

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**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)**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la **Br. Medina V., Josneilyz Y.**
Para optar al Título de
Ingeniero Químico

Caracas, 2008

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**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)**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Wadou Baré
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. (a) Jeny Goncalves

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la **Br. Medina V., Josneilyz Y.**
Para optar al Título de
Ingeniero Químico

Caracas, 2008

Caracas, Julio de 2008

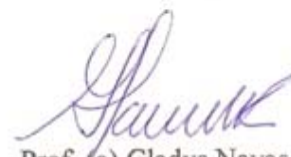
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Química, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Josneilyz Medina, titulado:

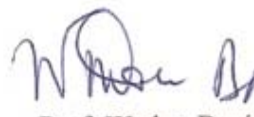
“Evaluación de los factores que influyen en la formación de incrustaciones en los pozos productores del Campo Santa Rosa, Área Mayor Anaco Este (AMA ESTE)”

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


Prof. Luis García
Jurado (Suplente)




Prof. (a) Gladys Navas
Jurado Principal


Prof. Wadou Baré
Tutor Académico


Ing. (a) Jeny Goncalves
Tutor Industrial

DEDICATORIA

A las dos mujeres más importantes de mi vida.

Con la primera, disfruté mi niñez.... La mejor de todas!!!!...

Me enseñaste la bondad y que las pequeñas cosas son las que más importan en la vida; Me diste todo tu amor y cariño y fue más que suficiente para sembrar en mi una semilla que formó unas raíces fuertes e inquebrantables, que me permitieron ser quien soy ahora. Donde quiera que estés quiero que sepas que te adoro y que te extraño y que siempre fuiste y serás mi Diosa.

La segunda mujer continuo con la labor de mi crianza; Tiene mi presente y mi futuro, con inteligencia y paciencia envidiable ha sabido guiarme a pesar de lo terca que puedo ser. Eres mi norte, sur, este y oeste, sin ti estoy perdida. Me has enseñado a ser fuerte, valiente y no decaer nunca ante las pruebas de la vida. Me has apoyado toda mi vida. Admiración, respeto y amor son sentimientos que están presentes cuando digo tu nombre. Estoy muy orgullosa de ti Mamá.

Por eso y mucho más quiero dedicarles mis logros. Y éste no será la excepción!..

Las amo muchísimo...!!!!

AGRADECIMIENTOS

Primero, gracias a Dios Todopoderoso, por darme salud e inteligencia y sobre todo la fuerza para salir adelante; Además, por permitirme estudiar en la mejor universidad de todas: UCV “*La casa que vence la sombra*” y, graduarme con éxito.

Gracias a mis padres por el apoyo incondicional. Papacito te adoro!!!. Mil Gracias por estar conmigo y ayudarme alcanzar mis metas... A mis hermanos, Joselin, Yorbeis y Yavar; Gracias y sigan adelante, les aseguro que vale la pena. Jesús, aunque ya no estés con nosotros, gracias por tus palabras de aliento y tu buen humor.. Los quiero mucho!!!.

A toda mi gran familia, abuelos, tíos, primos... Gracias por estar pendiente de mí!!!. Necesitaría mil hojas de papel si los nombro a todos.

A todos los profesores que formaron parte de mi enseñanza durante todo este tiempo, gracias. En especial, Wadou Baré y jurados Gladys Navas y Luís García; No lo hubiese logrado sin su ayuda.

Amistad, es la mejor palabra que existe para describirlos; No tienen idea cuánto los quiero y quiero que sepan que siempre estaré allí si me necesitan. Brujitas (Bianca y Neglin), Ana, Alfon, Janny, Alicia, Daniel, Napo, David, Aura, Luis Fer, Adriana, Ini, Antonio, Romer, Arturo, Daniela Lippo, El Chino, María Romero, María Bastidas, Waraca, Fefa, Yura, Beto, Guillermo, Cris; Sorry!! Si olvido a alguien (que es lo más probable).

