de cualquiera de las concentraciones de los iones presentes en solución. Esto se conoce como el efecto del ión común (Lindlof y Stoffer, 1983). La solubilidad alcanza un máximo en aguas de producción altamente concentradas.

Efecto del pH

El sistema de carbonato indica claramente que a pH ácidos la especie predominante es el ácido carbónico, es decir menor probabilidad de que ocurra la precipitación de CaCO_3 . Sin embargo, a pH superiores a 6 unidades el equilibrio se desplaza hacia la formación de los bicarbonatos, por lo cual es más probable que ocurra la precipitación (Moghadasi, 2004b).

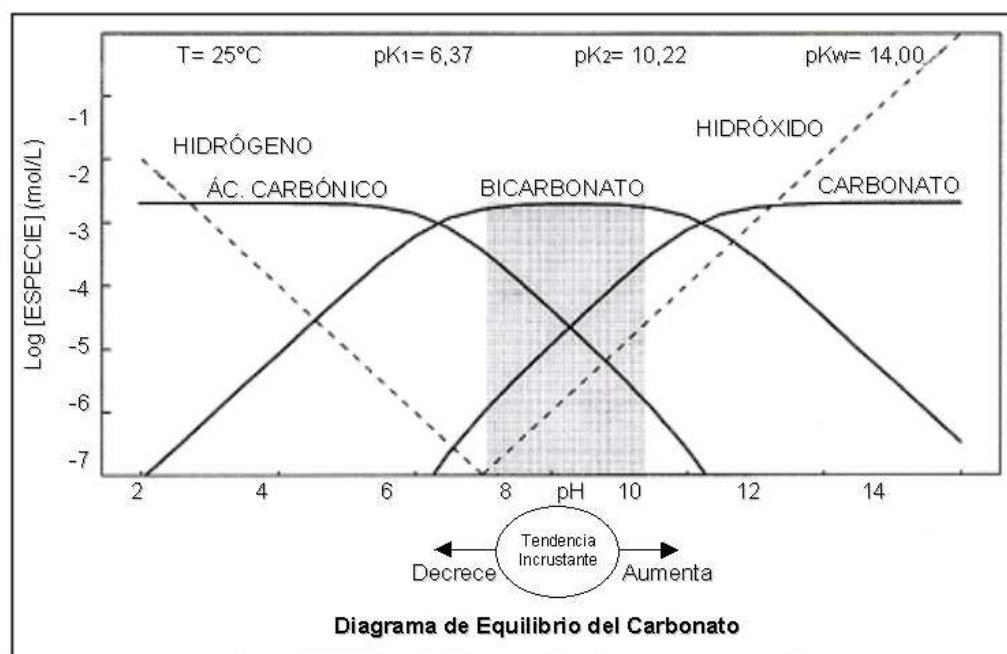


Figura I.3. Diagrama de equilibrio del carbonato. (Universidad de Dakota del Norte 2009)

Los cambios del pH en un sistema de producción de crudo están directamente relacionados con la cantidad de CO_2 presente en el agua, lo que a su vez modifica la solubilidad del carbonato de calcio.

Efecto de la temperatura

De acuerdo a Oddo et al. (1991), la solubilidad del carbonato de calcio tiene una relación inversa con la temperatura; las incrustaciones de CaCO_3 se vuelve más insoluble con incremento de la temperatura y una solución en equilibrio con CaCO_3 precipitará sólidos tanto como se incremente la temperatura. Por lo tanto, agua, que no es incrustante en la superficie, puede resultar en formación de incrustaciones en el subsuelo si la temperatura a fondo de pozo es suficientemente alta (Connell, 1983).

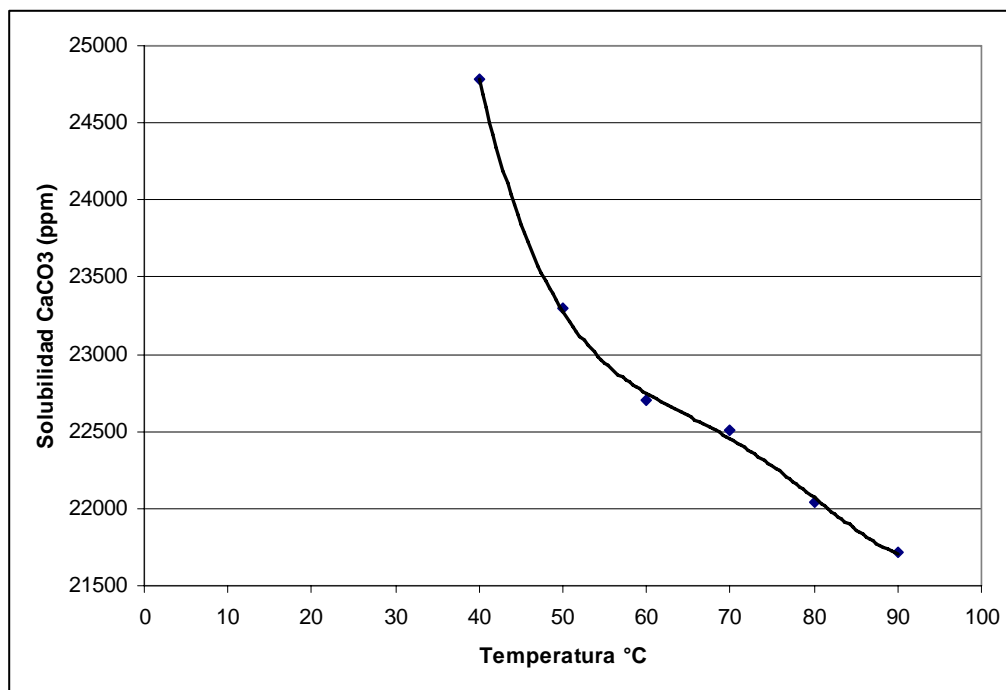


Figura I.4. Dependencia de la solubilidad del CaCO_3 respecto a la temperatura (Ca = 7000 ppm). (Amer, 2007)

Según las experiencias de Moghadasi et al. (2003), con el incremento de la temperatura, la razón de disminución de la permeabilidad se vuelve más rápida, esto ocurre debido a que la constante de reacción incrementa exponencialmente con la temperatura. El aumento de la temperatura también produce un aumento en la sobresaturación, debido a la disminución de la solubilidad del carbonato de calcio.

Efecto de la presión y la presión parcial del CO₂

A medida que la presión disminuye debido al proceso de producción de crudo y gas, se originan cambios en todas las variables que afectan la formación de incrustación de CaCO₃, generando un cuadro de condiciones termodinámicas que se alteran constantemente junto con el sistema.

La formación de incrustaciones de CaCO₃ se da de forma pronunciada tan pronto como la presión del yacimiento o del pozo cae por debajo de cualquiera de las presiones de punto de burbuja de las fases presentes (agua, crudo), debido a que cuando esto sucede se libera gas tanto del agua como del crudo. El gas liberado contendrá algo del CO₂ que estaba previamente en las fases acuosa y de crudo, por lo que las concentraciones de las especies de CO₂ en dichas fases decrece. Simultáneamente, el pH del agua remanente se incrementa con la disminución de la presión a medida que se da el proceso de liberación del gas.

El efecto en la solubilidad del carbonato de calcio, bajo el cual al disminuir la presión (producción) decrece la solubilidad de gases como el CO₂ en el medio acuoso se representa en la Figura I.5.

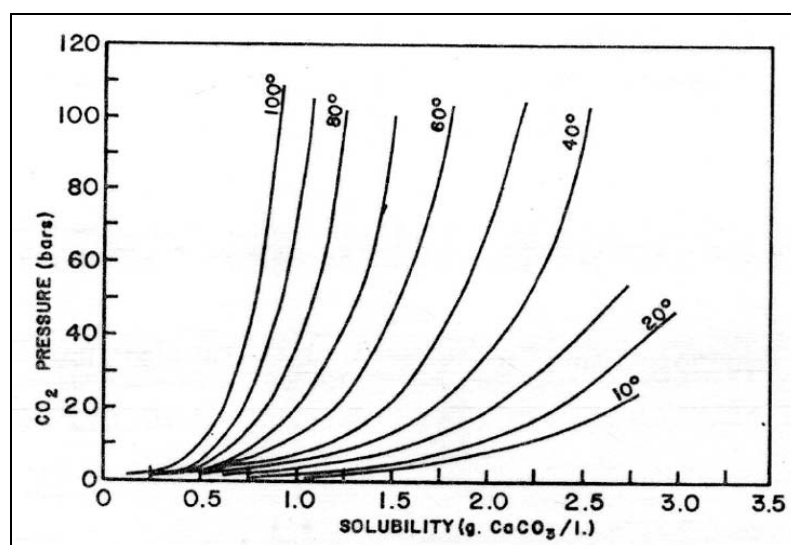


Figura I.5. Efecto de la presión parcial del CO₂ sobre la solubilidad del CaCO₃. (Mata, 2007)

Estos datos muestran que la solubilidad del carbonato de calcio incrementa con el aumento de las presiones parciales de CO_2 . El efecto es menos pronunciado si existe un incremento en la temperatura. Lo opuesto también se cumple y es una de las principales causas para la deposición de carbonato de calcio, en cualquier punto del sistema donde se registra una caída de presión.

Efecto de las fases en sistemas de producción

Las relaciones agua/petróleo (WOR) y gas/petróleo (GOR) tienen efectos pronunciados tanto en el comportamiento de liberación del gas del sistema en fondo de pozo, como en la cantidad disuelta de CO_2 en el agua a cualquier combinación de presión y temperatura.

En la Figura I.6, se presenta el efecto de la relación Gas-Petróleo sobre la disolución de gas.

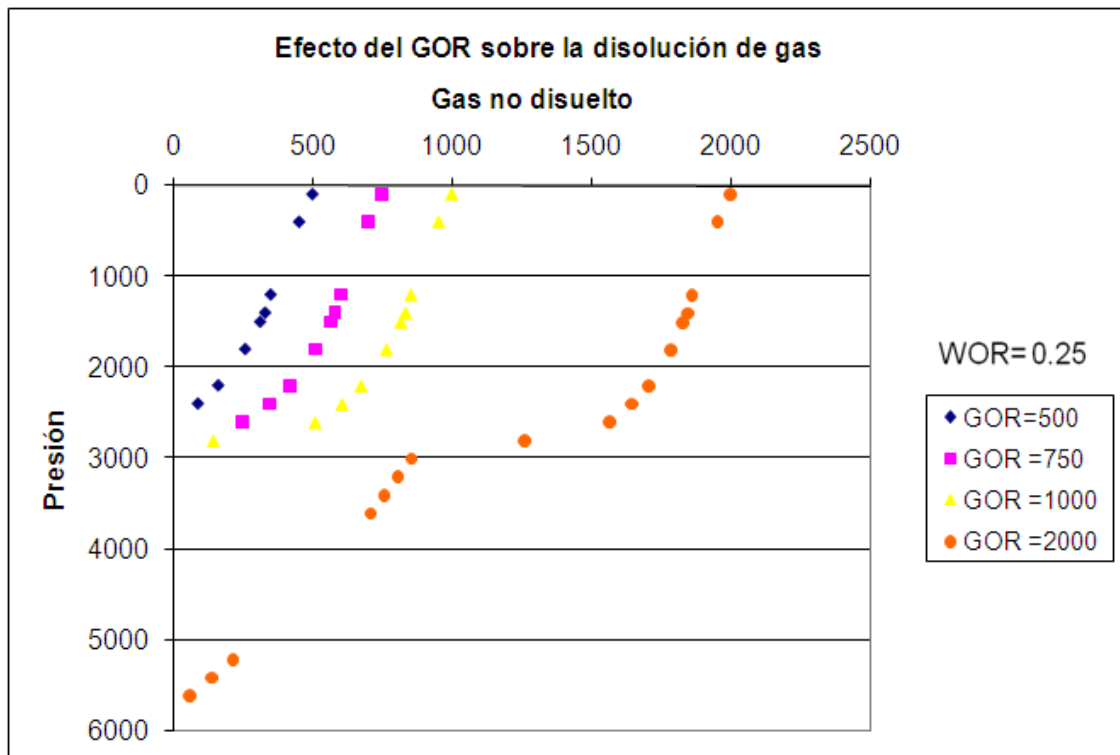


Figura I.6. Efecto del GOR sobre la disolución de gas. (Vetter, 1987)

La tendencia de la incrustación a precipitarse será baja si el crudo tiene un bajo corte de agua y si el agua está finamente dispersa en el petróleo, esto se debe a que a la cantidad de masa a precipitar es proporcional a la cantidad de agua libre presente en el sistema, este factor es uno de los que se toma en cuenta en el cálculo de la tendencia incrustante. Además si la fase acuosa está emulsionada en el crudo resulta menos probable que se produzcan los fenómenos de nucleación y cristalización a una escala considerable como para que se forme la capa de incrustación sobre la superficie.

Según lo reportado por Vetter (1987), mientras mayor es la relación gas petróleo mayor será la tendencia a la formación de incrustaciones de CaCO_3 del agua de producción. Como se indicó con anterioridad, a medida que aumenta la relación gas/petróleo (GOR), el gas que se ha liberado de la fase acuosa y del crudo lleva consigo dióxido de carbono por tanto se produce un aumento del pH en el agua de producción y se favorece la formación de carbonato de calcio.

I.4.Mecanismos de inhibición.

La mayoría de inhibidores usados en la industria petrolera funcionan bloqueando el desarrollo de las partículas minerales y atacando el crecimiento de los núcleos de las incrustaciones, otros actúan como agentes quelantes o impiden la asociación de los iones, evitando el crecimiento de los cristales (Carrasquero, 2008), los mecanismos por los cuales se produce la inhibición son:

- Inhibición del crecimiento (Threshold effect): Por adsorción, las moléculas del inhibidor ocupan los sitios de nucleación que son preferidos por los cristales, los cuales no encuentran sitios activos para adherirse a la superficie y por lo tanto, se detiene la nucleación.
- Dispersión: El inhibidor se adhiere a la superficie de los cristales aumentando la carga electrostática y por tanto incrementando la repulsión entre los mismos, impidiendo la formación de los macrocristales.

- Modificación de cristales (cambios de morfología): Basado en un modelo de adsorción, se produce un cambio en la morfología que puede prevenir la formación de cristales en presencia del inhibidor.

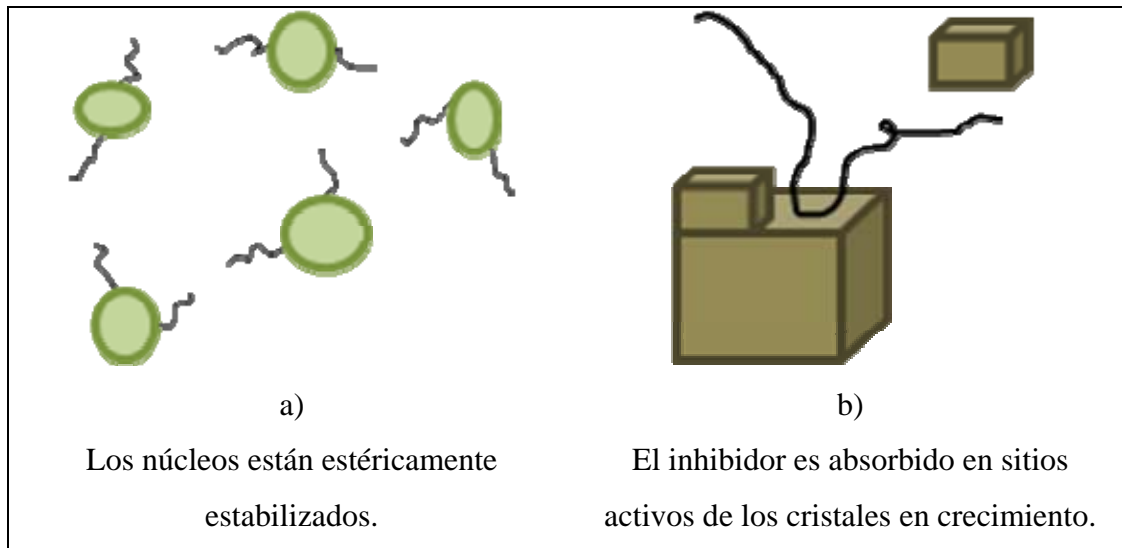


Figura I-7. a) Dispersión b) Estabilización

ANEXO II

**GEOSTADÍSTICA APLICADA PARA LA ESTIMACIÓN EN LOS MAPAS
DE TENDENCIA**

II.1. Análisis Estadístico

El análisis estadístico es un estudio que permite conocer el comportamiento de la información disponible, a continuación se presenta un resumen de los conceptos necesarios de la estadística básica.

Media: Es la media aritmética de la distribución, dado por la fórmula:

$$X_m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i$$

Moda: Es el valor más frecuente de la distribución.

Mediana: Es el valor para el cual la mitad de los datos son menores y la otra mitad están por encima de este valor.

Si ordenamos los datos en orden ascendente podemos calcular la mediana como.

$$M = \begin{cases} X_{(n+1)/2} & \text{si } n \text{ es impar.} \\ (X_{n/2} + X_{n/2+1})/2 & \text{si } n \text{ es par.} \end{cases}$$

Varianza: Describe la variabilidad de la distribución. Es la medida de la desviación o dispersión de la distribución:

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - X_m)^2$$

Desviación estándar: Describe la tendencia o dispersión de la distribución. Es la medida de desviación alrededor de la media. Se calcula por:

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2}$$

Coefficiente de variación: Es una medida de la variación relativa de los datos y puede ser calculado por:

$$CV = S/Xm \quad \text{y en porcentaje como:} \quad 100 CV = 100 (S/Xm) \%$$

Proporciona una comparación entre la variación de grandes valores y la variación de pequeños valores.

II.2. Análisis Estructural

El análisis estructural o estudio variográfico tiene como objetivo determinar los parámetros descriptivos del semivariograma que posteriormente serán usados en la estimación (ASCE Task, 1990; Journel y Huijbregts, 1978; David, 1977; Lamorey y Jacobsom, 1995; Pannatier, 1993; Arik, 1990; Dubrule, 1994).

El análisis estructural o estudio variográfico según (Armstrong y Carignan, 1997) está compuesto por:

- Cálculo del semivariograma experimental.
- Ajuste con modelo teórico conocido.

II.3. Variograma y Semivariograma

Para realizar la estimación de una propiedad en un punto de coordenadas específico, se requiere construir a partir de los datos iniciales el variograma. El variograma se define como la media aritmética de todos los cuadrados de las diferencias entre pares de valores experimentales separados una distancia h (Journel y Huijbregts, 1978), o lo que es lo mismo, la varianza de los incrementos de la variable regionalizada en las localizaciones separadas una distancia h .

$$\text{Var}\{Z(u+h)-Z(u)\} = 2\gamma(h)$$

La función $\gamma(h)$ se denomina semivariograma y puede ser obtenida por la siguiente expresión a partir de los datos experimentales.

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N_p(h)} \sum_{i=1}^{N_p(h)} [Z(u_i) - Z(u_i + h)]^2$$

donde:

$N_p(h)$ es el número de pares a la distancia h .

h es el incremento.