Gracias a las personas que me dieron la oportunidad de realizar mi tesis con éxito: Luis Brandt y familia, de verdad gracias por todo su apoyo; En especial, a Willner Brandt por ayudarme, no solo con la tesis, sino durante toda mi carrera y, además, por dejarme seguir mi sueño. T.A.

A Jeny Goncalves, por ser una excelente guía. A los técnicos e ingenieros de PDVSA por la orientación brindada: José Pérez, Oswaldo Rey (Perico), Luis Rey, Dixón, Osmel, Hendrina, Betitza, Lenis, Moisés, Félix, Carlos Palazzo, Sra. Nohelis, Josmar, Mota, León, Josianne, Lisett y el Lic. Loannys.

En la ciudad de Anaco, conocí unas personitas muy especiales que hicieron de mi estancia en este sitio la mejor!!!. Juancito (El muchacho de la película), Tonny Pi, Las bandoleras Jennifer y Ana, Annel (El fantasma), Daniel (Al que llaman), Disaury, Carlos José, Alfredo (El distinguido), Emigdio, Pedro, Annelys, Jhonatan (Al que le dicen), Carmelín, Sulmary, Carlos Espín, Angie, Mariela, Katiuska, Angel, Camarada Piri, Teo, Ronald, Norymar (La loca de PCP), Zuli por limpiar nuestros desastres en la sala..... Y por último y no menos importante, La China (Egdelin) y sus bebés. Siempre las tendré presente!!!.

Medina V., Josneilyz Y.

**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)**

**Tutor Académico: Prof. Wadou Baré. Tutor Industrial: Ing. (a) Jeny Goncalves.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Química. Año
2008, 113 págs.**

Palabras Claves: Incrustaciones, Tuberías de Producción, Pozos Petroleros.

Resumen. El presente trabajo tiene por objeto evaluar los factores que provocan la formación de incrustaciones minerales durante la producción de gas y crudo, del Campo Santa Rosa. Así como, generar un procedimiento de predicción cualitativa que permita inferir la mayor o menor tendencia de un pozo en particular en presentar problemas de incrustaciones. Además de, proponer un plan preventivo que permita controlar su formación y/o impedir la aparición de estos depósitos minerales en los pozos productores del campo mencionado. La investigación se lleva a cabo, mediante registros históricos de presión, temperatura y producción del pozo; A su vez, la realización de frecuentes análisis fisicoquímicos a diferentes muestras de agua recolectadas a nivel de cabezal de pozo; Con lo cual, a través del cálculo del Índice de Estabilidad, se obtiene la tendencia incrustante o corrosiva de dicha agua.

Con el estudio se pudo confirmar la existencia de un problema de corrosión aunado a la formación de incrustaciones en la tubería; A su vez, se confirma que la composición química del mineral depositado en dicha tubería es carbonato de calcio; Además que, la precipitación de este mineral es más frecuente en el fondo de la tubería donde las condiciones de presión y temperatura son más altas.

Los accesorios y configuración mecánica del pozo son factores secundarios influyentes en la aparición de depósitos minerales en la tubería. A su vez, la calidad del agua y condiciones de presión y temperatura son factores primarios. Por último, se concluye que la acción preventiva genera menos costos que la acción asociada a corregir el problema.

ÍNDICE GENERAL

CONTENIDO	Pág.
Índice de tablas.....	xii
Índice de figuras.....	xiii
Lista de símbolos, abreviaturas y unidades.....	xv
CAPÍTULO I.- FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	1
I.1.- Planteamiento del problema.....	1
I.2.- Antecedentes.....	2
I.2.1.- Trabajos previos.....	2
I.3.- Objetivos.....	4
I.3.1.- General.....	4
I.3.2.- Específicos.....	4
CAPÍTULO II. MARCO REFERENCIAL.....	5
II.1.- El gas natural	5
II.1.1.-Definición	5
II.1.2.- Producción del gas natural.....	5
II.1.2.1.- Proceso de producción.....	5
II.2.- Campo Santa Rosa, Ama Este.....	7
II.2.1.- Características del Campo Santa Rosa	7
II.2.2.- Características de los pozos productores del campo.....	8
II.2.3.- Incrustaciones en la tubería de producción de los pozos.....	9
II.2.4.- Control de las incrustaciones en el Campo Santa Rosa.....	10
II.2.4.1.- Métodos preventivos.....	11
II.2.4.1.1.- Tratamiento químico.....	11
II.2.4.1.2.- Tratamiento mecánico.....	12
II.2.4.2.- Métodos correctivos.....	13
II.2.4.2.1.- <i>Coiled tubing</i>	13
II.2.4.2.2.- Limpieza mecánica con guaya fina.....	13

CONTENIDO	Pág.
II.3.- Formación de las incrustaciones.....	13
II.3.1.- Definición.....	13
II.3.2.- Características.....	14
II.3.3.- Factores necesarios para la deposición.....	14
II.3.3.1.- Solución supersaturada.....	14
II.3.3.2.- Nucleación.....	16
II.3.3.2.1.- Definición y características.....	16
II.3.3.2.2.- Clasificación.....	16
II.3.3.3.- Crecimiento de los cristales.....	17
II.3.3.4.- Adherencia de los cristales.....	17
II.3.3.5.- Otros factores.....	17
II.3.4.- Tipos de incrustaciones.....	18
II.3.4.1.- Incrustaciones de carbonato de calcio.....	19
II.3.4.1.1.- Factores que influyen en la deposición.....	19
II.3.4.1.1.1.- Reacciones.....	19
II.3.4.1.1.2.- Efecto de ionización	20
II.3.4.1.1.3.- Presión parcial de CO ₂ y pH.....	20
II.3.4.1.1.4.- Efecto de la temperatura.....	21
II.3.4.1.1.5.- Presión y temperatura combinados.....	21
II.3.4.1.1.6.- Efecto del TDS en el agua.....	22
II.3.4.2.- Incrustaciones de sulfato de calcio.....	23
II.3.4.2.1.- Factores que influyen en la deposición.....	24
II.3.4.2.1.1.- Efecto del TDS en el agua.....	24
II.3.4.2.1.2.- Efecto de los iones Mg.....	25
II.3.4.2.1.3.- Efecto de la temperatura.....	25
II.3.4.2.1.4.- Efecto de la presión.....	26
II.3.4.3.- Incrustaciones de sulfato de bario y estroncio.....	26
II.3.4.3.1.- Factores que influyen en la deposición.....	26
II.3.4.3.1.1.- Efecto del TDS en el agua.....	27

CONTENIDO	Pág.
II.3.4.3.1.2.- Efecto del Mg y del Ca.....	27
-II.4.4.3.1.3.- Efecto de la temperatura y presión.....	28
II.4.- Predicción de formación de incrustaciones.....	29
II.4.1.- Índice de estabilidad de Stiff y Davis.....	29
II.4.2.- Índice de saturación de Langelier.....	30
II.4.3.- Índice de saturación de Ryznar.....	30
II.5.- Control de las incrustaciones.....	31
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA.....	35
III.1.- Tipo de investigación.....	35
III.2.- Componente experimental.....	35
III.2.1.- Descripción de materiales y equipos.....	36
III.2.2.- Esquema metodológico utilizado.....	37
III.2.2.1.- Revisión bibliográfica.....	37
III.2.2.2.- Identificación de los pozos.....	38
III.2.2.3.- Análisis físico-químicos.....	39
III.2.2.4.- Profundidad.....	40
III.2.2.5.- Simulación de los pozos.....	40
III.2.2.6.- Impacto económico por el diferimiento de producción..	41
III.2.2.7.- Propuesta del plan preventivo.....	42
CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	43
IV.1.- Condición actual de los pozos en estudio.....	43
IV.2.- Evaluación del tipo de incrustación encontrado en el pozo TM19...	48
IV.3.- Caracterización del agua.....	53
IV.3.1.- Calidad.....	53
IV.3.2.- Tendencia.....	57
IV.4.- Profundidad.....	59