$Z(u_i)$ son los valores experimentales.

u_i coordenadas donde son medidos los valores $z(u_i)$.

La función $\gamma(h)$ generalmente crece hasta cierto límite llamado meseta, en otros casos puede crecer indefinidamente y según su comportamiento se puede encontrar diferentes tipos como (Journel y Huijbregts, 1978; Armstrong y Carignan, 1997; Chica, 1987) (Figura II-1.1):

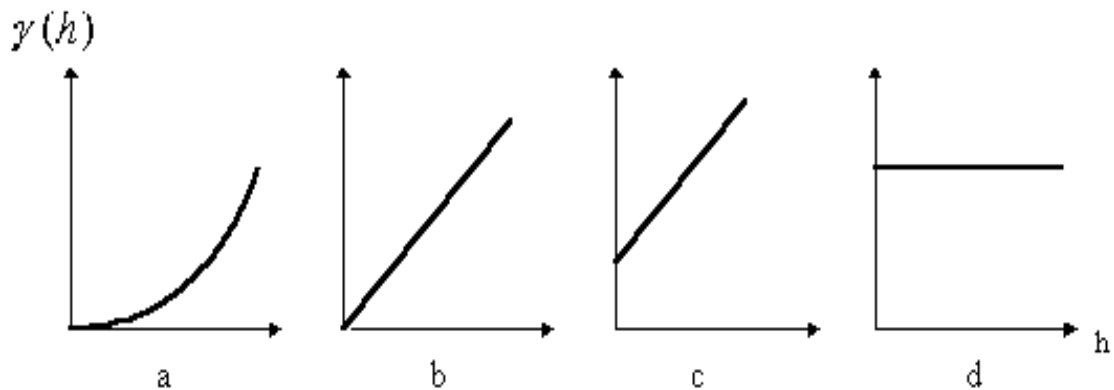


Figura II-1. Comportamiento del variograma en el origen, a)Parabólico, b)Lineal, c)Efecto de Pepita, d)Discontinuo puro.

- Parabólico: Caracteriza a una variable muy regular, siendo continua y diferenciable.
- Lineal: Caracteriza a una variable continua, pero no diferenciable, es decir menos regular.
- Discontinuidad en el origen: “Efecto de pepita”, es el caso en que $\gamma(h)$ no tiende a cero cuando h tiene a cero. Representa a una variable muy irregular.
- Discontinuo puro (ruido blanco): Representa el caso de mayor discontinuidad, donde los valores de dos puntos cualesquiera no tienen correlación alguna.

Una vez determinado el comportamiento a través del semivariograma con los datos experimentales, se procede a ajustar dicho comportamiento a un modelo teórico tal como se muestra en la Figura II.2.

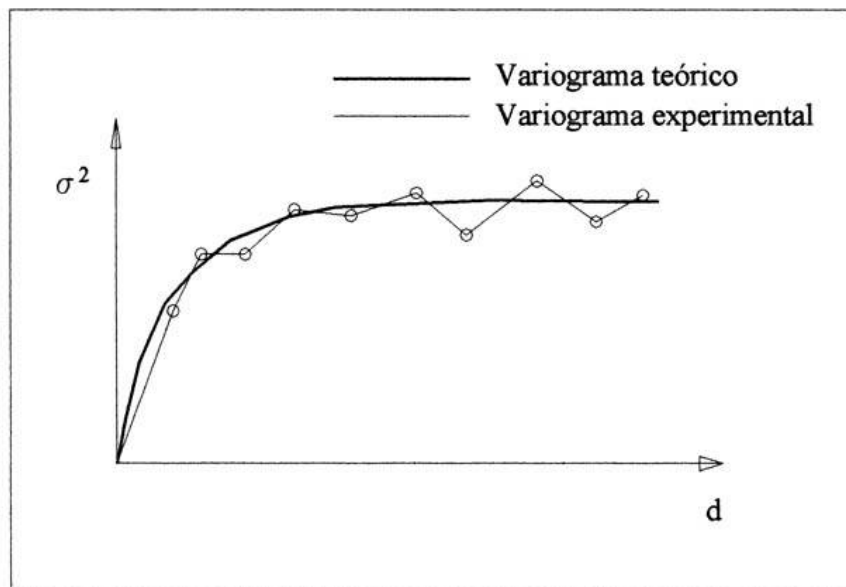


Figura II.2. Variogramas

Los modelos teóricos de semivariogramas están dados según las dos características más importantes del comportamiento experimental que son según Journel y Huijbregts (1978), primero el comportamiento en el origen, el cual puede ser lineal,

parabólico y con efecto de Pepita y segundo la presencia o ausencia de meseta. A continuación se presentan los modelos más usados:

Efecto de Pepita: Corresponde a un fenómeno puramente aleatorio (ruido blanco), sin correlación entre las muestras, cualquiera sea la distancia que las separe, (Figura II.3), donde C representa el valor de la meseta.

$$\gamma(h) = 0 \quad h = 0$$

$$\gamma(h) = C \quad |h| > 0$$

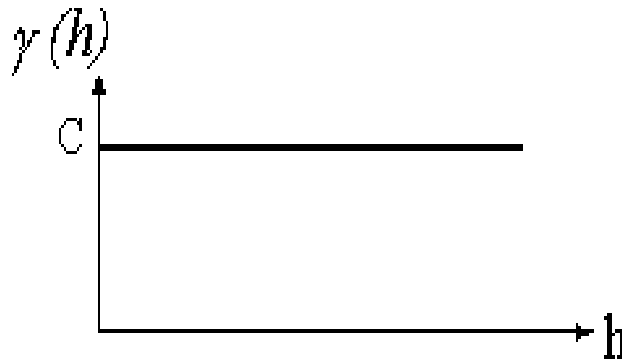


Figura II.3. Modelo de Efecto de Pepita

Modelo Esférico: Este modelo es probablemente el más utilizado, es una expresión polinomial simple, en su forma representada en la Figura II.4, se puede observar un crecimiento casi lineal y después a cierta distancia finita del origen se alcanza una estabilización, la meseta.

La tangente en el origen encuentra a la meseta en el punto de abscisa $(2/3)a$, donde a representa el valor del alcance.

$$\gamma(h) = C \left[\left(\frac{3}{2} \right) \left(\frac{h}{a} \right) - \frac{1}{2} \left(\frac{h}{a} \right)^3 \right] \quad h \leq a$$

$$\gamma(h) = Ch \quad h > a$$

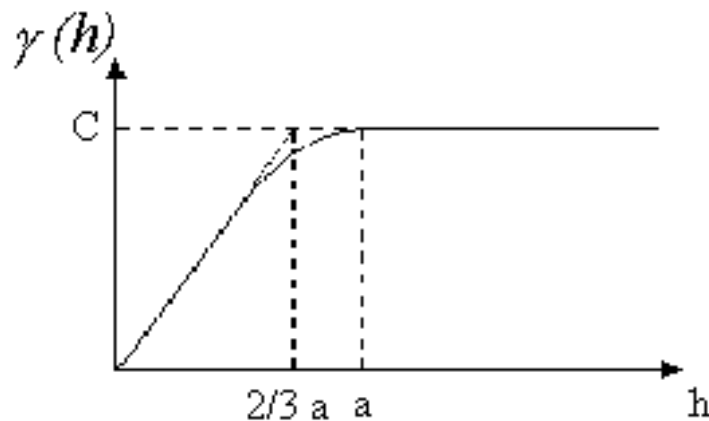


Figura II.4. Modelo Esférico

Modelo Exponencial: Este modelo a diferencia del esférico crece inicialmente más rápido y después se estabiliza de forma asintótica (Figura II.5). Como la meseta no se alcanza a una distancia finita, se usa con fines prácticos el “alcance efectivo” o “alcance práctico” a' , valor que se obtiene en el punto de abscisa para el cual el modelo obtiene el 95% de la meseta, con un valor $a'=3a$, donde a es el parámetro de escala.

La tangente en el origen encuentra a la meseta en el punto $a=(1/3)a'$.

$$\gamma(h) = C [1 - \text{Exp}(-|h/a|)] |h| > 0$$

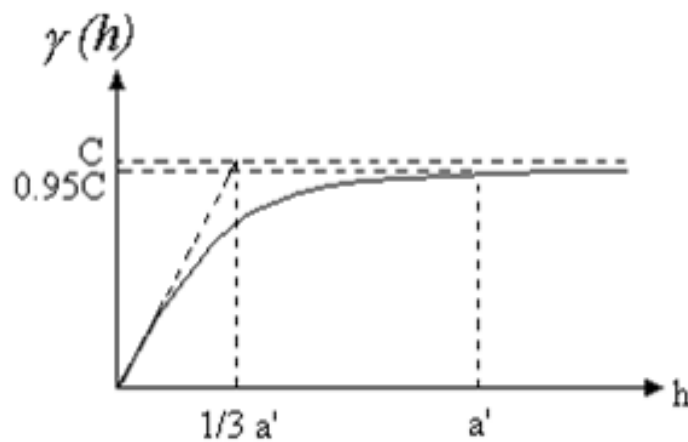


Figura II.5. Modelo Exponencial

Modelo Gaussiano: Este es un modelo extremadamente continuo (Figura II.6), inicialmente presenta un comportamiento parabólico en el origen, después al igual que en el modelo Exponencial se alcanza la meseta de forma asintótica. El alcance práctico tiene un valor de $a'=1.73a$, que es el valor de la abscisa donde se alcanza el 95% de la meseta.

$$C [1 - \text{Exp}(-|h|^2/a^2)] \quad |h| > 0$$

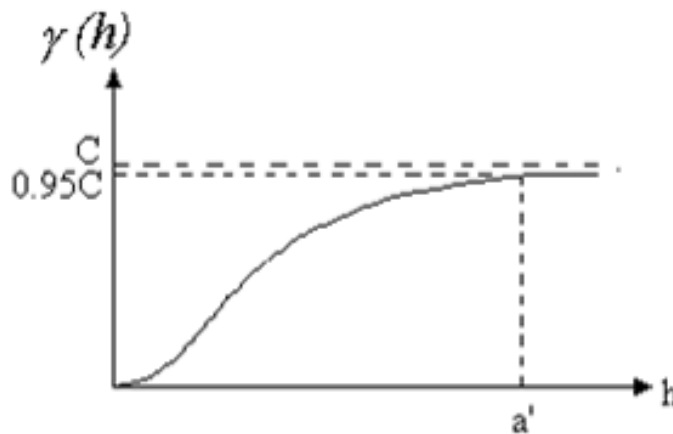


Figura II.6. Modelo Gaussiano

El cálculo del semivariograma $\gamma(h)$ es la principal herramienta geoestadística en el Análisis Estructural, que refleja las características de variabilidad y correlación espacial de la información disponible, es decir, permite tener conocimiento de como la variable cambia de una localización a otra (Lamorey y Jacobsom, 1995; Issaks & Co., 1999).

II.4.Método Krigeaje

El método Krigging (inglés) o Krigeaje (español), es el mejor estimador lineal insesgado (*Best Linear Unbiased Estimator*, BLUE) (Schaug et al., 1993) con el cual se logran obtener estimaciones más precisas.

-“lineal” porque es una combinación lineal ponderada de los datos.

-“insesgado” porque el error de estimación tendrá una media igual a 0

-“mejor” en el sentido del error de varianza mínima para un modelo dado de covarianza / variograma

Tiene como objetivo encontrar la mejor estimación posible a partir de la información disponible, y en efecto, el valor estimado obtenido $Z^*(u)$ de un valor real y desconocido $Z(u)$, consiste en efectuar una ponderación, es decir, atribuir un peso (λ) a cada valor observado asociado a cada localización donde fue muestreado un valor $Z(u_i)$ ($i = 1, \dots, n$) del fenómeno estudiado:

$$Z^*(u) = \sum_{i=1}^N \lambda_i(u) Z(u_i)$$

Donde;

$Z^*(u)$ es el valor estimado para la posición u ,

$\{Z(u_i), i=1\dots n\}$ son los valores de los datos en las posiciones $\{u_i, i=1\dots n\}$

$\{\lambda_i, i=1\dots n\}$ son ponderadores. Pesos de las soluciones de un sistema de ecuaciones lineares.

Bajo dos restricciones fundamentales:

1. Que el estimador sea insesgado. $E[Z^* - Z] = 0$
2. Que la varianza $\text{Var}[Z^* - Z]$ sea mínima, consiguiéndose de este modo minimizar la varianza de error de estimación, conocida también como varianza de krigeaje que depende del modelo de variograma obtenido y de las localizaciones de los datos originales. Esto brinda la posibilidad de hacer análisis sobre la calidad de las estimaciones (Weerts y Bierkens, 1993; Haas, 1992).

Teniendo en cuenta las hipótesis de la geoestadística se pueden obtener las siguientes ecuaciones para el krigeaje:

- Krigeaje simple; función aleatoria estacionaria de esperanza nula o conocida,

- Krigeaje ordinario; para una función aleatoria estacionaria de esperanza desconocida, y una función aleatoria intrínseca.

Krigeaje Simple

El planteamiento básico o Kriging simple considera la estimación de $Z(x)$ como una combinación lineal de las observaciones disponibles, además tiene como hipótesis básicas que el valor promedio m de la variable regionalizada y el variograma, son conocidos. Así mismo que se conoce el valor de la variable que se quiere estimar en n puntos de medición: $z(x_i)$, $i = 1, \dots, n$. Se asume inicialmente, que la media es nula.

Los pesos se escogen bajo un criterio en el cual se considera que dicha estimación es óptima. Esto es que el estimador sea insesgado y que la varianza sea mínima. Se tiene entonces que la varianza de estimación es la varianza de la diferencia entre el valor estimado (combinación lineal de los puntos medidos) menos el valor real desconocido del punto a estimar. La condición de varianza mínima viene dada por la varianza del error de estimación y se expresa en función de la covarianza.

$$\begin{aligned} \text{Var}[Z^*(u_0) - Z(u_0)] &= \text{Var}\left[\left(\sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} \cdot Z(u_{\alpha})\right) - Z(u_0)\right] \\ &= \sum_{\alpha=1}^n \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\alpha} \cdot \lambda_{\beta} \cdot C(u_{\alpha} - u_{\beta}) + C(\mathbf{0}) - 2 \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} \cdot C(u_{\alpha} - u_0) \end{aligned}$$

Para obtener los ponderadores que minimizan esta varianza, se debe derivar e igualar a cero la expresión anterior, obteniéndose el sistema de kriging simple:

$$\sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} C(u_{\alpha} - u_{\beta}) = C(u_{\alpha} - u_0) \quad \forall \alpha = 1, \dots, n.$$

Este sistema es un sistema lineal que tiene igual número de ecuaciones y de incógnitas, y que corresponden al número de datos disponibles n .

Con esto, los ponderadores óptimos serán:

$$[\lambda_\beta] = [C(u_\alpha - u_\beta)]^{-1} [C(u_\alpha - u_0)].$$

Reemplazando estos valores en la expresión de la varianza de estimación, que ahora se llamará varianza de kriging, se obtiene:

$$\sigma_{KS}^2(u_0) = C(\mathbf{0}) - \sum_{\alpha=1}^n \lambda_\alpha C(u_\alpha - u_0)$$

En los casos en que la media es un valor diferente de cero se utiliza la variable $Z-m$ que tiene media nula, resolver el sistema como se muestra en los párrafos anteriores, y luego volver a Z una vez que se tengan los ponderadores óptimos y se haya resuelto el sistema, de la siguiente forma:

$$Z^*(u_0) - m = \sum_{\alpha=1}^n \lambda_\alpha \cdot [Z(u_\alpha) - m],$$

La solución es:

$$\lambda_\alpha = \frac{C(u - u_\alpha)}{\sigma^2} = \rho(u - u_\alpha)$$

Krigeaje Ordinario

El Krigeaje Simple solo es válido cuando se conoce el valor de la media (m); por lo tanto, cuando no se conoce dicho valor se recurre al método de Krigeaje Ordinario. Para este caso se debe cumplir con la condición de insesgo, es decir, que la esperanza del error de estimación sea nula:

$$\begin{aligned} E[Z^*(u_0) - Z(u_0)] &= \sum_{\alpha=1}^n \lambda_\alpha \underbrace{E[Z(u_\alpha)]}_m - \underbrace{E[Z(u_0)]}_m \\ &= m \left(\sum_{\alpha=1}^n \lambda_\alpha - 1 \right) \end{aligned}$$

Para que lo anterior se cumpla $E[Z^*(u_0) - Z(u_0)] = 0$, se debe cumplir la condición de universalidad, es decir:

$$\sum_{\alpha=1}^n \lambda_\alpha = 1.$$

Se procede ahora a buscar los valores λ que minimizan la varianza y que satisfagan que su suma sea igual a 1, para garantizar la condición de insesgamiento

$$\min \text{Var}[Z^*(u_0) - Z(u_0)] = \sum_{\alpha=1}^n \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\alpha} \cdot \lambda_{\beta} \cdot C(u_{\alpha} - u_{\beta}) + C(\mathbf{0}) - 2 \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} \cdot C(u_{\alpha} - u_0)$$

El sistema se resuelve utilizando la técnica de los multiplicadores de Lagrange. Para esto, se minimiza la siguiente función:

$$\sigma_E^2 - 2 \cdot \mu \cdot \left(\sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} - 1 \right)$$

Igualando a cero sus derivadas parciales respecto a los ponderadores y al multiplicador de Lagrange, se obtiene el sistema de kriging ordinario:

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial \lambda_{\alpha}} = 0 : \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} C(u_{\alpha} - u_{\beta}) - \mu = C(u_{\alpha} - u_0) & \forall \alpha = 1 \dots n \\ \frac{\partial}{\partial \mu} = 0 : \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} = 1 \end{cases}$$

La varianza del krigeaje es:

$$\sigma_{KO}^2(u_0) = \sigma^2 - \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} C(u_{\alpha} - u_0) + \mu$$

ANEXO III
**PROCEDIMIENTOS EXPERIMENTALES PARA EVALUACIÓN DE
INHIBIDORES DE INCRUSTACIONES, DESEMULSIFICANTES Y
DISPERSANTES DE ASFALTENOS.**
III.1. Evaluación de la formación de incrustaciones y eficiencia de inhibidores en condiciones estáticas (NACE TM0374).

Una vez establecidos los puntos críticos, es necesario definir los procedimientos que conforman la estrategia de mitigación y prevención. Es por ello que se realiza la selección del inhibidor a través de la evaluación de eficiencia. Un método para evaluar la eficiencia de un inhibidor de incrustaciones consiste en relacionar la cantidad de sólidos que precipitan con tratamiento químico con la que ocurre sin éste, en un sistema sometido a una temperatura constante por un intervalo de tiempo fijo (NACE TM0374.2001). Esa relación permite establecer si existe una disminución de la cantidad del compuesto depositado como consecuencia de la presencia de un agente químico en el agua sometida a la evaluación.

Los ensayos son pruebas estáticas donde son empleadas mezclas de aguas sintéticas y los diversos inhibidores a evaluar, los cuales se realizan por duplicado para garantizar la reproductibilidad de los mismos. Para evaluar la precipitación de Carbonato de Calcio (CaCO_3) se deben preparar dos soluciones; la solución 1 rica en iones calcio y la solución 2 rica en iones bicarbonato. La Tabla III.1 Reactivos para la preparación de la solución rica en iones calcio y iones bicarbonato muestra los reactivos para la preparación de las soluciones 1 y 2.