IV.5.- Simulación de los pozos.....	62
CONTENIDO	Pág.
IV.6.- Evaluación económica.....	66
IV.7.- Plan preventivo.....	67
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	68
APÉNDICES.....	71
Apéndice A. Potencial de Producción del mes de Mayo del año 2007.....	72
Apéndice B. Obtención de muestras de aguas.....	73
Apéndice C. Análisis fisicoquímicos.....	75
Apéndice D. Predicción de incrustaciones.....	77
Apéndice E. Profundidad de los accesorios e incrustación en la tubería...	88
Apéndice F. Procedimiento seguido para la simulación de los pozos.....	89
Apéndice G. Cálculo tipo de costos.....	96
REFERENCIAS	101
ANEXOS.....	104
Anexo 1. Datos necesarios para la simulación	104
GLOSARIO.....	111

ÍNDICE DE TABLAS

CONTENIDO	Pág.
Tabla 1. Composición típica del gas en el Campo Santa Rosa.....	9
Tabla 2. Tipos de nucleación.....	16
Tabla 3. Análisis de agua requeridos.....	39
Tabla 4. Pozos seleccionados para el estudio.....	43
Tabla 5. Tipo de completación mecánica.....	45
Tabla 6. Cantidad de fluido producido por los pozos en estudio.....	47
Tabla 7. Pozos seleccionados para el muestreo.....	53
Tabla 8. Características fisicoquímicas del agua producida.....	54
Tabla 9. Condiciones de operación a la cual se forma la incrustación.....	62
Tabla 10. Condiciones de temperatura a la cual incrustan los pozos RG-74, RG-169, RG-192 y RG-219; Según los índices de estabilidad calculados y los resultados de la simulación	64
Tabla 11. Costo asociado a corregir el problema vs costo preventivo.....	66

ÍNDICE DE FIGURAS

CONTENIDO	Pág.
Figura 1. Proceso de producción del gas natural.....	6
Figura 2. Columna estratigráfica de Ama Este.....	7
Figura 3. Incrustación en tubería de producción.....	13
Figura 4. Niveles de saturación	15
Figura 5. Ionización del ácido carbónico a diferentes valores de pH.....	20
Figura 6. Efecto de la presión parcial de CO ₂ y pH en el agua	21
Figura 7. Solubilidad de CaCO ₃ en el agua vs presión de CO ₂	22
Figura 8. Efecto del contenido de NaCl en la solubilidad del CaCO ₃	22
Figura 9. Solubilidad de minerales en función de la temperatura	23
Figura 10. Solubilidad del CaSO ₄ al variar la concentración NaCl	24
Figura 11. Efecto del ión magnesio en la solubilidad del sulfato de calcio.	25
Figura 12. Solubilidad del CaSO ₄ en agua destilada como función de temperatura.....	25
Figura 13. Efecto de los cambios de presión en la solubilidad del CaSO ₄ ..	26
Figura 14. a). Solubilidad del BaSO ₄ al variar la concentración de NaCl	27
b) Efecto del NaCl en la solubilidad SrSO ₄	27
Figura 15. Efecto de varias sales en la solubilidad de sulfato de estroncio.	27
Figura 16. Solubilidad de minerales en función de la presión y de la salinidad.....	28
Figura 17. Esquema de la metodología utilizada	37
Figura 18. Distribución de los pozos por estación de flujo y nivel de separación.....	44
Figura 19. Distribución de los pozos por tubería de producción.....	46
Figura 20. Distribución de los pozos por reductor.....	46
Figura 21. Apariencia macroscópica de la muestra extraída de la tubería de producción del pozo.....	49