Tabla III.1 Reactivos para la preparación de la solución rica en iones calcio y iones bicarbonato

Reactivo	Masa (g)	Reactivo	Masa (g)
$\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	12,15	NaHCO_3	7,36
$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	3,68	NaCl	33,00
NaCl	33,00		

A continuación se representan de forma esquemática los pasos a seguir para evaluar inhibidores de incrustaciones.

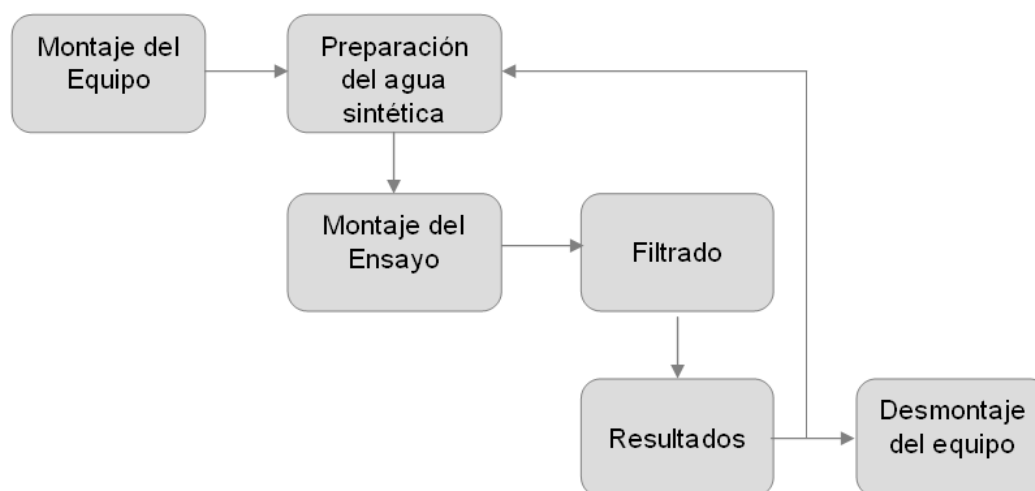


Figura III.1. Esquema de los paso para evaluar inhibidores de incrustaciones. (Castillo, 2005)

Montaje Experimental

Las pruebas se realizan en celdas de vidrio de seis bocas con una capacidad de 1000 ml, doble chaqueta y con tapones para garantizar sellado hermético. Mediante mangueras ajustadas con abrazaderas se conectan dos celdas en paralelo a un baño térmico, para mantener la temperatura de 71°C especificada en la norma NACE TM0374.

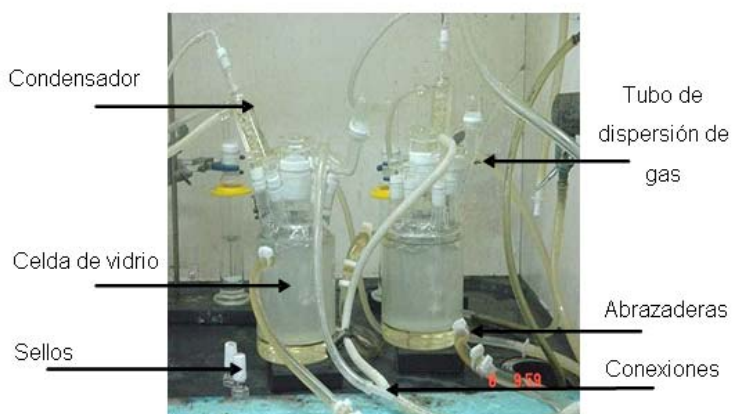


Figura III.2. Montaje experimental. (Carrasquero, 2008)

El montaje tiene conectados a una de las bocas de cada celda, dos tubos de vidrio de dispersión de gas (“Fritted-glass”). Asimismo, se conectó un condensador a cada celda para evitar la evaporación del CO₂. El equipo también lo integran dos trampas que garantizaron que no se presente fuga de gas.

Para la etapa de filtración, se utiliza una bomba de vacío conectada a un kitazato, usando papel filtro de tamaño de poro especificado en la norma NACE TM0374, tal como se muestra en la Figura III.3. Sistema de filtrado de la muestra.



Figura III.3. Sistema de filtrado de la muestra.
(Carrasquero, 2008)

Procedimiento

La prueba consiste en agregar 200 ml de cada solución en la celda de vidrio de seis bocas y sellarla herméticamente. Se conectan los condensadores a las celdas para evitar el escape del CO₂, luego se le añade el inhibidor a evaluar.

Se satura la solución con CO₂ burbujeando dicho gas mediante los tubos de dispersión durante 30 min garantizando que la velocidad de inyección en las dos celdas sea aproximadamente igual para asegurar la duplicidad del ensayo.

Las soluciones (agua sintética e inhibidor) se exponen a una temperatura constante por un período de 24 horas. Una vez transcurrido el tiempo del ensayo se apaga el baño térmico y se debe transferir la solución a un sistema de filtrado en un lapso no mayor de dos horas para evitar la redisolución de los cristales de carbonato de calcio precipitados.

La solución final se somete a filtrado al vacío, utilizando papel de filtro de 0,45 μm para retirar los cristales formados de la solución y así determinar con mayor exactitud la cantidad de calcio disuelto en la misma. La determinación de la cantidad de iones en solución se realizó mediante la técnica especificada en la Norma ISO-11885, para determinación de metales en agua.

La influencia del inhibidor sobre el crecimiento de los cristales, es decir el efecto del inhibidor de incrustaciones sobre la morfología de las redes cristalinas se evalúa mediante Microscopía Electrónica de Barrido (MEB), Microanálisis de Dispersión de Energía de Rayos X (EDX) y Difracción de Rayos X (DRX). Los equipos empleados para este análisis son: un Microscopio Electrónico de Barrido Marca PHILLIPS Modelo XL30 y un Difractómetro de Rayos X Marca PANalytical Modelo X'Pert PRO, provisto de un cátodo de cobre, respectivamente.

El procedimiento y montaje del ensayo se resumen en el siguiente diagrama.

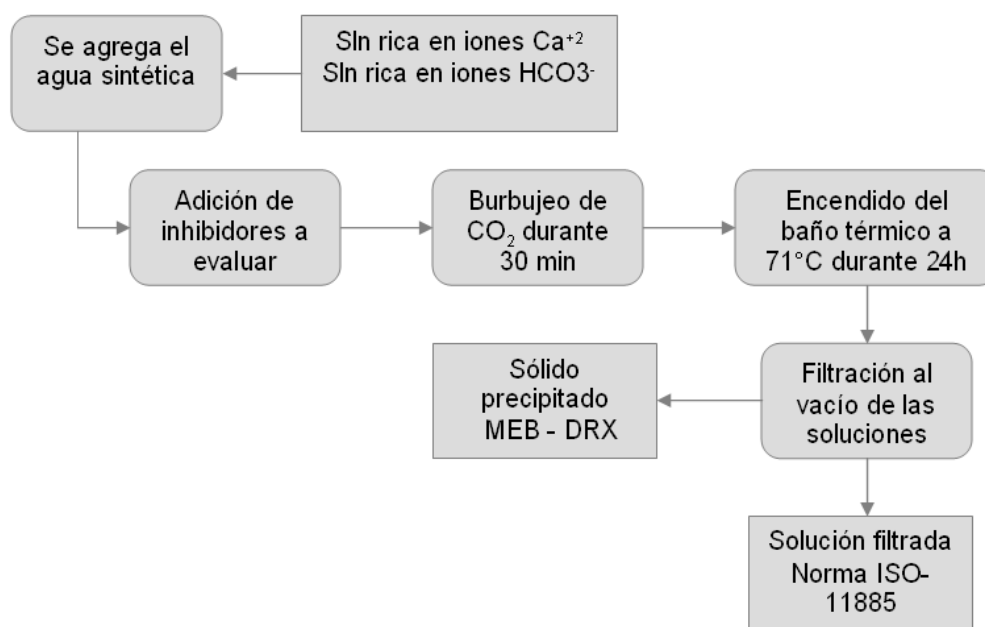


Figura III.4 Procedimiento experimental

NACE TM0374

III.2.Pruebas de compatibilidad del inhibidor a base de aloe vera con otros tratamientos químicos adicionados en campo.

Los siguientes ensayos tienen como objeto determinar el efecto que tiene el Inhibidor a base de Aloe vera grado industrial sobre otros productos químicos utilizados en el proceso de producción de crudo y gas, esto se logra a través de ensayos de eficiencia para cada producto químico seleccionado. De igual forma, se procede a evaluar si la eficiencia de inhibición del INTAVTM se ve afectada por la presencia de otros tratamientos químicos. Esto con el fin de verificar el comportamiento de la estrategia de prevención en el Sistema de Gestión del Riesgo de Incrustaciones.

III.3.Pruebas de eficiencia del Desemulsificante

La evaluación de la eficiencia del desemulsificante se realiza a través de la técnica de pruebas de botellas. La comparación de la eficiencia en los diferentes ensayos se hace con respecto al contenido porcentual de agua y sedimentos.

El blanco en el cual no se utiliza desemulsificante se realiza según la norma Covenin 2683-90: Crudos. Determinación del contenido de agua y sedimentos. Método de Centrifugación. Entre los equipos usados para estos ensayos se tiene una centrífuga con calentamiento controlado que mantenga la temperatura de la muestra durante toda la corrida a 60 ± 3 °C., tubos de centrifugación de forma cónica con sus respectivos corchos o tapas, baño líquido con suficiente profundidad para sumergir el tubo de centrifugación en posición vertical y que mantenga la temperatura en el rango antes mencionado.

Procedimiento

Para llevar a cabo este análisis se colocan 50 ml de muestra de crudo en la botella y luego se completa hasta 100 ml, con 50 ml de Xileno. Se agita vigorosamente la solución para homogeneizar la muestra durante tres minutos. Se sumergen en el baño a temperatura controlada durante 10 minutos. Luego se secan y agitan los tubos para ubicarlos en la centrífuga. Se colocan las muestras en la centrífuga de manera

diametral por un tiempo de 10 minutos y manteniendo las siguientes condiciones: 60°C y 1500 rpm. Transcurrido el tiempo en la centrifuga se anota el volumen combinado de agua y sedimentos en el fondo de cada tubo, se sumergen los tubos en el baño durante 10 minutos a la temperatura indicada y se ubican nuevamente en la centrífuga con cuidado de no moverlos en exceso, centrifugando durante 10 minutos más a la misma velocidad. Esta operación se repite hasta que el volumen combinado de agua y sedimentos permanezca constante en dos lecturas consecutivas. Este ensayo se realiza por duplicado.

Posteriormente, se realizan las pruebas de botella para la determinación de la eficiencia del desemulsificante. En este caso se colocan 100 ml del crudo en la botella y se dosifica de acuerdo a la matriz de ensayo, la cual debe incluir un ensayo sólo con crudo (blanco), un ensayo sólo con el desemulsificante y otra serie de ensayos donde se combinen los agentes químicos utilizados en campo.

Se tapa y se agita vigorosamente durante tres minutos de manera de garantizar la homogeneidad de la muestra. Se colocan las muestras en un baño de María a 60°C de glicerina por un lapso de 24 horas. Durante este período de tiempo se deben monitorear los ensayos (botellas) cada hora, esto con la finalidad de observar la separación de fases con respecto al tiempo. Las primeras ocho horas son las más importantes, ya que en este período se define que producto es el más eficiente en cuanto a separación de fase crudo-agua en menor tiempo.

III.4.Pruebas de eficiencia del Dispersante de Asfalteno

Para la evaluación de la habilidad de los productos que actúan como inhibidores de precipitación de asfaltenos, se utiliza el método de umbral de floculación, que consiste en titular una solución de crudo muerto, en tolueno, con n-heptano y determinar el punto final midiendo los cambios de absorbancia a una longitud de onda fija. Con este método se obtienen curvas similares a la Figura III.5. El mínimo de la curva corresponde al menor volumen de n-heptano requerido para que

comiencen a formarse las partículas de asfalto y recibe el nombre de umbral de floculación.

De esta manera, el producto que desplace el umbral de floculación a un mayor volumen de n-heptano, es el más adecuado para ese crudo. Los valores de los umbrales de floculación que se reportan corresponden al promedio de dos determinaciones y el error en las medidas es de $\pm 0,5$ ml. Este es un método confiable, reproducible y rápido que permite evaluar la eficiencia de inhibidores de precipitación de asfaltenos.

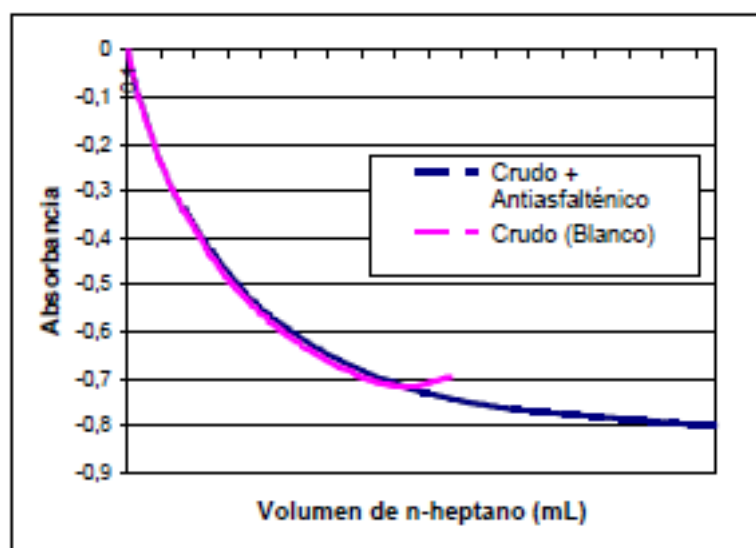


Figura III.5. Determinación del umbral de floculación de asfaltenos.

Montaje Experimental

El equipo que se empleó para determinar el umbral de floculación de los asfaltenos consta de un dosificador de n-heptano que es el solvente titulante, un recipiente de vidrio con 3 bocas, una para la adición de n-heptano y las otras dos para la succión y descarga de la solución al vaso que se realiza gracias a una bomba peristáltica, una plancha con agitación magnética para garantizar homogeneidad de la muestra y un espectrómetro conectado a un computador que contiene un software para el manejo de datos. La Figura III.6 muestra un esquema del equipo a utilizar.

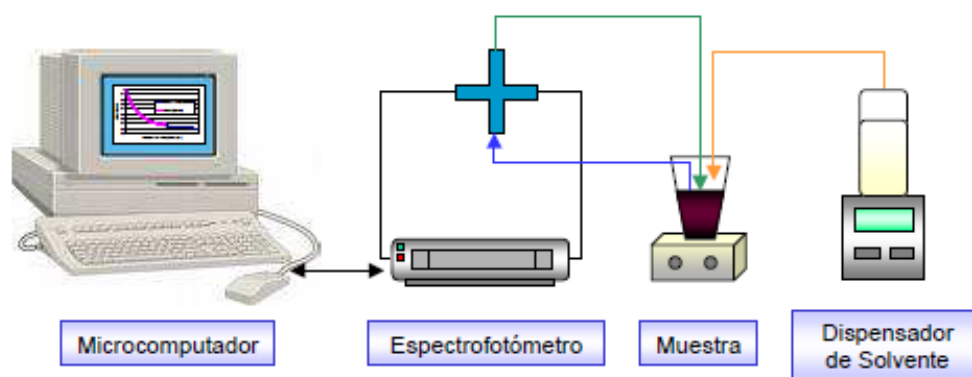


Figura III.6. Montaje Experimental para determinar el umbral de floculación de asfaltenos.

Procedimiento

La muestra de crudo, dependiendo de la viscosidad puede estar diluida con tolueno, se coloca en el recipiente de 3 bocas y se conectan las mangueras para inyección de titulante, succión y descarga de la solución que pasa a través del espectrómetro. El vaso se ubica sobre la plancha de agitación magnética y se bombea a un flujo de 3ml/min. Se enciende la computadora y se ingresa al software de detección del umbral de floculación, donde se definen las condiciones del ensayo, tales como: tiempo de muestreo, duración de la experiencia, longitud de onda y velocidad de adición de n-heptano. Informe Técnico de PDVSA-Intevep N° INT-4000,97.

Para este análisis se considera que un volumen mayor a 50 ml de nheptano dosificado corresponde al 100% de eficiencia de inhibición de precipitación de asfaltenos. El crudo utilizado para la evaluación de la eficiencia fue crudo proveniente del campo el Furrial, yacimiento Naricual Inferior y las pruebas se realizaron en el Laboratorio de Depósitos Sólidos Orgánicos de Intevep PDVSA.

ANEXO IV

REFERENCIAS CONSULTADAS EN EL ESTUDIO BIBLIOMÉTRICO

IV.1. Artículos Científicos

#	Título	Autores	Año
1	Development of a fuzzy saturation index for sulfate scale prediction	H.R. Khatami, M. Ranjbar, M. Schaffie, M.A. Emady	2010
2	The chemistry of scale prediction	Gordon Atkinson Miroslaw Mecik	1997
3	A method for predicting the tendency of oil field waters to deposit calcium carbonate	Henry A. Stiff, Jr., Lawrence E. Davis	1952
4	Scale Formation Due to Water Injection in Malaysian Sandstone Cores	Amer Badr Bin Merdhah and Abu Azam Mohd Yassin	2009
5	New Product for Inhibition of Calcium Carbonate Scale in Natural Gas and Oil Facilities Based on Aloe Vera: Application in Venezuelan Oilfields	L.A. Castillo, E.V. Torin, J.A. Garcia, M.A. Carrasquero, M. Navas, A. Vilorio,	2009
6	Carbonate mineral solubility at low temperatures in the Na-K-Mg-Ca-H-Cl-SO ₄ -OH-HCO ₃ -CO ₃ -CO ₂ -H ₂ O system	GILES M. MARION	2000
7	Oilfield Scale — Can VVeHandle It?	O. J. Vetter.	1976
8	Dissolution kinetics and solubility of calcium carbonate monohydrate	Damir Kralj, Ljerka Bre~evi6	1994

#	Título	Autores	Año
9	Prediction of mineral scale formation in geothermal and oilfield operations using the Extended UNIQUAC model Part II. Carbonate-scaling minerals	Ada Villafañila García, Kaj Thomsen, Erling H. Stenby	2006
10	Scale Deposition in Surface and Subsurface Production Equipment in the Gulf of Suez	Mohammed Ibrahim El-Hattab	1985
11	Effect of PPCA and DETPMP inhibitor blends on CaCO ₃ scale formation	T. Chen, A. Neville, M. Yuan	2004
12	Prediction of scale problems due to injection of incompatible waters	O.J. Vetter, V. Kandarpa, A. Harouaka	1982
13	Calcium Carbonate Saturation Index And Alkalinity Interpretations	T. E. Larson and a. M. Buswell	1942
14	Scale formation in oil reservoir and production equipment during water injection (kinetics of CaSO ₄ and CaCO ₃ crystal growth and effect on formation damage)	J. Mogadashi, M. Jamialahmadi, H. Muller-Steinhagen, A. Sharif	2003
15	Laboratory Determination of Calcium Carbonate Scaling Rates for Oilfield Wellbore Environments	Yuping Zhang and Ror Farquhar	2001
16	Effects of monoethylene glycol on carbonate equilibrium and calcite solubility in Gas/Monoethylene Glycol/Water/Salt mixed systems	Haiping Lu, Amy Kan, Mason B.	2009
17	Why scale form and how to predict it	J.E. Oddo, M.B. Tomson	1994
18	Analysis of and Solutions to the CaCO ₃ and CaSO ₄ Scaling Problems Encountered in Wells Offshore Indonesia	J.E. Oddo, M.B. Tomson	1991
19	Calcium carbonate solubility: a reappraisal of scale formation and inhibition	Jean-Yves Gallot*, Jean-Claude Bollingerb, Henri Tolosa ^b , Nathalie Gache ^b	1996

#	Título	Autores	Año
20	Evaluation methods for suspended solids and produced water as and aid in determining effectiveness of scale control both downhole and topside	M.M. Jordan, C.J. Johnston, M. Robb	2005
21	Formation and Control of the Vaterite Scale Polymorph of Calcium Carbonate in the Galley Field Development	D. Brankling, M. Bayman, N. Jenvey	2001
22	Calcium Carbonate Scale Considerations: A Practical Approach	O.J. Vetter, W.A. Farone, E. Veith	1987
23	Prevention of Carbonate Scale Deposition: A Well-Packing Technique with Controlled Volubility Phosphates	Cornelis Bezemer, Karl A. Bauer	1969
24	Scaling In Geothermal Heat Pump Systems	Kevin Rafferty	2000
25	La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención	Crabtree M., Eslinger D., Fletcher F., Miller M., Johnson A.,	1999
26	Boiler water treatment and related costs of boiler operation: An evaluation of boilers in the Louisiana sugar industry.	James A. Cuddihy, Jr., Walter J. Simoneaux, Robert N. Falgout, and James S. Rauh	2005
27	Modelación química de aguas de formación del Activo Luna, Tabasco	Rosa M. Barragán R., Enrique Portugal M., Víctor M. Arellano G., Ana E. Martínez A.1 y Fernando Ascencio C.	2001
28	Simulation Of Scaling And Corrosion Indices By Water In Potabilization Plants	Víctor Moral; Jorge Cedeño	2006
29	Validation and application of physical and numerical methods for scaling predictions.	Mogollón, José Luis Producción intelectual	

IV.2. Tesis y Trabajos de Grado

#	Título	Autores	Año
1	Modelado Geodinámico integrado de la cuenca Barinas Apure y los Andes de Mérida, Estado Barinas	Luis Joaquín Enríques Casas	2004
2	Caracterización de constituyentes orgánicos solubles en las aguas de producción de la industria petrolera	Fernández C., Alberto J.	1984
3	Caracterización de las aguas de producción petroleras del occidente venezolano	Ceci, Nicola	2003
4	Caracterización dinámica del agua en formación en la arenas D de la formación oficina del Campo Junín	Alves M, Yenny N	2007
5	Caracterización geoquímica de las aguas de formación del Domo Sur, Campo Motatán, Cuenca del Lago de Maracaibo	Vásquez Castro, Yaneth Evelyn	1998
6	Caracterización geoquímica de las aguas subterráneas de la cuenca del Lago de Valencia, Edo. Carabobo, Venezuela	Martínez Soto, Marly Carolina	2003
7	Caracterización geoquímica de litio, estroncio, silicio, boro, hierro, cobre, aluminio y berilio en las aguas formacionales asociadas a los hidrocarburos en el área mayor de Anaco, Oficina y Temblador de la Cuenca Oriental de Venezuela	Fariñez L., Vilma I.	1986
8	Caracterización hidrogeoquímica de las aguas de formación del transecto noroeste-sureste del área Silván-Silvestre Cuenca de Barinas	Montero Mudarra, Ramón Luis Vera Basalo, Oswaldo José	2003
9	Estudio geoquímico de aguas de formación, Area Mayor Oficina, Estado Anzoátegui	Vierma P., Luis.	1979
10	Estudio geoquímico de aguas de formación, Area Mayor Oficina, Estado Anzoátegui-II	Ungría, Sonia Aracelis.	1981

#	Título	Autores	Año
11	Estudio geoquímico de yoduro, bromuro, benceno y ácidos orgánicos totales en las aguas formacionales, y de yodo y bromo en los crudos asociados de la Cuenca Oriental de Venezuela	Carvallo Pereira, Leonardo José.	1984
12	Geoquímica de las aguas de formación asociadas a hidrocarburos en la Región Sur-Central de la Cuenca Oriental de Venezuela	Medina de Castro, Rita Elena	1981
13	Hidrogeoquímica de las aguas formacionales de un transecto en dirección sureste en el árez Guafita-La Victoria, Subcuenca de Apure	Hernández Oliveira , Enio Alberto	2005
14	La aplicación de polímeros catiónicos en el tratamiento de las aguas de producción de crudos de petróleo	Cosme Bello, Sonia J.	1988
15	Metodología integral para evaluar y diagnosticar pozos petroleros con producción de aguas	Reyes M, Corina M	2007
16	Efecto de aguas residuales de pozos petroleros, sobre suelo y vegetación de sabana (El Furrial-estado Monagas)	Hernández, Carmen Leonor. López Hernández, Iván Danilo.	1992
17	Estudio de la ocurrencia de escamas de Carbonato de Calcio, en pozos productores del Occidente de Venezuela	Goitia Ocopio , Neyla Graciosa	2005
18	Metodología para la selección del modelo petrofísico de saturación de agua en el área centro-sur de Zuata, F.P.O	Tarazona D., José R. Vivas, Marco.	1994
19	Depuración química de aguas, método empleado por la S.O.V. en sus campos petroleros.	Garantón Ledezma, Alberto.	1942
20	Caracterización de la interacción fluido de perforación - formación en los campos petroleros del oriente de Venezuela	Morán, Guillermo	2001
21	Estudio de la problemática de formación de incrustaciones en campo furrial y en el complejo jusepin.	Navas Montilla, Carlos Hilario	2004
22	Estratigrafía de la formación Urumaco y geología estructural entre el domo de agua blanca y hato viejo (Edo. Falcón).	Herrera González, Carelis Josefina	2008

#	Título	Autores	Año
23	Diferencias ultrasónicas en rocas saturadas con hidrocarburo y agua de formación.	Urdaneta Guerrero, Vanessa Carolina	2007
24	Estudio magnetoestratigráfico de la sección del domo de Agua Blanca (Miembro medio de la formación Urumaco, Edo. Falcón.	Herrera González, Carelis Josefina	2005
25	Estudio de selección y jerarquización técnico-económica de pozos candidatos para la aplicación de geles en el control de la producción de agua.	Ferreira G, Issa.	2006
26	Inhibición de la formación de incrustaciones provenientes de las aguas de producción de crudo de la Industria Petrolera Venezolana, mediante la aplicación de campo magnetico.	Fonseca Sanchez, Rossysbell Milagros.	2007

IV.3. Informes Técnicos

#	Título	Autores	Año
1	Informacion de agua de formacion campos HATO-SINCO : CORPOVEN S.A.	Pimentel, Luis.	
2	Informacion Basica Operacional Campo SINCO Diagramas Mecanicos Pozos (51 AL 86)	CORPOVEN S.A	
3	Estudio de los pozos inactivos por alto corte de agua en Campo SINCO : CORPOVEN S.A	Delgado, Karen; Vieira, Andy.	
4	Informacion Basica Operacional (Diagramas Mecanicos Pozos 1 al 103) Campo - Hato :	Geol. Luis Pimentel .	
5	Caracterización de las aguas y crudos de la Unidad de Explotación de Barinas		2003
6	Caracterización de gas natural asociado en las E/F. Borburata, Silvan y Sinco D del distrito social Barinas	Balza Ayala, Alaiza Salomé.	2007
7	Gerencia de la corrosión UE Sur (Barinas)	Camacho Manuitt, Alvaro.	2001
8	Visualización mejoradores para crudos FPO - C.I. José y Bloques Junín, Ayacucho y Carabobo.	Díaz Aldama, Lilibeth J.	2009
9	Aplicación de métodos experimentales para la predicción y control incrustaciones de carbonato de calcio en operaciones petroleras	Reyes Alfaro, Jetsymilet.	2007
10	Estudio de un inhibidor de incrustaciones a base de gel de Aloe Vera para el aseguramiento del flujo en la industria de los hidrocarburos	Carrasquero, Maria A.	2008
11	Estudio de preservación y estabilidad de un inhibidor de incrustaciones a base de Aloe Vera	Carrasquero, Maria A.	2007
12	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	Castillo M, Luis A.	2005

#	Título	Autores	Año
13	Estudio de interacción fluido/fluido para identificar mecanismo de daño a la formación con sistemas agua de inyección/agua de formación/crudo reales en pruebas fuera del medio poroso	Lares R. Paola V.	2008
14	Estudio de la influencia de Iones mayoritarios del agua de formación en el hinchamiento del Sistema Multigel en presencia de arena	Catarí, Nancy	2008
15	Diagnóstico integrado de la irrupción de agua mediante el uso de la aplicación "near wellbore modelling" de eclipse en la arenas "C" de la Formación Misoa. Bloque VI. Campo Lamar	D'Ottone Briones, Maurizio Andrés.	2003
16	Control de producción de agua en arenas no consolidadas utilizando el polímero WC-500	Medina, Jose J.	1977
17	Análisis de la inyección de agua en los yacimientos Bachaquero 12 y Bachaquero 18	Malave Palacios, Edgar.	1976
18	Influencia de parámetros geológicos en el estudio de inyección de agua en el yacimiento B-6-X.3 (Bloque Sur)	Ferrer M., Eulise.	1981
19	Caracterización geoquímica de crudos y agua de formación de los yacimientos Cretácicos, U.E. Lagomar, Centro Lago y Bloque VIII, Lago de Maracaibo.	Hernández Hernández, Victor.	2009
20	Análisis y evaluación de pozos precandidatos a la aplicación de la tecnología Maxsiprod en el área de Motatán Domo Norte y Domo Sur.	Hernández, Edgar.	2008
21	Metodología de selección y monitoreo de pozos candidatos para la evaluación de la tecnología MAXSIPROD.	Reyes, Yamila.	2008
22	Influencia de los iones presentes en el agua de formación sobre el hinchamiento del sistema MULTIGEL® ULT Sellante de Bajo Peso Molecular.	Figuroa, Iván Antonio.	2007

#	Título	Autores	Año
23	Evaluación de inhibidores de incrustación en aguas de inyección de los Sistemas AMA, AMO y Plantas Compresoras del Distrito Anaco.	Peña Hernández, Sheilar Teresa.	2006
24	Diagnóstico de la calidad del agua de los tratadores de crudo en planta Santa Ana III	Torres Mejía, Luis Horacio.	2005
25	Caracterización ambiental de aguas en Morichal. Estado Monagas.	Abreu Matamoros, Enrique Antonio.	2004
26	Disposición de aguas de producción de Pdvsa División Centro Sur. Estaciones de producción Apure.	Camacho, Fernando.	2004
27	Caracterización de las aguas y crudos de la Unidad de Explotación de Barinas / Carmen A. Carias.	Carias, Carmen A.	2003
28	Estudio de los fluidos de yacimiento del pozo DOR-1X, Plataforma Deltana, obtenidos en la pruebas MDT.	Borges, Arturo.	2002
29	Caracterización química de dos muestras de aguas de formación del pozo TAG-16	Gallango, Oswaldo.	2002
30	Estudios de corrosividad de las aguas para el sistema de enfriamiento y cortado de la unidad CRAY del CRP - Amuay	Duplat Villamizar, Simona.	2001
31	Caracterización geoquímica de muestras de fluidos (crudos, aguas y gases) del pozo RG-231	Toro, Carmen.	2001
32	Caracterización geoquímica de muestras de fluidos (gas, crudo y aguas de formación) del pozo GUN-1X, Cuenca de Maracaibo	Gallango, Oswaldo.	2000
33	Caracterización fisicoquímica de aguas de los pozos IA-OO, IC-OO, RX01-D y LB-OO	García, Belkis.	2000

#	Título	Autores	Año
34	Caracterización aguas blancas para uso potable, estación de servicio "La Católica", Caracas	Quintana S., María E.	2000
35	Caracterización aguas de producción estación Motatán II. Esquema conceptual de tratamiento	Quintana S., María E.	1999
36	Características geológicas e hidrogeológicas de la COLM	Ortiz, Nestor.	1994
37	Caracterización y tratamiento de las aguas de producción de F-6	Sanchez Martinez, Juan Carlos.	1985
38	Caracterización y tratamiento de aguas de producción : Estudio de la tratabilidad biológica de las aguas de producción	Lichaa, Ada A. de.	1984
39	Caracterización y tratamiento de las aguas de producción de H-7	Sánchez Martínez, Juan Carlos.	1983
40	Caracterización y tratamiento de agua H-7 Cabimas : primer informe de avance	Anselmi, Aldo.	1982
41	Caracterización y tratamiento de aguas de H-7 Cabimas : segundo informe de avance	Anselmi, Aldo.	1982
42	Caracterización y tratamiento de aguas de producción D.S.M.A	Lichaa, Ada A. de.	1981
43	Acondicionamiento del agua de inyección en el Yacimiento B - Superior VLG-3729 para evitar / minimizar daño a la formación	Ventresca , Maria Luisa.	2007
44	Requerimiento de calidad del agua de producción de Bare-5 para disposición por inyección	Camacho, Fernando.	2005
45	Análisis de productividad de pozos del Campo Motatán, Domo Sur: diagnóstico de daño a la Formación y control de producción de agua	Ventresca, María Luisa.	2005

#	Título	Autores	Año
46	Evaluación de aditivos y desarrollo de formulación optima para acondicionar el agua de Inyección del Proyecto Piamo	Ventresca, María Luisa.	2005
47	Caracterización fisicoquímica de aguas de formación de SINCOR	Valero, Emil.	2000
48	Estudio de compatibilidad entre aguas de la PIA 11(1) y aguas de los pozos VLA-124, VLA-702, VLA-183 y el VLA-710 del arreglo IOA del lic Lagomar.	Belkis García.	1999
49	Tratamiento y disposición de aguas de producción	Alba Bayona...[et al.].	1999
50	Evaluación de inhibidores de incrustación para las aguas de inyección de la planta RESOR	Cilene Boscán, Isabel Martínez.	1999
51	Estado del arte en procesos para la remoción de sólidos disueltos en aguas de producción /	Natalia González...[et al.].	1999
52	Estudio de interacción entre aguas de formación de Altos de Ceuta y aguas del TDN de Bachaquero procesadas en la Planta PA1-7	Ivanka Kancev, José Guillermo Castillo Gutiérrez.	1999
53	Evaluación geoquímica de una muestra de crudo y tres muestras de agua provenientes del pozo Bejucal 5E. Cuenca de Barinas	Carmen Toro, Onis Rada, Carmen Rodríguez.	1998
54	Compatibilidad de fluido-fluido y fluido-medio poroso bloque III Lago de Maracaibo. Parte I: aguas de inyección Lago de Maracaibo TDN-Bachaquero- Agua Formación Roca de las arenas Eoceno C 455-460		1997
55	Evaluación de la compatibilidad de las aguas de inyección en la formación Los Jabillos.	Ingrid Moreno...[et al.].	
56	Estudio de formación de incrustaciones en el área 7 del campo Ceuta / Belkis García.	García, Belkis.	1995
57	Aislamiento y caracterización de bacterias provenientes de aguas de formación de pozos del Lago de Maracaibo	Trebbau L., Gabriela.	1991

#	Título	Autores	Año
58	Análisis y evaluación de muestra de agua de formación del pozo San Vicente-1 Naricual superior	Ivanka Kancev.	1985
59	Análisis y evaluación de muestra de agua de formación del pozo COL-2 Naricual inferior	Ivanka Kancev.	1985
60	ATE Control de agua en Lago Sur y Tierra Este liviano - Año 2009.	Mariana, Prado Páez..[et. al.].	2009
61	Influencia de los iones presentes en el agua de formación sobre el hinchamiento del sistema MULTIGEL® ULT Sellante de Bajo Peso Molecular.	Iván Antonio, Figueroa	2007
62	Caracterización y origen de muestras de agua de formación de pozos estratigráficos del bloque Ayacucho 7, área Ayacucho, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises Pirela Escobar, José Antonio García Pérez y José Manuel Rondón Mujica.	2007
63	Caracterización y origen de muestras de agua de formación de pozos estratigráficos del área Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises David Pirela escobar...[et.al].	2007
64	Evaluación de inhibidores de incrustación en aguas de inyección de los Sistemas AMA, AMO y Plantas Compresoras del Distrito Anaco	Sheilar Teresa Peña Hernández, Luis Alexander Castillo Moreno, Milton José Lara Nogales	2006
65	Caracterización de las aguas y crudos de la Unidad de Explotación de Barinas	Carmen A. Carias.	2003
66	Caracterización química de dos muestras de aguas de formación del pozo TAG-16	Oswaldo Gallango.	2002
67	Estudio de los fluidos de yacimiento del pozo DOR-1X, Plataforma Deltana, obtenidos en la pruebas MDT	Arturo José Borges Gil ...[et al.].	2002
68	Estudio de los fluidos de yacimiento en el pozo DOR-1X, Plataforma Deltana, obtenidos en las pruebas DST	Luis G. Borges M. ...[et al.].	2002

#	Título	Autores	Año
69	Caracterización de las aguas de producción de diferentes campos pertenecientes a la UE Barinas	Simona Duplat Villamizar, Luis Torres, Milagros Marielly Méndez Montoya	2001
70	Caracterización geoquímica de muestras de fluidos (crudos, aguas y gases) del pozo RG-231	Carmen Toro.	2001
71	Caracterización geoquímica de muestras de fluidos (gas, crudo y aguas de formación) del pozo GUN-1X, Cuenca de Maracaibo	Oswaldo Gallango.	2000
72	Estudio de compatibilidad de aguas de formación del pozo LR-217 con las aguas de producción de los pozos del yacimiento LL-03, fase III.	Belkis Garcia	2000
73	Caracterización fisicoquímica de aguas de los pozos IA-OO, IC-OO, RX01-D y LB-OO.	Belkis García, Janeth Vasquez.	2000
74	Selección de inhibidores de incrustación para la U.E. Tierra Oeste (módulo de inyección La Paz).	Simona Duplat Villamizar...[etal.].	1999
75	Estudio integrado del yacimiento Urdaneta-01, bloque 1.	Gustavo Eduardo Dorta Gutiérrez, Monica María Monsalve Jimenez, Hector Segundo Campos Jiménez.	1999
76	Análisis de yacimientos del bloque 1, área Urdaneta-01.	Mónica María Monsalve Jiménez, Gustavo Eduardo Dorta Gutiérrez, Héctor Segundo Campos Jiménez.	1999
77	Caracterización y tratamiento de las aguas de producción de F-6.	Juan Carlos Sanchez Martinez.	1985