CONTENIDO	Pág.
Figura 22. Análisis del depósito incrustado en la superficie interna de la tubería, mediante Difracción de Rayos X.....	50
Figura 23. Análisis morfológico y químico de la superficie metálica sin limpieza química, mediante MEB-EDX.....	51
Figura 24. Análisis morfológico y químico de la superficie metálica posterior a la limpieza química, mediante MEB-EDX.....	52
Figura 25. Índice de estabilidad del agua, mediante las ecuaciones de Stiff y Davis.....	54
Figura 26. Índice de saturación del agua analizada según Langelier.....	58
Figura 27. Índice de saturación del agua analizada según Ryznar.....	59
Figura 28. Profundidad de tubería frecuente para la formación de incrustaciones.....	60
Figura 29. Profundidades de formación de incrustación y ubicación de accesorios en la tubería de producción de los pozos RG-74, RG-169, RG-192 y RG-219.....	61
Figura 30. Procedimiento cualitativo para determinar la tendencia de un pozo a formar incrustaciones.....	65

LISTA DE SÍMBOLOS, ABREVIATURAS Y UNIDADES

Símbolos Latinos

Bo	Factor volumétrico del petróleo
C	Concentración molar [mol/l]
C ₁	Metano
C ₂	Etano
C ₃ ⁺	Propano y más pesados
C ₅ ⁺	Pentano y más pesados
C ₇ ⁺	Heptano y más pesados
P	Presión [Psig]
T	Temperatura [°F]
.	Designado para decimal
,	Designado para unidad de mil

Abreviaturas

ALK	Alcalinidad
ALK TOTAL	Alcalinidad total
ARE	Arena productora
ASTM	American Society for Testing of Materials
A y S	Agua y Sedimentos
BHP-BHT	Bottom Hold Pressure y Bottom Hold Temperature
CEDITA	Centro de Información Técnico de PDVSA
CHP	Presión en el <i>casings</i>
GE	Equivalencia energética del gas
GNV	Gas Natural Vehicular
GPSA	Asociación de productores y procesadores de gas de los Estados Unidos de América
Hc	Calor de combustión
IESAD	Índice de Estabilidad de Stiff And Davis
IPR	Inflow Performance Relationship
LGN	Líquidos del Gas Natural
MD	Profundidad medida
MEB-EDX	Técnicas de Microscopia Electrónica de Barrido y Energía de Difracción de Rayos X
Pcab	Presión de cabezal
p.e.	Por ejemplo
pH	Potencial de Hidrógeno
Plín	Presión de línea
PHL	Precio del hidrocarburo líquido
PTA	Patio de Tanques Anaco
PVG	Precio de venta del gas

LISTA DE SÍMBOLOS, ABREVIATURAS Y UNIDADES

PWF	Presión de fondo fluyente
Q_g	Caudal de gas
Q_o	Caudal del condensado
Q_l	Caudal de líquido
RGC	Relación Gas Condensado
RGL	Relación Gas Líquido
RGP	Relación Gas Petróleo
RPG	Relación Petróleo Gas
Skin	Daño a la formación
TDS	Sólidos Disueltos Totales
THP	Presión en el tope (cabezal)
TVD	Profundidad vertical verdadera
TWF	Temperatura de fondo fluyente
YAC	Yacimiento

Unidades

° API	Grados API
bbbl	Barriles
BBPD	Barril Bruto por Día
BNPD	Barril Normal por Día
BN/MMPCG	Barril Normal por Millón de Pies Cúbicos de Gas
BN/MMPCN	Barril Normal por Millón de Pies Cúbicos Normal de Gas
BY/BN	Barril de Yacimiento por Barril Normal
°C	Grados Centígrados
°F	Grados Fahrenheit
GPM	Galones por Mil Pies cúbicos en condiciones normales
Lb/MMPC	Libras por Millón de Pie Cúbico
Lpc	Libras Pulgadas Cuadradas
Lpca	Libras Pulgadas Cuadradas Absolutas
MMPCGD	Millones de Pies Cúbicos de Gas por Día
PCG/BN	Pies Cúbicos de Gas por Barril Normal
PCG/BB	Pies Cúbicos de Gas por Barril Bruto
PCN/BN	Pies Cúbicos Normal por Barril Normal
PPM	Parte Por Millón
plg ó ”	Pulgadas
%	Porcentaje
\$	Dólar americano

Condiciones normales (14.7 psi y 70 °F)

CAPÍTULO I: Fundamentos de la Investigación

En este capítulo se presentan las bases que sustentan el presente Trabajo Especial de Grado, comenzando por una breve narración del problema a resolver, los antecedentes o aspectos de interés contenidos en trabajos previos que aporten información útil y, por último, los objetivos a alcanzar al finalizar el presente trabajo.