#	Título	Autores	Año
78	Evaluación de la compatibilidad de posibles aguas de inyección con el agua de yacimiento Motatán.	Mogollón, José Luis	1986
79	Tendencias tecnológicas en el manejo de aguas en campos petrolíferos	Mogollón, José Luis	1999
80	Transferencia de metodología. Determinación del umbral de floculación de asfaltenos	Olga León	1997

IV.4. Notas Técnicas

#	Título	Autores	Año
1	Caracterización de muestras de varias matrices ambientales provenientes de una zona presuntamente impactada en el Tocuyo, estado Lara.	López, Delia Sabrina.	2009
2	Evaluación por técnicas electroquímicas de las características corrosivas de aguas de producción de las instalaciones de Rusio Viejo	Colt Greis, Carolina.	2008
3	Muestreo geoquímico de fluidos en yacimientos cretácicos de Lagomar, Centro Lago y Bloque VIII, Lago de Maracaibo.	Hernández Hernández, Víctor.	2008
4	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del Pozo MCH-3-11, área Boyaca, Faja petrolífera del Orinoco.	Pirela Escobar, Moises.	2008
5	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del Pozo MCH-7-22, área Boyaca, Faja petrolífera del Orinoco.	Pirela Escobar, Moises.	2008
6	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del Pozo MFC-35E, bloque Ayacucho 7, área Ayacucho, Faja Petrolífera del Orinoco.	Pirela Escobar, Moises.	2008
7	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del Pozo MFF-12E, bloque Ayacucho 7, área Ayacucho, Faja petrolífera del Orinoco.	Pirela Escobar, Moises.	2008

#	Título	Autores	Año
8	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del Pozo MFE-02E, bloque Ayacucho 7, área Ayacucho, Faja petrolífera del Orinoco.	Pirela Escobar, Moises.	2008
9	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del Pozo NZZ-257, área Junín, Faja petrolífera del Orinoco.	Pirela Escobar, Moises.	2008
10	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del Pozo MFJ-07E, bloque Ayacucho 7, área Ayacucho, Faja Petrolífera del Orinoco.	Pirela Escobar, Moises.	2008
11	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del Pozo MFF-13E, bloque Ayacucho 7, área Ayacucho, Faja Petrolífera del Orinoco.	Pirela Escobar, Moises.	2008
12	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del Pozo MCH-7-21, área Boyaca, Faja petrolífera del Orinoco.	Pirela Escobar, Moises.	2008
13	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del Pozo IZZ-256, área Junín, Faja Petrolífera del Orinoco.	Pirela Escobar, Moises.	2008
14	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del Pozo MCH-7-20, área Boyaca, Faja petrolífera del Orinoco.	Pirela Escobar, Moises.	2008
15	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del Pozo MFE-01E, bloque Ayacucho 7, área Ayacucho, Faja petrolífera del Orinoco.	Pirela Escobar, Moises.	2008

#	Título	Autores	Año
16	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del Pozo MFD-35E, bloque Ayacucho 7, área Ayacucho, Faja Petrolífera del Orinoco.	Pirela Escobar, Moises.	2008
17	Muestreo geoquímico de fluidos en yacimientos cretácicos de Lagomar, Centro Lago y Bloque VIII, Lago de Maracaibo.	Victor Hernández Hernández...[et. al.].	2008
18	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo NZZ-220, bloque Junín 3, área Junín, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises Pirela Escobar y José Manuel Rondón Mujica	2007
19	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo MFJ-06E, área Ayacucho, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises Pirela Escobar, José Manuel Rondón Mujica	2007
20	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo MA-195E, área Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises, Pirela Escobar...[et. al.].	2007
21	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo CTS-01E, área Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises Pirela Escobar, José Manuel Rondón Mujica y Elio Omar Guerra Gutiérrez	2007
22	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo CPS-01E, área Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises, Pirela Escobar...[et. al.].	2007
23	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo CPC-01E, área Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises Pirela Escobar y José Manuel Rondón Mujica.	2007
24	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo UV-207E, área Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises Pirela Escobar...[et. al.].	2007

#	Título	Autores	Año
25	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo MA-194E, área Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises, Pirela Escobar...[et. al.].	2007
26	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo MA-193E, área Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises, Pirela Escobar y José Manuel Rondón Mujica.	2007
27	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo MFK-4E, área Ayacucho, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises David Pirela Escobar, José Manuel Rondón Mujica.	2007
28	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo MFJ-4E, área Ayacucho, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises David Pirela Escobar, José Manuel Rondón Mujica.	2007
29	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo NZZ-221, bloque Junín 3, Área Junín, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises David Pirela Escobar, José Manuel Rondón Mujica.	2007
30	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo IZZ-231, bloque Junín 3, Área Junín, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises David Pirela Escobar, José Manuel Rondón Mujica.	2007
31	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo MFK-5E, área Ayacucho, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises David Pirela Escobar, José Manuel Rondón Mujica.	2007
32	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo NZZ-222, bloque Junín 1, Área Junín, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises David Pirela Escobar, José Manuel Rondón Mujica.	2007
33	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo MFJ-5E, área Ayacucho, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises David Pirela Escobar, Jose Manuel Rondón Mujica.	2007

#	Título	Autores	Año
34	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo UV-204E, área Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises David Pirela Escobar, José Manuel Rondón Mujica	2007
35	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo MA-192E, área Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises David Pirela escobar, José Manuel Rondón Mujica.	2007
36	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo NZZ-215, bloque Junín 3, Área Junín, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises David Pirela Escobar, José Manuel Rondón Mujica	2007
37	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo MFP-04, Área Ayacucho, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises David Pirela Escobar, José Manuel Rondón Mujica.	2007
38	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo MFK-9E, Área Ayacucho, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises David Pirela Escobar, José Manuel Rondón Mujica.	2007
39	Resultados obtenidos en los análisis de las muestras de agua de formación del pozo UV-205E, área Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco.	Moises David Pirela Escobar, José Manuel Rondón Mujica.	2007

IV.5.Otros

#	Tipo	Título	Autores	Año
1	Foro	II Foro Nacional de control, manejo y disposición de aguas de producción de la Industria Petrolera : Lagunillas, 31 de oct, 01 y 02 de nov, 2006	PDVSA.	2006
2	Manual	Manual de procedimiento para la toma y trasvase de muestras de agua de Formación de pozos de la Faja Petrolífera del Orinoco	Pirela Escobar, Moises David.	2007
3	Revisión	Revisión bibliográfica sobre sistemas de tratamiento de aguas de formación.	Guillermo Morales A., Aldo Anselmi.	1989
4	Revisión	Fundamentos y Aplicaciones de la Geoquímica de Aguas de Inyección y Formación	Mogollón, JL	2008
5	Seminario	Methods of analyzing oilfield waters: iodides, bromides, alkalinity, acidity, borate boron, total boron, organic boron, potassium, calcium, magnesium, iron, fluorides, and arsenic	Collins, A. Gene.	1961
6	Seminario	Seminario sobre inyección de gas y/o agua en yacimientos petrolíferos : compendio	Bernys, J. C.	1980

ANEXO V

DESCRIPCIÓN DE LAS ÁREAS DE ESTUDIO

La estructura operacional de Petróleos de Venezuela S.A. está constituida por tres divisiones: Occidente, Centro-Sur y Oriente. Estas áreas operacionales de producción de gas y petróleo son fácilmente ubicables en la geografía nacional de acuerdo a las cuencas petrolíferas que se presentan en la Figura V.1.



Figura V.1. Cuencas Petrolíferas de Venezuela

V.1.División Occidente

La División Occidente ubicada sobre la cuenca de Maracaibo (Zulia-Falcón), tiene sus principales acumulaciones de hidrocarburos en las areniscas de origen deltaico del Eoceno y del Mioceno.

PDVSA-División Occidente, ha sido considerada históricamente como el centro vital de la industria petrolera venezolana, dado que concentra el mayor volumen de producción.

En la Figura V.2, se presentan los campos más importantes de esta área operacional; en el estado Zulia: Lagunillas, Tía Juana, Bachaquero, La Paz, Lama, Lamar, Cabimas, Centro, Boscan, Lago, Ceuta y Grande; en el estado Falcón: Mene Media, Hombre Pintado, Mene Mauroa y Tiguaje. Para esta zona el presente estudio se enfoca en los campos Tía Juana y Punta Benítez descritos a continuación.

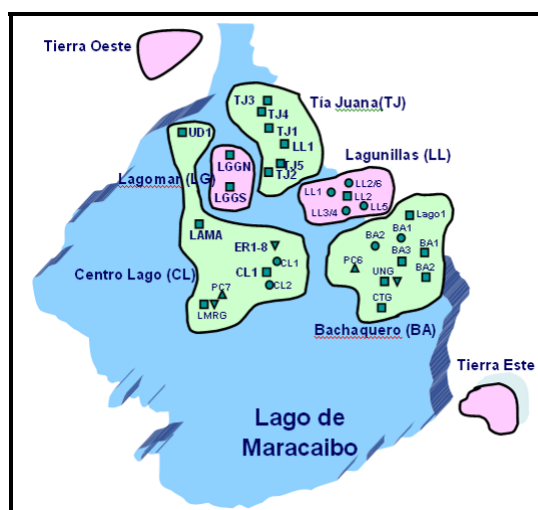


Figura V.2. Campo Costanero Bolívar

Tía Juana

El campo Tía Juana está ubicado entre las ciudades de Cabimas y Lagunillas en la parte septentrional de la costa oriental del Lago de Maracaibo.

Desde el punto de vista del yacimiento, el campo es una acumulación de petróleo pesado (12° API como promedio), con temperatura en subsuelo entre 100 y 125° F y presión inicial entre 400 y 1000 psi (27,5 a 68,9 bar), que cubre una superficie de más de 157 km^2 , donde se han perforado más de 2700 pozos, de los cuales más de 1800 todavía se encuentran activos.

Dado que se trata de un campo de petróleo pesado, el método de producción usado es por inyección continua de vapor.

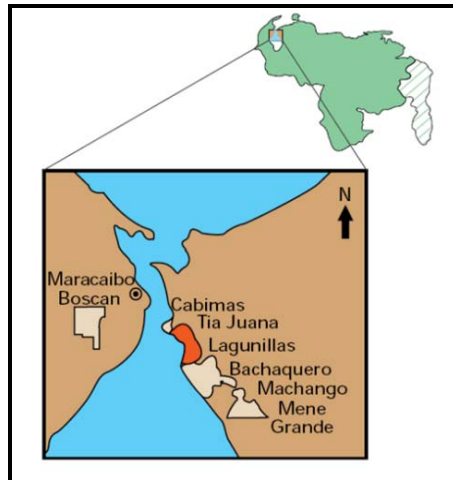


Figura V.3. Ubicación del Campo Tía Juana

La formación es una secuencia de lutitas y de arenas no consolidadas de alta porosidad, alrededor del 36%. Las permeabilidades oscilan entre 2 y 6 darcys, la saturación de agua irreducible es de alrededor del 10%. Las principales arcillas son la caolinita, la ilita y la montmorilonita con volúmenes que pueden alcanzar de 10 a 20%. La salinidad se encuentra entre 2500 y 3500 ppm equivalente NaCl.

Punta Benítez

El campo Punta Benítez está ubicado al noroeste del lago de Maracaibo

Pertenece al yacimiento LL-03, que tiene un 26% de porosidad y permeabilidad alrededor de 2.9 d y en promedio 60 °C (140 °F). El crudo que se produce en este campo tiene gravedad API 24, por lo que se considera crudo mediano.

Las características del acuífero asociado a este yacimiento indican que posee una salinidad de 3994 ppm y dureza de 753 ppm; de acuerdo a esto se clasifica como agua de alta dureza, en la cual hay presencia del sulfato de calcio, magnesio y cloruros. Esta medida es importante dado que mientras mayor sea la dureza del agua, las incrustaciones ocurren con mayor frecuencia ya que los cristales se hacen más sólidos y fuertes.

V.2.División Centro Sur

La producción de esta zona se da gracias a la Cuenca Barinas-Apure, que se encuentra dividida en dos subcuencas independientes: Subcuenca de Barinas y Subcuenca de Apure.

PDVSA - División Centro Sur, presenta dos áreas productoras asignadas para la explotación que alcanzan 2460 km², el área tradicional de Barinas está constituida por 9 campos productores (Páez-Mingo, Hato, Sinco, Silvestre, Estero, Palmita, Silván, Maporal y Caipe) como áreas tradicionales y la zona Norte con los campos Torunos, Borburata, Bejucal y Obispos.

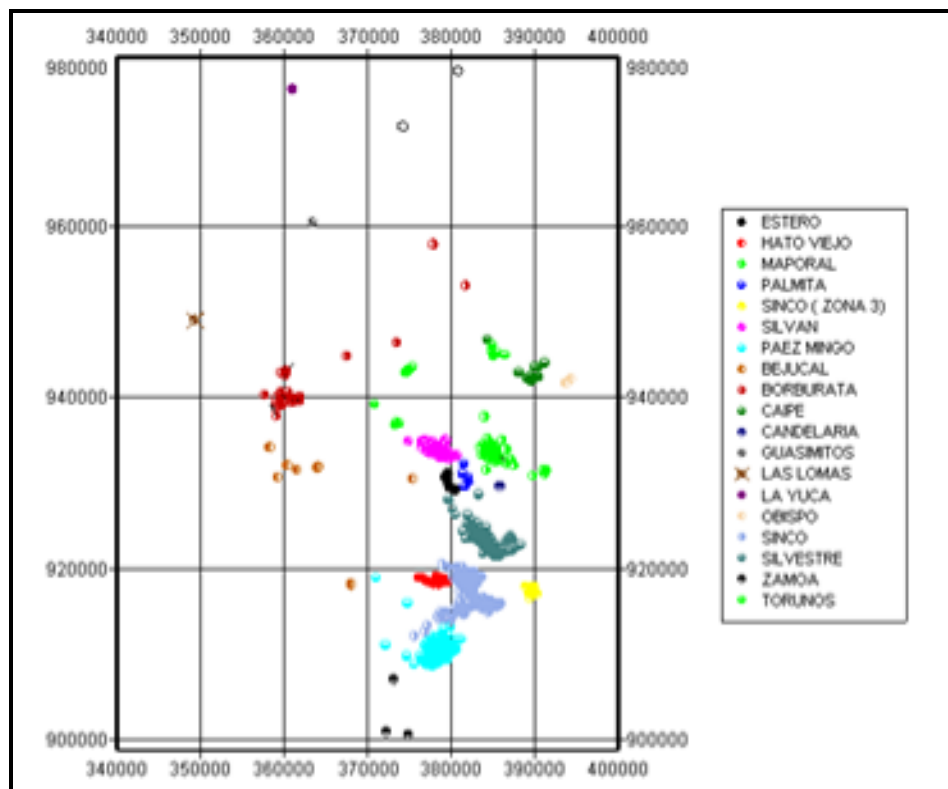


Figura V.4. Unidad de Exploración Barinas

Las principales rocas yacimientos son las formaciones Escandalosa, Burguita (Cretácico), Grupo Orocué (Paleoceno), Mirador-Guafita (Miembro Arauca) (Eoceno-Oligoceno). La gravedad de los crudos ha sido registrada entre 22 y 28 °API

en los campos del Estado Barinas, mientras que en los campos de Guafita y La Victoria, Estado Apure, se han encontrado crudos entre 30 y 36°API. De esta zona se seleccionan los campos Paez-Mingo, Sinco y Hato como áreas de estudio.

Páez Mingo

El campo Páez Mingo está localizado en el sector sur del Área Tradicional de Barinas como se señala en la Figura V.4, aproximadamente a 50 km al Sureste de la ciudad de Barinas, comprende un área aproximada de 36.8 km² y colinda hacia el norte con el Campo Sinco.

El campo Páez-Mingo con 529,8 MMBLS de petróleo en sitio (POES), consta de un total de 77 pozos de los cuales 13 pertenecen a Páez y 64 a Mingo, la declinación de presión ha sido aproximadamente de 200 psi (13,8 bar) en alrededor de 40 años de producción, gracias al aporte de energía por parte del acuífero de fondo existente en el área, alcanzando cortes de agua en el orden de 95 % AyS actualmente.

En la siguiente tabla se presentan la producción de agua y petróleo diaria durante el primer semestre del 2010.

Tabla V.1. Producción en el Campo Páez Mingo

BFPD	%AyS	BPPD	BAPD
38345	94,8	1466	36879

La roca recipiente de la Formación Gobernador a no poca elevación sobre el nivel del mar (2000 a 3000 pies aproximadamente), constituyen un sistema efectivo de sumideros que captan aguas meteóricas y recargan la roca recipiente en el subsuelo; este explica la baja salinidad del agua contenida en dicha roca.

La excesiva producción de agua es un problema común encontrado en los pozos de petróleo en el campo Paez-Mingo y puede ser originada por tres principales causas: conificación del agua, canalización en múltiples capas y problemas mecánicos cerca

del hoyo. Se han presentado problemas de altos cortes de agua durante toda la historia de producción del campo, cuyo incremento es brusco e inevitable.

Sinco

Campo perteneciente al Distrito Barinas, ubicado en la cuenca que lleva el mismo nombre a 5 km al sur del campo (San) Silvestre. Actualmente (Agosto de 2010), cuenta con 34 pozos activos y en promedio un corte de agua y sedimentos del 92%.

Tabla V.2. Producción en el Campo Sinco

BFPD	%AyS	BPPD	BAPD
112629	92,1	5768	106861

Al igual que el campo Páez-Mingo, el alto porcentaje producido de agua proviene del acuífero activo que empuja y participa en el mecanismo de producción del crudo. En su mayoría el equipo de fondo para la producción de crudo utiliza bombas electrosumergibles (BES).

Hato

El campo Hato está ubicado al norte del Área Tradicional de Barinas. Cerca de 1500 barriles de petróleo y 10800 barriles de agua por día se producen por los 8 pozos activos de este campo. De los tres campos evaluados en la División Centro-Sur, el campo Hato es el que presenta el menor volumen de agua producida, 72% agua y sedimentos.

Tabla V.3. Producción en el Campo Hato

BFPD	%AyS	BPPD	BAPD
12389	72,3	1553	10836

Los esquemas de producción en este campo utilizan sistemas de levantamiento por bombeo electrosumergible y bombeo mecánico.

V.3.División Oriente

PDVSA División Oriente está ubicada sobre la cuenca Oriental de Venezuela, considerada la segunda cuenca productora más importante del país. Se estima que en esta zona hay más de diez mil yacimientos probados, dentro de los cuales predomina el tipo de yacimiento pequeño, con características muy variadas de rocas y de fluidos y donde se observan todos los tipos de mecanismos naturales de producción. Estos yacimientos se encuentran localizados en cuatro diferentes áreas productoras; área mayor de Oficina, área mayor de Anaco, área Norte de Monagas y área Sur de Monagas. A continuación se describen aquellas de las cuales se seleccionaron campos que fueron objeto de estudio.

V.3.1. Área Mayor de Anaco (AMA)

En esta área predominan los yacimientos de gas condensado asociado con petróleo, aunque también existen yacimientos de gas seco. La gravedad promedio del petróleo es de 39°API y la del condensado, de 51°API. En el AMA se reportan 1786 yacimientos con reservas probadas, 134 yacimientos con reservas probables y 47 yacimientos con reservas posibles, la Figura V.5 presenta las reservas de los campos referidos al Área Mayor de Anaco.

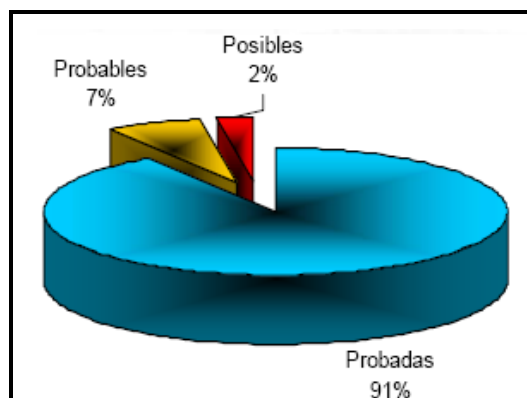


Figura V.5. Reservas AMA

Los 19 campos pertenecientes al AMA son Cerro pelado, El roble, El toco, Guarío, La Ceiba-Oriente, La Vieja, Quiamare, San Joaquín, Santa Ana Norte, Santa Rosa Norte, Tacata, Rosa, Rosal, Chaparro, Cantaura norte, Anaco, Santa Rosa y Santa Ana. Estos dos últimos se incluyen en el presente estudio.

Santa Rosa

Ubicado a unos 10 km al noreste de Anaco, en el Estado Anzoátegui. Ocupa un área total aproximada de 160 km² (Figura V.6).

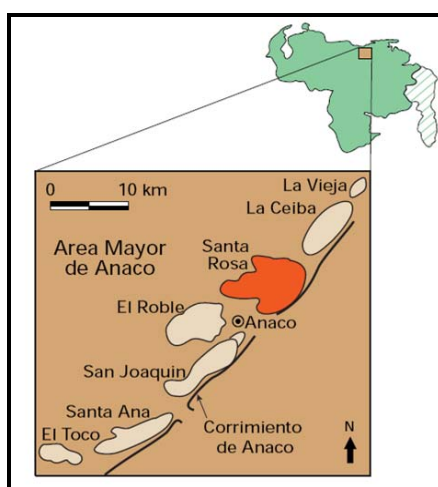


Figura V.6. Campo Santa Rosa

El Campo Santa Rosa, es un campo maduro (más de 40 años de producción), conformado en su mayoría por yacimientos de gas condensado con zonas de petróleo. El yacimiento RG-14-COEF cubre la mayor parte del área probada del campo; y se caracteriza por una gran capa de gas condensado que cubre una zona de petróleo liviano.

Existe un total de 187 pozos activos que fluyen por flujo natural aportando una producción de 441.405 MMPCGD y 2.935 BNPD. Los fluidos producidos por los pozos del campo poseen una alta relación gas-líquido; a su vez, existe una cantidad de líquido considerable (crudo y agua) asociada a la producción proveniente del yacimiento y agua original de formación y/o algún acuífero cercano a la formación.

Este campo se caracteriza por presentar un elevado contenido de sales en el agua de producción, por lo que se produce deposición de incrustaciones en la tubería y camisas de producción y circulación de los pozos. Desde hace aproximadamente 10 años, se evidencia la presencia de obstrucciones severas junto con incremento del corte de agua (>50%).

Santa Ana

Manejado por PDVSA Gas Anaco, el campo Santa Ana está ubicado el suroccidente de la ciudad de Anaco en el estado Anzoátegui. En 1936 se perforó el primer pozo (AM-1X) de este campo con una profundidad de 7628 pies.



Figura V.7. Campo Santa Rosa

En el campo Santa Ana se encuentran actualmente unos 263 yacimientos, 237 se encuentran inactivos, 26 activos y 3 fueron proyectos de inyección de gas. El nivel de producción del Campo está alrededor de los 1165 BN/D y 68 MMPCGD, a pesar de disponer de unas reservas de 141 MMBN Y 1692 MMMPCN (Diciembre 2008).

Las formaciones predominantes son Merecure y Oficina, productoras de crudos livianos, en casi totalidad parafínicos y algunos condensados. La sedimentación de la Formación Merecure ocurrió en aguas dulces a salobres. El ambiente es variable de

lagunas y aguas salobres a francamente marinas por lo que las aguas asociadas de producción son de alta salinidad.

V.3.2. Área Norte de Monagas

Los principales campos del área son Jusepín, Santa Bárbara y Mulata/Carito productores de crudos livianos; Orocuál, Manresa y El Furrial, de crudos medianos a pesados (Formación Las Piedras) y, hacia el Delta Amacuro, el campo de Pedernales productor de crudo pesado y mediano (Formación La Pica). De esta área, se procede a describir el campo El Furrial.

El Furrial

Situado al norte del Estado Monagas a unos 35 km al oeste de Maturín.

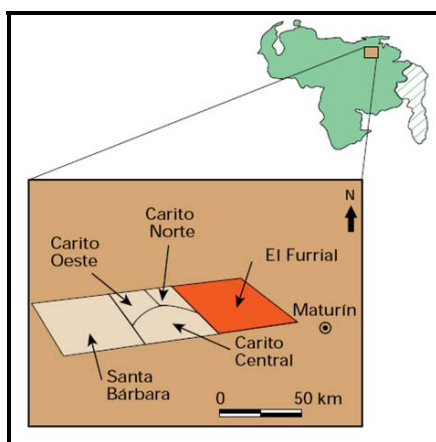


Figura V.8. Campo El Furrial

La formación Naricual del campo El Furrial, es una de las mayores reservas de petróleo mediano del área. La mayor parte del petróleo del campo El Furrial, se encuentra en unas areniscas de la "Formación Naricual", y consideradas de edad Oligoceno. Estas areniscas se dividen en tres paquetes estratigráficos diferentes, separados por capas lutíticas de gran extensión Naricual Inferior, Naricual Medio y Naricual Superior.

Estos yacimientos son de tipo volumétrico altamente subsaturados, sin capa de gas, limitados al norte y al sur por una capa de bitumen ("Tar mat") presente en toda la estructura, la presencia de esta capa de bitumen limita la actividad del acuífero.

La columna de hidrocarburos está constituida por un crudo caracterizado por la variación de su gravedad API y un alto contenido de asfaltenos. Se usa como método de recuperación la inyección de agua para aumentar la presión de fondo en los pozos y mejorar la extracción de crudo, aumentando significativamente el recobro. Además, la inyección de agua evita la caída de la presión hasta el punto crítico cuando se precipitan los asfaltenos, pero a su vez genera formación de incrustaciones por cambios en las condiciones fisicoquímicas y termodinámicas del agua.

V.4.Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) representa actualmente una de las mayores acumulaciones del mundo en lo que se refiere a crudo pesado, extra-pesado y bitumen, estimándose que almacena unos 236 mil millones de barriles de petróleo, lo que la convierte en la reserva de petróleo más grande del mundo y le confiere una gran importancia para el desarrollo futuro de la industria petrolera venezolana.

La FPO es una gigante trampa estratigráfica ubicada en la franja meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela, al sur de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Comprende una extensión de 600 km de Este a Oeste, mientras que de Norte a Sur, abarca un rango de 32 a 100 km. En total, esta superficie engloba un área de aproximadamente de 54.000 km².

La FPO se encuentra dividida en cuatro zonas:

- Boyacá, (anteriormente nombrada Machete), localizado al Oeste de la Faja Petrolífera del Orinoco, en la Zona Centro-Sur del Estado Guárico.
- Junín (anteriormente nombrada Zuata), ubicado al Sur de la Faja Petrolífera del Orinoco, al Sur-Este del Estado Guárico y Sur-Oeste del Estado Anzoátegui.

- Ayacucho (anteriormente nombrada Hamaca), localizado al Este de la Faja Petrolífera del Orinoco, en la zona Centro-Sur del Estado Anzoátegui.
- Carabobo (anteriormente nombrada Cerro Negro), se encuentra ubicado al extremo Este de la Faja Petrolífera del Orinoco, entre el Centro-Sur del Estado Monagas y el Sur-Este del Estado Anzoátegui.

La posición de estos sectores se muestra en la siguiente figura:



Figura V.9. División de la Faja Petrolífera del Orinoco

La Figura V.9, representa la división de la FPO según 27 bloques que equivalen a 18220 km² para cuantificación de volúmenes, 6 bloques pertenecientes a Boyacá, 10 de Junín, 7 de Ayacucho y 4 de Caracobo.

La formación de las arenas no consolidadas que actualmente se explotan es de origen fluvial y deltaico. La baja temperatura y la presión de fondo en la cual se encuentra el crudo extra pesado, hace que éste sea incapaz de fluir hacia la superficie, por lo cual el mecanismo de producción de los bloques que conforman la Faja Petrolífera del Orinoco es por gas disuelto.

Bajo todo este complejo geológico se encuentra un acuífero, cuya presión alimenta las zonas declinadas de los pozos más viejos. Con amplias zonas sin sellos de lutita, el grado de interconexión entre las arenas es sumamente elevado. Esto genera un sistema muy integrado y como la movilidad del agua es sumamente elevada (la permeabilidad es baja) la misma se mueve a lo largo de las zonas de menor presión.

Es decir, a medida que la presión del yacimiento disminuye, el agua ocupa todas esas regiones, por lo que resulta necesario producir el agua para disminuir la tasa de pozos que se vuelven húmedos. Esta problemática de alto corte de agua, también puede generar potenciales problemas de incrustaciones.

A continuación se describen las características más relevantes de las Divisiones Junín, Ayacucho y Carabobo, que hacen parte del área de estudio seleccionada.

Junín

El área Junín abarca 10667 km² de extensión, se manejan las siguientes cifras para ésta área: 459,8 MMBbls petróleo en sitio, 90,6 MMBbls en reservas de petróleo y 7636,5 MMBPCN en reservas de gas. El crudo extrapesado que fluye en el reservorio tiene en promedio 10 °API de gravedad, entre 1000 y 7000 cps de viscosidad y un contenido de azufre alrededor de 4%.

La División Junín además de estar compuesta por 10 bloques, se divide también en tres grandes zonas; Junín Norte, Distrito Cabrutica y Petrocedeño. Los pozos evaluados en este trabajo están ubicados en los bloques 1 y 3 pertenecientes al Distrito Cabrutica.

Ayacucho

La División Ayacucho se encuentra subdividido en 25 bloques para efectos de producción, los cuales han sido identificados con letras del abecedario desde la A hasta la Y. Dichas letras representan a su vez la inicial de los nombres de cada bloque.

De este campo se sabe que las aguas son del tipo NaCl (clorurada sódica) con una contribución menor de aguas tipo Na-Cl-HCO₃ (bicarbonatada-clorurada sódica) mostrando la mayoría un origen coonato, es decir que conservan características semejantes al agua de mar atrapada junto con los sedimentos. También han sido reportados estudios que indican la existencia de una zona de mezcla o transición entre

aguas connotas y meteóricas en la región central del área que abarca el campo Ayacucho, esta zona de mezcla podría representar problemas de incompatibilidad generando taponamientos por precipitación de carbonato de calcio.

Carabobo

Este campo está ubicado en el extremo más oriental de la Faja Petrolífera del Orinoco, tiene una extensión de 500 km², cuenta con 40 pozos de los cuales se produce un crudo con 6 – 8 °API y un rango de viscosidades mayor a 5000 cp. El petróleo total en sitio equivale a 28,9 MMMBLS. El yacimiento cuenta con una permeabilidad absoluta 12 – 20 Darcys, 32% en porosidad, saturación inicial de agua 15% y saturación inicial de petróleo 85%.

De los estudios realizados sobre las aguas de formación de este campo se tiene que son aguas de origen meteórico, debido a que predominan aguas tipo Na-HCO₃ (bicarbonatada sódica) que puede ser considerada como aguas superficiales, sobre las aguas tipo NaCl (Clorurada sódica) consideradas como representativas de agua subterráneas. Se indica la existencia de una zona de mezcla hacia el suroeste del campo, que podría resultar en incompatibilidad de fluidos dentro del yacimiento promoviendo la precipitación de sólidos inorgánicos, además las aguas meteóricas o del tipo bicarbonatada sódica se caracterizan por presentar una alta concentración de sólidos totales disueltos y por la presencia de dawsonita NaAlCO₃(OH)₂, se asocian con un pH básico por encima de 7 y contienen poca fugacidad de CO₂.

ANEXO VI

CARACTERIZACIÓN DE AGUAS DE FORMACIÓN Y PRODUCCIÓN

VI.1. Tía Juana

Pozo	%AyS	BB	API	pH	Ca (CaCO ₃)	HCO ₃	Alcalinidad	STD
TJ-724	50	100	27	7,9	28	1195	980	4575
TJ-799	75	250	23	7,7	12	1428	1171	4834
TJ-1056	50	35	15	7,8	8,4	2042	1674	4165
TJ-1062	90	400	23	8,6	8,2	3753	3251	6388

VI.2. Punta Benítez

Pozo	%AyS	BB	API	pH	Ca (CaCO ₃)	HCO ₃	Alcalinidad	STD
PB-283	98	500	14	7,9	44	1460	1197	4066
PB-353	60	150	18	8	11,8	3870	3172	6464
PB-367	50	250	19	8	25	4149	3401	7159
PB-379	80	600	23	7,9	29	3276	2685	6446
PB-568	60	100	20	8,1	13,4	5083	4166	7010
PB-620	90	250	20	7,9	37	2812	2305	4874
PB-629	50	50	20	7,9	8,9	5460	4475	4874
PB-631	60	80	27	8,6	5,1	3676	3268	5895
PB-656	50	50	18	8,6	2,2	8125	7105	8594
PB-658	50	30	29	8,7	1,6	7201	6459	10316
PB-675	50	200	20	8,2	14	2466	2021	4690
LR-217	-	-	-	8,4	8	7491	2345	12367

VI.3.Santa Rosa

Pozos Parámetros fisicoquímicos	RG-74	RG-169	RG-192	RG-219
Alcalinidad M [ppm]	240.00	250.00	170.00	200.00
Bicarbonatos [ppm]	292.80	305.00	207.40	244.00
Calcio [ppm]	24.00	28.00	12.00	20.00
Carbonatos [ppm]	0.00	0.00	0.00	0.00
Cloruros [ppm]	212.70	283.60	141.80	212.70
Conductividad [s/cm] @ 30°C	280.00	530.00	216.00	-
CO2 en gas [ppm]	3.00	3.00	-	7.00
Dureza cálcica [ppm]	60.00	70.00	30.00	50.00
Dureza magnésica [ppm]	60.00	70.00	30.00	80.00
Dureza total [ppm]	120.00	140.00	60.00	130.00
Hierro total [ppm]	116.00	82.00	17.00	0.28
H2S en gas [ppm]	5.00	5.00	-	5.00
Magnesio [ppm]	14.58	17.01	7.29	19.44
pH @ 25°C	6.80	6.50	6.25	5.00
Sodio [ppm]	96.50	166.00	147.00	170.00
Sólidos disueltos totales, TDS [ppm]	758.00	884.00	521.00	668.00
Sulfatos [ppm]	1.00	1.00	1.00	1.00

VI.4.Santa Ana

Pozo	AM-70	AM-73	AM-86	AM-107 Corto	AM-107 Largo	AM-108	AM-115
Cationes	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
Sodio	17,2	14250,9	1134,9	9,8	67,6	23,6	3,8
Calcio	54,4	598	102	63,2	39,2	44,8	76,4
Magnesio	15,8	193,2	32,8	18,7	17,3	16	15,8
Bario	13	9	10	21	11	17	7
Hierro	0,8	5,6	1,6	0,8	0,9	0,8	0,7
Total cationes	101,2	15056,7	1281,3	113,5	136	102,2	103,7
Aniones	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
Cloruro	69	23200	1790	98	102	79	92
Sulfato	8	12	7	15	9	12	16
Carbonato	0	0	0	0	0	0	0
Bicarbonato	175	690	410	145	210	145	151
Hidróxido	0	0	0	0	0	0	0
Total aniones	252	23902	2207	258	321	236	259
Sólidos totales disueltos	353,22	38958,7	3488,28	371,5	456,92	338,17	362,68
Sólidos totales suspendidos	567	38	19	14	21	18	15
Sólidos totales sedimentables	10	15	12	10	20	11	8
Total sólidos	930,22	39011,7	3519,28	395,5	497,92	367,17	385,68
Alcalinidad Total	175	690	410	145	210	145	151

Pozo	AM-70	AM-73	AM-86	AM-107 Corto	AM-107 Largo	AM-108	AM-115
Dureza Cálcica	136	1495	255	158	98	112	191
Dureza Magnésica	65	795	135	77	71	66	65
Dureza Total	201	2290	390	235	169	178	256
pH @ 73°F	8,2	8,03	7,4	8,3	8,2	7,8	7,9
Gravedad específica	1	1,0268	1,0021	1,0001	1,0001	1,0002	1,0004
Resistividad	25	0,2	2,2	31	30,3	37,3	30,5
Conductividad	0,4	52,5	4,5	0,3	0,3	0,3	0,3
Salinidad equivalente a NaCl	190	38700	2750	168	176	141	159
Turbidez	803	150	33	27	38	34	27
Color Real	1488	138	123	78	110	136	107

VI.5.El Furrial

	Aluminio (Al)	Calcio (Ca)	Hierro	Potasio (K)	Magnesio (Mg)	Sodio (Na)	Bario (Ba)	Bicarbonatos (HCO3)	Carbonatos (CO3)	Cloruros (Cl-)	Sulfatos (SO4)	Nitratos (NO3)	Sólidos Totales	pH.
Pozos	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	
FUL-8	1,71	7	0,5	13,9	0,83	1332	0,5	1360	45,1	902	60,53	1	3330	8,4
FUL-19 (S)	1,72	6	0,75	14,9	0,65	1131	0,7	1377	46,15	942	61,75	1	3321	8,5
FUL-20	--	7,1	0,5	--	1,1	1119	0,7	1369	61	1070	64	--	3321	8,82
FUL-21 (S)	1,72	4,91	1	14,9	0,2	1143	--	1384	31,43	815	59,5	1	--	8,2
Ful-22	1,70	6	0,72	14,9	0,66	1120	--	1380	46,15	940	62,75	1	3187	8,61
Ful-36	1,72	6	0,5	13,7	0,83	1119	0,7	1378	36,1	873	62,70	1	3244	8,53
Ful-39	1,51	6	0,5	--	1	1127	0,55	1365	44,3	907	61,05	1	2988	8,23
Ful-47	--	5,8	0,9	11,4	0,98	1138	0,5	1371	42,09	1014	59,85	--	3347	8,37
Ful-51S	1,69	6	0,75	15,2	0,65	1145	--	1381	42,66	917	61,75	--	3091	8,35
Fn-18	--	6	0,70	10,9	0,84	1136	0,7	1366	54,5	878	62,33	1	3320	8,53
FUL-9 (S)	1,72	7	0,75	13,8	0,65	1124	0,7	1377	45,15	942	60,55	1	3550	8,51
FUL-40 (S)	--	5,1	0,5	--	0,8	742	1,5	1232	49	528	20	--	2258	8,69