I.1.- Planteamiento del problema

Los pozos productores de gas del Campo Santa Rosa, ubicados en la zona Área Mayor Anaco Este (AMA Este), han presentado recurrentes taponamientos en la tubería de producción, debido a la formación de incrustaciones o depósitos, generando pérdidas de producción e incrementos en costos operacionales por limpieza de los mismos con equipos de guaya fina y *coiled tubing* para su restauración.

Las incrustaciones son depósitos minerales, que forman una obstrucción severa sobre las paredes de las tuberías de producción de los pozos petroleros; Pueden cubrir y deteriorar las camisas de completación del pozo, así como las válvulas de seguridad, evitando así el flujo normal de los fluidos.

La mayor parte de las incrustaciones que se encuentran en el Campo Santa Rosa, se forman por precipitación de sales minerales, principalmente carbonato de calcio (CaCO_3), presentes en el agua de formación, o bien como resultado de la sobresaturación de componentes minerales del agua; producida cuando dos aguas incompatibles (agua en fluidos de inyección y agua del yacimiento) se encuentran en el fondo del pozo. Normalmente en los pozos de gas y/o crudo se produce un cierto contenido de agua, es allí cuando surge la posibilidad de que se formen incrustaciones (Crabtree et al., 1999), esto dependerá del índice de estabilidad del agua producida.

Los sistemas de remoción de incrustaciones comprenden métodos químicos y mecánicos, cuya selección depende de la ubicación de los sedimentos y de sus propiedades físicas. La necesidad y frecuencia de aplicación de estos métodos le cuesta a Petróleos de Venezuela S.A. millones de dólares por año en términos de pérdidas de producción, debido a que estos métodos son limitados y poco efectivos. Adicionalmente, cuando se forman las incrustaciones, es necesario utilizar una técnica de eliminación rápida y efectiva que permita restaurar la producción.

Basado en lo anteriormente expuesto, la investigación que se propone en este Trabajo Especial de Grado se enfocará a evaluar los factores que provocan la formación de incrustaciones minerales durante la producción de gas y crudo, mediante registros de presión y temperatura y análisis físico-químicos del agua; Para generar un procedimiento de predicción cualitativa que permita inferir la mayor o menor tendencia de un pozo en particular en presentar problemas de incrustaciones. Además de generar planes preventivos de intervención con guaya fina e inyección de químicos a fondo del pozo, que permitan controlar la deposición de estos minerales en la tubería de producción de los pozos productores de gas y crudo sin causar su contaminación.

I.2.- Antecedentes

En el presente Trabajo Especial de Grado se toman como referencia los trabajos previos en el campo del estudio de la formación de incrustaciones siguientes:

I.2.1.- Trabajos previos

Crabtree et al. (1999) publican investigación sobre la acumulación de incrustaciones dentro de las tuberías; Nuevos hallazgos que permiten pronosticar la formación de los mismos, de forma tal que se pueda prevenir el desarrollo de condiciones operativas adversas utilizando nuevas técnicas de inhibición. Asimismo, informa de nuevas

herramientas capaces de eliminar los depósitos de sedimentos de los revestidores y de las tuberías.

Gutiérrez (2004) realizó el análisis de laboratorio con la técnica de múltiple filtrado para determinar cuantitativamente los sólidos presentes en muestras recolectadas pertenecientes a pozos del campo Santa Rosa. Los resultados arrojaron que la distribución porcentual de estos sólidos era de 40% hidrocarburos, 30% carbonatos de calcio y 5% compuestos de hierro; la cantidad restante corresponde a compuestos insolubles.

Haudet, López, y Bunge (2005) describen una experiencia de campo, utilizando un equipamiento desarrollado para definir tendencias incrustantes, necesidad de tratamiento con inhibidor de incrustaciones y optimización de dosis, con un objetivo orientado a relacionar el problema de corrosión en aceros al carbono y la formación de depósitos.

Marcano (2005) evalúa la corrosividad interna en tuberías de producción y su relación con las estimulaciones ácidas en pozos del Distrito Gas Anaco.

Contreras (2005) evalúa los factores que influyen en la presión de inyección de los pozos depositores de agua salada de los campos Santa Rosa, Zapato-Mata R, Soto y Aguasay. Pdvsa Distrito Gas Anaco.

Stamatakis et al. (2006) estudiaron la precipitación de carbonato de calcio en medios porosos usando tecnología con trazadores radioactivos; El ^{47}Ca fue usado como trazador para monitorear su deposición. El tiempo de inducción y la distribución de la deposición fue estudiada como función del radio de saturación, temperatura, velocidad de flujo, la presencia de iones magnesio, y el tipo de material de la tubería. Los resultados muestran que el método radioactivo proporciona una respuesta rápida a los eventos de formación de incrustaciones. La técnica es aplicable para las

investigaciones dinámicas de precipitación de carbonato de calcio en cualquier sistema que fluye en medios porosos y constituye una herramienta valiosa para otros estudios de mecanismos de formación de incrustaciones implicados en los procesos que ocurren en una variedad de sistemas: campo petrolífero, geotérmico, etc.

I.3.- Objetivos

I.3.1.- General:

Evaluar los factores que influyen en la formación de incrustaciones en los pozos productores del Campo Santa Rosa, Área Mayor Anaco Este (AMA Este).

I.3.2.- Específicos:

- ✓ Identificar los pozos productores de gas activos que están presentando problemas de incrustaciones en la tubería de producción.
- ✓ Determinar mediante análisis físico químicos, la tendencia del agua de producción de los pozos identificados.
- ✓ Establecer la profundidad a la que se forman las incrustaciones en la tubería de producción con mayor frecuencia.
- ✓ Establecer la variable que influye en mayor proporción en la formación de incrustaciones.
- ✓ Determinar el impacto económico debido al diferimiento de producción generado por la formación de incrustaciones en la tubería.
- ✓ Proponer un plan preventivo que permita evitar la formación de incrustaciones en los pozos.

CAPÍTULO II: Marco Referencial

II.1.- El gas natural

II.1.1.- Definición

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos formada por los miembros más volátiles de la serie parafínica, siendo el principal constituyente el metano, que representa habitualmente entre el 75 y 95 % aproximadamente del total de la mezcla, también incluye cantidades menores de etano, propano y butano, además puede contener porcentajes muy pequeños de compuestos más pesados. También pueden presentarse gases no hidrocarburos como dióxido de carbono (CO₂), sulfuro de hidrogeno (H₂S), nitrógeno (N₂), helio (He), vapor de agua (H₂O), etc. El gas natural puede obtenerse como tal en yacimientos de gas libre o asociado en yacimientos de petróleo y de condensado. (Maggiolo, 2007)

Se denomina con el término "Natural" porque en su constitución química no interviene ningún proceso; Es limpio, sin color y sin olor. Se le agrega un odorizante para la distribución sólo como medida de seguridad. (Marcano, 2005)

II.1.2.- Producción del gas natural

II.1.2.1.- Proceso de producción

Casi toda la producción de gas natural en el país ha estado asociada a la producción de petróleo. El proceso comienza con la extracción de los hidrocarburos de los yacimientos, en el que el petróleo, el gas natural, el agua y los sedimentos fluyen a través de los canales de la roca porosa y permeable hasta llegar al fondo del pozo productor; agujero perforado en la roca desde la superficie hacia el subsuelo con el fin de extraer los hidrocarburos existentes en los yacimientos.