	Aluminio (Al)	Calcio (Ca)	Hierro	Potasio (K)	Magnesio (Mg)	Sodio (Na)	Bario (Ba)	Bicarbonatos (HCO ₃)	Carbonatos (CO ₃)	Cloruros (Cl ⁻)	Sulfatos (SO ₄)	Nitratos (NO ₃)	Sólidos Totales	pH.
Pozos	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	
FUL-41 (S)	1,64	10	0,67	22,7	0,9	1299	1,2	1321	107	3872	159	1	2199,5	8,44
Ful-45S	1,71	12	0,7	13,4	0,6	1311	1,2	1292	88	3192	57	1	2170	8,11
Ful-51(I)	1,64	19,5	1	22,7	1,08	2438	--	1463	34	2806	111	1	--	7,9
FN-6	--	5,9	0,5	--	0,8	7,18	0,8	1269	24	538	28	--	2414	8,72
FUL-2	1,68	8,51	0,93	14,3	0,88	1213	0,8	1282	40	1173	78	1	3319	8
FUL-06	1,64	6,24	1	11,1	0,69	1122	--	1234	34,56	993,5	78,1	1	--	8,1
FUL-09 (I)	1,74	8,88	1	12,1	0,77	993	--	1265	27,93	939	104,6	1	--	8,0
FUL-11 (S)	--	3,7	0,5	--	1,3	1124	0,8	1195	49	1145	42	--	3319	8,78
FUL-17 (S)	1,68	8,51	0,93	14,3	0,88	1213	0,8	1282	40	1173	78	1	3327	8,0
FUL-19 (I)	1,66	7,71	--	15,1	0,92	1113	1	1442	35	1087	77	1	3171	7,91
FUL-21 (I)	1,63	4,72	1	11,3	0,8	974	--	1364	32,59	833,3	63,2	1	--	8,2
FUL-30 (I)	1,69	13	1	19,9	1,33	1746	--	1321	43,74	1620	74,5	1	--	8,0
FUL-40 (I)	1,73	3,22	1	14,3	0,54	524	--	1364	47,85	573,8	42	1	--	8,0
FUL-41 (I)	1,6	8,51	0,91	10,4	0,7	1244	0,7	1199	39,41	1201	65	1	3216	8,07

	Aluminio (Al)	Calcio (Ca)	Hierro	Potasio (K)	Magnesio (Mg)	Sodio (Na)	Bario (Ba)	Bicarbonatos (HCO ₃)	Carbonatos (CO ₃)	Cloruros (Cl ⁻)	Sulfatos (SO ₄)	Nitratos (NO ₃)	Sólidos Totales	pH.
Pozos	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	
FUL-45 (I)	1,33	8,51	0,93	14,3	0,88	1213	0,8	1282	40	1173	78	1	3327	8,2
FUL-49	1,61	6,88	0,99	13,7	0,69	881	--	1221	41	1100	71	--	2994	7,98
FUL-50 (S)			--				--		43		58	1	3009	7,8
FUL-61			0,8				0,9		35		93	1	3144	8,1
FUL-62				--			1		44		70	1	--	7,9
FUL- 68	1,64	19,8	1	17,2	0,74	2005	--	1234	43	21,1	143	1	--	8,2
FUL-70			0,88				--		40		72	1	3455	8,0
FUL-74			0,97				0,85		38		88	1	--	8,07
FUL-75			1				1		40		101	--	3111	8,01
FUL-78			1				--		39		94	--	3078	7,9
FUL-79			1				1		33		77	--	2905	8,0
FUL-80			0,95				0,8		37		74	1	3266	8,04
FUL-82			0,91	--			0,8		41		72	1	3242	8,15
FUL-85			0,93				--		41		66	1	3399	8,12

	Aluminio (Al)	Calcio (Ca)	Hierro	Potasio (K)	Magnesio (Mg)	Sodio (Na)	Bario (Ba)	Bicarbonatos (HCO ₃)	Carbonatos (CO ₃)	Cloruros (Cl ⁻)	Sulfatos (SO ₄)	Nitratos (NO ₃)	Sólidos Totales	pH.
Pozos	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	
FUL-4	1,68	8,51	0,93	14,3	0,88	1213	0,9	1282	40	1173	78	1	3319	8,0
FUL-11 (I)	1,04	9	1	15,0	1	1078	0,8	1180	44	1090	64	1	2281	7,91
FUL-17 (I)	1,55	8,22	0,89	12,4	1	1111	1	1271	51	1168	51	--	3047	7,88
Ful-50I	1,62	7,93	--	11,9	0,9	1233	--	1206	47	1170	75	1	3344	8,08
Ful-58	1,66	8,49	1	14,1	0,80	1202	0,8	1250	44	1144	55	1	--	8,0

VI.6.Sinco

	Bicarbonato Total (HCO ₃ ⁻)	Cloruros (Cl ⁻)	Conductividad	Dureza (Ca) CaCO ₃	Dureza total como CaCO ₃	pH.	Sólidos Totales Disueltos	Sulfatos	Hierro	Calcio Total	Magnesio Total	H ₂ S disuelto	Presión	Temperatura	H ₂ S gas	Fenoles totales
Pozos	mg/l	mg/l	µS/cm	mg/l	mg/l	25°C	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	psi	° C	mg/l	mg/l
SINCO-2	127	1167,5	3,92	406	478	7,67	1956	22	0,04	162,4	17,6	7,5	ND	182	1	6,2
SINCO-1	119	1410	4,65	449	490	7,55	2320	20	0,04	179,6	10	6,1	ND	185	0,9	5,8
SINCO-27	470	55	1,1	40	52	7,72	550	0	0,02	16	2,9	3,4	186	27	1	1,8
SINCO-26	136	1025	3,51	321	341	7,79	1748	24	0,02	128,4	4,9	4,8	ND	192	0,9	5,6
SINCO-22	278	54	0,62	22	31	8,16	310	0	0,05	8,8	2,1	6,8	ND	187	0,9	3,9
SINCO-20	170	1267	3,76	360	396	7,79	1880	16	0,01	144	8,8	3,4	ND	180	1	4,5
SINCO-12X	154	65	0,82	18	21	8,43	410	17	0,01	7,2	0,7	2,7	ND	192	0,8	3,8
SINCO-69	209	177,5	1	110	125	7,94	500	1	0,09	44	3,7	5,4	ND	195	0,8	4,4
SINCO-63	308	31	0,73	18	22	8,06	360	2	0,1	7,2	0,9	8,8	ND	205	1	4,4
SINCO-54	224	28	0,53	16	38	8,22	260	0	0	6,48	5,3	6,1	ND	187	0,8	4,1
SINCO-48	236	29	0,52	18	34	8,23	260	0	0,05	7	4	6,1	ND	185	0,7	3,7
SINCO-44	92	5300	13,21	1500	1560	7,19	6610	0	0	600	14,6	2,7	68	192	1	1,74

	Bicarbonato Total (HCO ₃ ⁻)	Cloruros (Cl ⁻)	Conductividad	Dureza (Ca) CaCO ₃	Dureza total como CaCO ₃	pH.	Sólidos Totales Disueltos	Sulfatos	Hierro	Calcio Total	Magnesio Total	H ₂ S disuelto	Presión	Temperatura	H ₂ S gas	Fenoles totales
Pozos	mg/l	mg/l	µS/cm	mg/l	mg/l	25°C	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	psi	° C	mg/l	mg/l
SINCO-40	78	125	0,67	58	88	7,79	340	16	0,05	23,2	7,3	2,7	ND	186	1	3,4
SINCO-33	230	1032	3,12	440	538	7,82	1560	31	0,07	176	24	4,1	ND	172	1	4,2
SINCO-31	219	15	0,55	29	36	7,69	275	2	0,02	11,6	1,7	2,7	ND	165	1	3,9
SINCO-30	108	934	3,2	280	315	7,8	1640	23	0,02	112	9	3,4	ND	172	0,8	5,6
SINCO-28X	130	55	0,7	50	57	7,86	350	17	0,01	20	1,7	3,4	ND	167	0,9	3,1
SINCO-82	170	105	0,69	50	64	8,2	350	16	0,01	20	3,4	6,1	ND	178	0,9	3,9
SINCO-73	125	14,2	0,498	22	41	8,01	250	1	0,01	8,8	4,6	3,4	ND	182	1	3,8

VI.7.Páez-Mingo

	Bicarbonato Total (HCO ₃ ⁻)	Cloruros (Cl ⁻)	Conductividad a 25°C	Dureza cálcica como CaCO ₃	Dureza total como CaCO ₃	pH	Sólidos Totales Disueltos	Sulfatos	Hierro	Calcio Total	Magnesio Total	H ₂ S disuelto	Temperatura	Presión	H ₂ S gas	Fenoles totales
Pozos	mg/l	mg/l	mS/cm	mg/l	mg/l	25°C	g/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	° F	psi	mg/l	mg/l
MINGO-21	95	11	0,237	35	42	6,99	119	9	0,22	14	1,7	2	180	ND	1	1,44
MINGO-20	89	13	0,24	38	48	7,36	120	4	0,05	15,2	2,4	2,7	218	32	1	1,86
MINGO-17	121	11,7	0,28	66	69	6,29	140	6	0,25	26,4	0,7	2,72	205	40	1	2,73
MINGO-13	92	12,5	0,26	36	57	7,7	130	11	0,01	14,4	5,1	2,7	208	58	1	1,98
MINGO-10	146	10	0,416	32	43	6,84	209	4	0	12,8	2,6	2,7	90	55	1	0,99
MINGO-7	86	13	0,24	32	36	7,06	120	1	0,01	12,8	1	2,72	205	26	1	2,2
MINGO-4	81	12	0,21	25	38	6,61	110	0	0,09	10	3,2	2	90	160	1	1,59
MINGO-33	120	11	0,3	43	58	7,06	150	9	0,01	17,2	3,6	3,4	196	75	1	2,28
MINGO-32	77	14	0,24	42	44	7,21	120	0	0,03	16,8	0,5	2,75	198	44	1	1,5
MINGO-31	80	9	0,22	36	48	8	113	4	0	14,4	3	2,7	170	56	1	1,86
MINGO-27	39	35	0,28	34	39	7,36	140	1	0,03	14,65	1,2	3,4	216	ND	1	1,8
MINGO-24	142	11	0,347	31	35	7,74	174	12	0,05	12,4	1	2,7	170	55	1	2,61
MINGO-23	308	14	0,98	30	35	8,34	487	0	0,31	12	1,2	8,8	170	55	1	0,57

	Bicarbonato Total (HCO ₃ ⁻)	Cloruros (Cl ⁻)	Conductividad a 25°C	Dureza cálcica como CaCO ₃	Dureza total como CaCO ₃	pH	Sólidos Totales Disueltos	Sulfatos	Hierro	Calcio Total	Magnesio Total	H ₂ S disuelto	Temperatura	Presión	H ₂ S gas	Fenoles totales
Pozos	mg/l	mg/l	mS/cm	mg/l	mg/l	25°C	g/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	° F	psi	mg/l	mg/l
MINGO-62	85	13,5	0,22	34	38	7,2	110	5	0	13,6	1	2,72	208	44	1	1,44
MINGO-61	108	8	0,28	58	64	7,15	143	7	0,11	23,2	1,5	2,7	90	46	1	3,48
MINGO-52	121	382	1,43	190	199	7,98	720	12	0	76	2,2	3,4	216	ND	1	2,16
MINGO-51	98	16	0,26	45	51	7,25	130	4	0	18	1,5	2	198	80	1	2,13
MINGO-48	85	14	0,22	38	42	6,87	110	5	0,03	15,2	1	2,7	200	45	1	1,71
MINGO-46	91	15,2	0,24	35	42	7,42	120	9	0,02	14	1,7	3,4	210	36	1	1,71
MINGO-44	84	12	0,22	35	42	6,54	110	0	0,05	14	1,7	2,7	175	24	1	1,74
MINGO-39	80	9	0,213	34	38	6,95	107	3	0,04	13,6	1	2	218	38	1	2,13

VI.8.Hato

	Bicarbonato Total (HCO ₃ ⁻)	Cloruros (Cl ⁻)	Conductividad a 25°C	Dureza cálcica como CaCO ₃	Dureza total como CaCO ₃	pH	Sólidos Totales Disueltos	Sulfatos	Hierro	Calcio Total	Magnesio Total	H ₂ S disuelto	Temperatura	H ₂ S gas
Pozos	mg/l	mg/l	mS/cm	mg/l	mg/l	a 25°C	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	°C	Ppm
HATO-14	133	40	1,03	73	95	7,81	520	10	0,71	29	5	5,4	198	0,5
HATO-102X	198	607	2,02	198	214	7,81	1001	27	0,01	79,2	3,1	2,72	167	0,5
HATO-12	144	40	0,61	49	52	8,09	310	19	0,03	22	2,4	4,76	198	0,5
HATO-4	174	35	0,48	65	70	8,05	240	19	0,01	26	1,2	2,7	198	0,5

VI.9. Ayacucho

Pozo	Prof (pies)	pH	Cond (mS/cm)	T(°C)	Cl ⁻ (mg/L)	SO ₄ ⁻ (mg/L)	HCO ₃ ⁻ (mg/L)	CO ₃ ⁼ (mg/L)	Na ⁺ (mg/L)	Ca ²⁺ (mg/L)	Mg ²⁺ (mg/L)	K ⁺ (mg/L)	Alcalinidad	Salinidad	STD
MFK-4E	1903	8,56	17,32	22,1	1719	21	1249	1024	405	9,18	8,36	816	1024	3198,5	5251,82
MFK-5E	2370	7,93	24,6	20,1	7230	21	1607,96	1318	5030	114	75,2	149	1318	13556,2	14270,74
MFJ-4E	2647	7,43	21,25	22,1	5334	<10	3089,04	2532	5068	63	52	321	2532	11302,4	13927,04
MFJ-4E	2847	7,61	28,86	22,1	8691	<10	2004,46	1643	6228	71	73	188	1643	15558,1	17255,46
MFJ-5E	2436	6,76	23,97	22,2	7327	51	1233,42	1011	3896	330	92	117	1011	12510,8	14006,42
MFJ-5E	2551	6,71	27,25	22,1	8440	<10	1139,48	934	4687	408	116	113	934	14408,6	15837,48
MFJ-6E	2243	7,8	17,6	23,3	4849	69	1605,52	1316	2842	45	26	346	1316	8921,5	11098,52
MFJ-6E	2620	7,14	22,61	23,2	7345	36	1362,74	1117	3790	56	44	172	1117	12172,7	13922,74
MFP-04	1452	7,21	5,2	-	1165	<5	1306,62	1071	641	41	6,92	44	-	3064,1	4275,54
MFP-04	1569	7,12	6,35	-	968	<5	1773,88	1454	760	41	9,31	48	-	3326	5054,19
MFP-5E	1446	7,25	3,18	-	318	<5	1342	<10	377	27	<10	97	-	1118,9	2161
MFP-5E	1591	7,05	7,1	-	1494	<5	1657	<10	1089	68	70	169	-	2914,9	4547

VI.10.Carabobo

Pozo	Prof (pies)	pH	Cond (mS/cm)	T(°C)	Cl- (mg/L)	SO4- (mg/L)	HCO3- (mg/L)	CO3= (mg/L)	Na+ (mg/L)	Ca2+ (mg/L)	Mg2+ (mg/L)	K+ (mg/L)	Alcalinidad	Salinidad	STD
MA-193	1345	5,3	2,82	19,1	164	25	595,4	488	331	70,5	19,3	577	488	1107,97	1804,8
MA-193	978	6,72	1,61	19,1	95	<5	513,6	421	128	84,1	21,6	242	421	809,76	1030,4
MA-193	927	6,67	1,57	19,1	78	<5	309,9	254	115	69,9	13,2	262	254	568,06	1004,8
MA-193	775	6,97	0,62	19,1	34	<5	329,4	270	38,8	29,1	11,5	106	270	459,6	396,8
MA-194	1044	6,23	1,07	21,1	46	<5	344	282	63	30	4	260	282	516,5	686,08
MA-194	1044	5,49	1,19	21,1	47	<5	274,5	225	62	30	4	285	225	435,9	759,68
MA-194	1138	6,04	1,39	21,1	86	<5	384,3	315	93	27	4,2	342	315	615,8	889,32
MA-194	1218	6,41	1,26	21,1	79	<5	389,2	319	87	42	4,6	285	319	628,9	808,32
MA-194	1278	6,5	1,22	21,1	114	<5	359,9	295	110	47	5,2	371	295	660,1	780,8
MA-195	1336	6,36	0,79	20,2	1488	<5	237,9	195	44,2	95,4	4,2	219	195	1904,8	506,24
MA-195	1336	6,28	0,6	20,2	33	<5	223,3	183	40,1	87,4	4,2	86,5	183	426,5	381,44
MA-195	1412	5,95	0,61	20,2	32	<5	223,3	183	35,3	61,9	3,1	73,1	183	391,8	390,4
MA-195	1412	6,26	0,6	20,2	34	<5	219,6	180	44,3	104	4,3	96,7	180	447,3	380,8
UV-204	1001	6,82	2,4	19,1	68	20	756,4	620	294	106	18,7	385	195	1904,8	506,24

Pozo	Prof (pies)	pH	Cond (mS/cm)	T(°C)	Cl- (mg/L)	SO4- (mg/L)	HCO3- (mg/L)	CO3= (mg/L)	Na+ (mg/L)	Ca2+ (mg/L)	Mg2+ (mg/L)	K+ (mg/L)	Alcalinidad	Salinidad	STD
UV-204	1608	7,06	2,64	19,1	120	<5	1044,3	856	276	39	3,4	419	183	426,5	381,44
UV-204	1886	7,34	4,11	19,1	432	<5	1425	1168	650	48	5,3	423	183	391,8	390,4
UV-204	2400	7,65	15,79	19,1	571	n.a.	5083,7	4167	1578	141	33,5	3712	180	447,3	380,8
UV-205	1118	7,01	1,02	19,1	31	<5	524,6	430	154	15	1,6	292	430	785	650,24
UV-205	1246	7,06	1,46	19,1	73	<5	642,9	527	2032	13,7	2,9	230	527	980	932,48
UV-205	1538	6,31	3,06	19,1	112	<5	941,8	772	267	75,8	13,1	485	772	1346,1	1958,4
UV-207	1040	6,64	1,7	20,2	150	<5	440,4	361	200	55	6	253	361	862,6	1088
UV-207	1335	6,98	1,23	20,2	136	<5	350,1	287	190	21	2,3	200	287	729,2	789,12
UV-207	1725	7,66	2,57	20,2	420	<5	863,8	708	646	23	2,4	219	708	1956,8	1642,24
UV-207	2082	7,71	4,05	20,2	534	<5	1294,4	1061	822	33	5,2	226	1061	2592,3	2592
CTS-01	1062	6,54	2,73	18,1	314	<5	561,2	460	360	63	15,8	400	460	1257,7	1747,2
CTS-01	1316	6,86	3,23	18,1	359	<5	843	691	440	79	17,3	445	691	1653,1	2067,2
CTS-01	1435	6,74	6,43	18,1	738	<5	1324,9	1086	770	90	25	833	1086	2665	4115,2
CTS-01	1560	6,83	11,09	18,1	1591	14,5	2401	1968	1800	80	17,9	1683	1968	5289,2	6790,4
CPS-01	1290	5,29	1,33	21,9	87	8,2	341,6	280	210	53	4,4	233	280	700,3	1217,15
CPS-01	1290	6,25	0,73	21,6	50	<5	184,2	151	83	27	1,7	103	151	367,2	599,91

Pozo	Prof (pies)	pH	Cond (mS/cm)	T(°C)	Cl- (mg/L)	SO4- (mg/L)	HCO3- (mg/L)	CO3= (mg/L)	Na+ (mg/L)	Ca2+ (mg/L)	Mg2+ (mg/L)	K+ (mg/L)	Alcalinidad	Salinidad	STD
CPS-01	1482	6,79	0,84	21,8	57	<5	275,7	226	77	63	6,6	93	226	490,8	789,27
CPS-01	1608	5,68	4,01	21,9	316	33	1099,2	901	458	165	10,7	1292	90	1828,2	4274,92
CPS-01	1774	6,97	2,07	20,2	99	<5	516,1	423	200	99,2	5,7	273	423	922,9	1323,52

VI.11. Junín

Pozo	Prof (pies)	pH	Conduc (mS/cm)	T(°C)	Cl- (mg/L)	SO4- (mg/L)	HCO3- (mg/L)	CO3= (mg/L)	Na+ (mg/L)	Ca2+ (mg/L)	Mg2+ (mg/L)	K+ (mg/L)	Alcalinidad	Salinidad	STD
IZZ-231	964	7,16	12,02	22,8	2678	97	3607,54	2957	2647	82	49	67	2957	8013	7692,8
IZZ-231	964	7,26	11,94	22,5	3252	98	3490,42	2861	3217	76	54	74	2861	9052,7	7641,6
IZZ-231	1793,5	6,83	4,14	22,5	410	76	2188,68	1794	1117	56	20	68	1794	3580,8	2649,6
NZZ-215	1618	8,27	7,28	19,1	684	246	-		1752	12,6	4,88	44,1		2434,5	2744,51
NZZ-215	1944	8,38	6,46	19,1	576	120	-		1549	15,6	5,74	57,1		2124,5	2324,33
NZZ-215	2092	7,9	5,28	19,1	416	266	-		1300	23,1	4,97	45,8		1725,8	2059,99
NZZ-215	2605	7,71	4,9	19,1	557	155	2063,02	1691	1199	30,6	3,09	45,8	1691	3566,9	4054,96
NZZ-215	2915	7,85	5,3	19,1	602	424	-		1286	26,4	3,17	52,5		1903,8	2400,25
NZZ-220	1400	7,58	6,54	19,1	545	47	3813,72	3126	1756	14,6	7,03	43	3126	5094	9354,29
NZZ-220	1872	7,52	4,62	19,1	422	16,4	2394,86	1963	1034	27,7	6,5	51	1963	3393,2	5917,72
NZZ-220	1978	7,21	3,68	19,1	828	<5	1792,18	1469	1141	22	4,24	22	1469	3455,1	5280,34
NZZ-220	2454	7,06	5,15	19,1	803	5,4	1811,7	1465	1102	24	3,47	24	1485	3412	5261,45
NZZ-221	2543	7,51	6,98	22	1470	54	2191,12	1796	1817	102	8,61	112	1796	5217,7	4467,2
NZZ-221	1924	7,47	3,69	22	366	53	1711,66	1403	965	42	4,82	44	1403	2995,6	2361,6

Pozo	Prof (pies)	pH	Conduc (mS/cm)	T(°C)	Cl ⁻ (mg/L)	SO ₄ ⁻ (mg/L)	HCO ₃ ⁻ (mg/L)	CO ₃ ⁼ (mg/L)	Na ⁺ (mg/L)	Ca ²⁺ (mg/L)	Mg ²⁺ (mg/L)	K ⁺ (mg/L)	Alcalinidad	Salinidad	STD
NZZ-222	1330	6,68	3,58	20,6	329	<5	1612,84	1322	712	33	7,35	86	1322	2448	4102,19
NZZ-222	1330	6,75	3,64	20,8	339	<5	1716,54	1407	705	49	8,36	101	1407	2536,1	4325,9

ANEXO VII

SISTEMA DE GESTIÓN DEL RIESGO DE INCRUSTACIONES

VII.1. Conocimiento del contexto

Esta fase de inicio del SGRI se considera de suma importancia, dado que en ella se definen los objetivos específicos de la implementación del sistema, los alcances asociados y se procede a la conformación del grupo de trabajo involucrado en el SGRI, así como al establecimiento de compromisos y responsabilidades.

Debido a que la formación de incrustaciones es un problema que se ha identificado tiene su origen en las aguas que fluyen por el sistema, es de esperarse que la mesa de trabajo tenga representación de los equipos de yacimientos, producción, mantenimiento e investigación, entre otros dependiendo de las características del campo.



Figura VII.1. Conocimiento del contexto

Resulta indispensable una primera reunión en la cual estén presentes todas las partes involucradas y donde se especifiquen las tareas correspondientes para cada una. Es

recomendable seccionar la mesa de trabajo en varios equipos, de acuerdo con las especialidades de los profesionales, para proceder al cumplimiento de las actividades propuestas en el SGRI.

VII.2. Identificación del riesgo

En esta etapa el equipo de trabajo deberá realizar un diagnóstico a partir de la información disponible recopilada previamente que incluye: Análisis pruebas de producción (pérdidas de producción), seguimiento a la presión de cabezal en diferentes pruebas de producción, chequeo de cartas de amperaje, recuperación relación Agua Petróleo, historial de producción, registros de producción, historial de incrustaciones, entre otros.

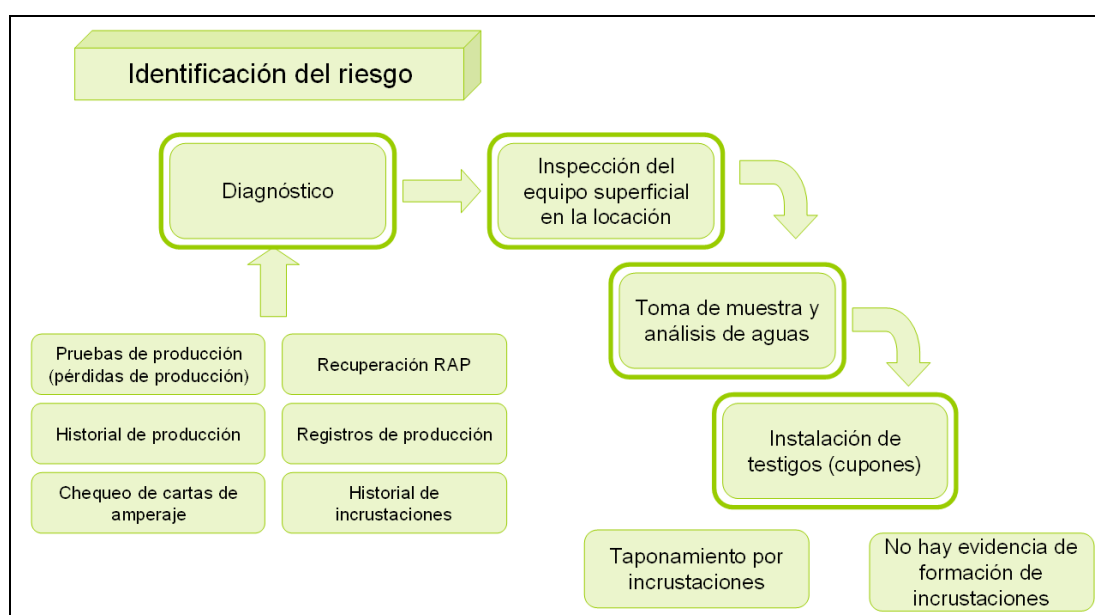


Figura VII.2. Identificación del riesgo.

El diagnóstico deberá someterse a la mesa de trabajo donde se procederá a tomar decisiones en cuanto a las actividades de inspección del equipo en superficie, toma de muestras y caracterización fisicoquímica de las aguas de producción y la instalación y cupones como testigos de la deposición de sólidos. El principal objetivo en esta fase es determinar la aplicabilidad del SGRI.

VII.3. Análisis del riesgo

Esta etapa está dirigida a la elaboración de una estimación (cualitativa o cuantitativa) del riesgo, basada en la ingeniería de evaluación y en técnicas estructuradas. Para el estudio del potencial incrustante, se procede a efectuar el procedimiento previamente descrito y ampliamente desarrollado en esta investigación; en el cual se parte de la caracterización de las aguas de formación y producción y se determina el índice de saturación.

Estos resultados constituyen la información de entrada para implementar las herramientas de análisis de criticidad y estimación de tendencias, de las cuales se producen las matrices de criticidad y los mapas de tendencia incrustante. De esta forma, se genera la jerarquización de pozos en el campo dependiendo de la agresividad del agua asociada, identificando así los pozos candidatos a ser intervenidos con las estrategias apropiadas de control del riesgo.



Figura VII.3. Análisis del riesgo.

VII.4. Evaluación del riesgo

Este proceso parte de los resultados del análisis de riesgo para tomar decisiones con relación a la gestión del mismo, desde una perspectiva integral supone una estimación de las consecuencias. El análisis de pérdidas económicas constituye un criterio para la selección de la estrategia de mitigación, es recomendable estudiar las posibles consecuencias en diferentes escenarios que contemplen o no intervención.



Figura VII.4. Evaluación del riesgo.

VII.5. Estrategias de mitigación

Las estrategias de control comprenden los planes de acción que se tomarán para prevenir, mitigar o eliminar los efectos adversos por la presencia de sólidos incrustantes adheridos a las tuberías o equipos. Dentro de las opciones de intervención se listan los procedimientos de prevención, corrección, control y cierre. Dejando de lado las limitantes económicas, la selección de la estrategia dependerá de forma exclusiva de las condiciones del pozo y de la agresividad del agua de producción.

En este punto se recomienda la implementación de herramientas de simulación, que le permitan a la mesa de trabajo predicción de la forma más aproximada posible el punto donde se forman las incrustaciones y visualizar el comportamiento que tendrá el sistema en varios escenarios con estrategias de control diferentes, de esta forma se podrán establecer criterios sólidos de selección del plan de acción.

En este punto, se incluye una recomendación frente a los tratamientos químicos que se utilicen como inhibidores de incrustaciones, dado que se plantea un SGRI que además de estar basado en el mejoramiento continuo, incluya dentro de su estructura los conceptos de la química verde, resulta importante considerar productos amigables con el ambiente, que reduzcan los niveles de contaminación.

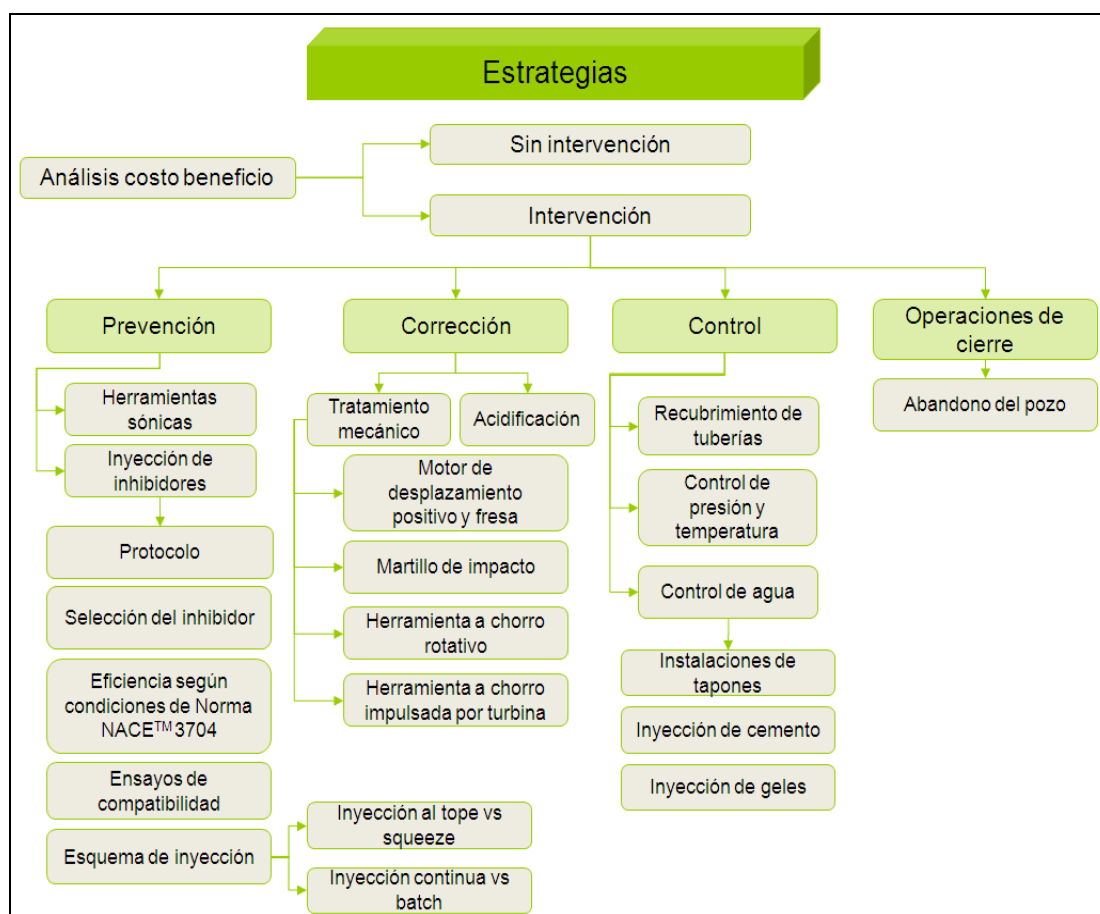


Figura VII.5. Estrategias del SGRI.

VII.6. Seguimiento y revisión

Una vez efectuada la o las estrategias de control seleccionadas, el equipo de trabajo deberá definir la forma de monitoreo del comportamiento del pozo para verificar el buen funcionamiento de la acción implementada.

El seguimiento puede llevarse a cabo a través de la revisión de las tasas de producción e inyección, registros de producción, rayos gamma para la detección de presencia de depósitos minerales en tuberías, historial de presión y temperatura en fondo de pozo y cabezal.

De igual forma, se puede establecer un protocolo de inspección de las instalaciones de superficie, esta actividad comprenderá la inspección visual, la medición de condiciones in situ del agua y otras actividades definidas por la mesa de trabajo, como instalación de cupones.

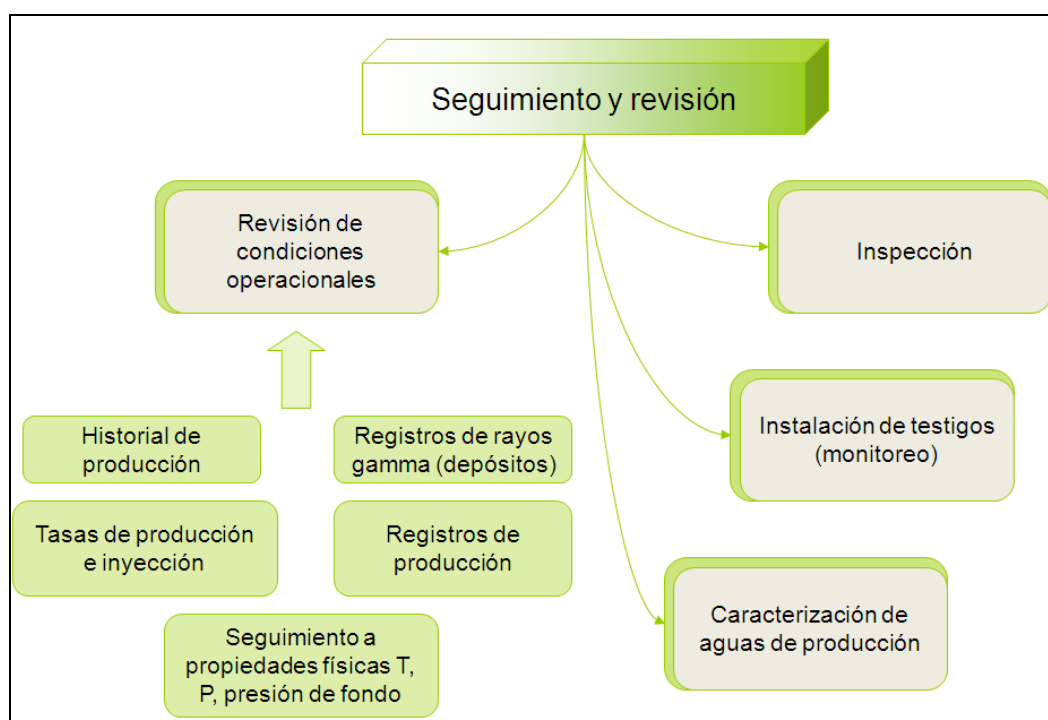


Figura VII.6. Seguimiento y revisión

VII.7. Acciones correctivas

De acuerdo con la evolución de las condiciones que se monitorean en la fase de seguimiento y revisión, la mesa de trabajo deberá establecer el tipo de acciones correctivas para optimizar los resultados de la estrategia seleccionada para el control del riesgo por incrustaciones, que pueden ir desde la implementación de una nueva estrategia de control o modificaciones menores de la misma.

Dado que la estructura del sistema plantea la actualización continua e ingreso de información nueva, deberá evaluarse hasta qué punto se modifican las decisiones tomadas previamente en el SGRI y proceder, si es el caso, a implementar las acciones correspondientes para corregir posibles desviaciones en el sistema de gestión.



Figura VII.7. Acciones correctivas.

En conclusión, la implementación del modelo propuesto representa ventajas importantes en las áreas operacionales, para enfrentar las dificultades que genera la formación de incrustaciones, entre ellas las expuestas en la Figura VII.8.

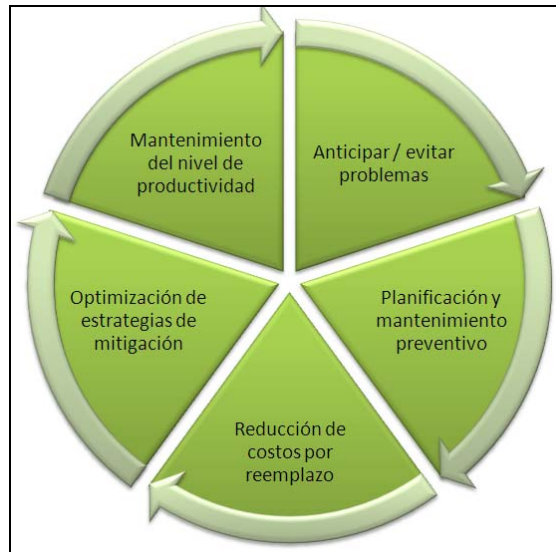


Figura VII.8. Beneficios del PGRI

Además a través de este sistema, se podrá ir recopilando la información de las diferentes áreas donde se implemente, lo que servirá como insumo para generar un panorama nacional que permita visualizar el estado y nivel de control en la formación de sólidos inorgánicos en las instalaciones de los campos petroleros venezolanos.