Continúan su recorrido, a través de la tubería de producción (lugar donde se ha presentado el problema de formación de incrustaciones) hacia la superficie, hasta

llegar a los múltiples que consisten generalmente de varios tubos colocados en posición horizontal paralelos uno con respecto a los otros y conectados a cada una de las líneas de flujos, en el que se mezcla la producción de los pozos a un mismo nivel de presión, antes de ser enviada al proceso de separación.

Posteriormente el fluido se envía a los separadores, los cuales se encargan de separar el gas de los líquidos (petróleo y agua). Este proceso de separación se efectúa en las estaciones de flujo, las cuales reciben la producción de diversos pozos que concurren a ella para luego enviar el gas a los diferentes destinos. En la Figura 1, se muestra el manejo y uso que se le da al gas natural.

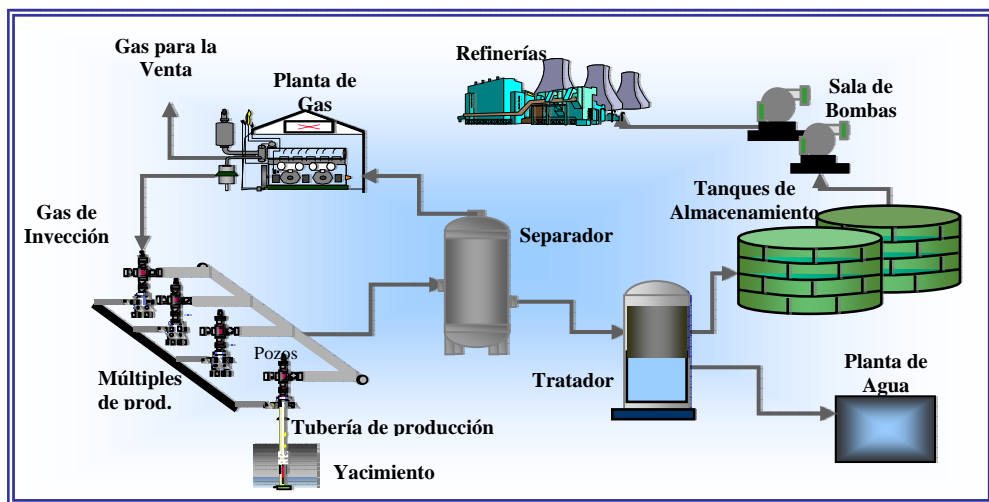


Figura 1. Proceso de producción del gas natural.
Fuente: PDVSA CIED (1997)

Cuando la energía del yacimiento es suficiente para expulsar los fluidos hasta la estación recolectora, se dice que el pozo descarga por flujo natural, pero si la presión sólo es suficiente para que los fluidos, especialmente el petróleo, alcancen cierto nivel en el pozo se deben utilizar algunos métodos de levantamiento artificial.

Una vez que los fluidos son extraídos de los yacimientos, pasan por la etapa de recolección en la que son transportados desde la salida del pozo hasta la etapa de separación de los hidrocarburos. Esta etapa comprende la separación de los tres

fluidos básicos obtenidos de los pozos (crudo, gas y agua), se deben cumplir los siguientes requisitos: El crudo debe satisfacer las especificaciones que rigen las normas para su comercialización, refinación y almacenamiento; El gas debe satisfacer las normas para su comercialización, procesamiento y utilización en los procesos de producción petrolera y el agua debe recibir un tratamiento para que su disposición e inyección cumpla con las normativas ambientales y parámetros exigidos. (PDVSA CIED, 1997)

II.2.- Campo Santa Rosa, Área Mayor Anaco Este

II.2.1.- Características del Campo Santa Rosa

El Campo Santa Rosa pertenece al Área Mayor de Anaco, centro operacional Área I. Esta ubicado aproximadamente a 10 km al Noreste de la población de Anaco, estado Anzoátegui; Ocupa un área total aproximada de 160 km². La columna estratigráfica (Figura 2) penetrada en este campo se extiende desde el cretáceo hasta el pleistoceno.

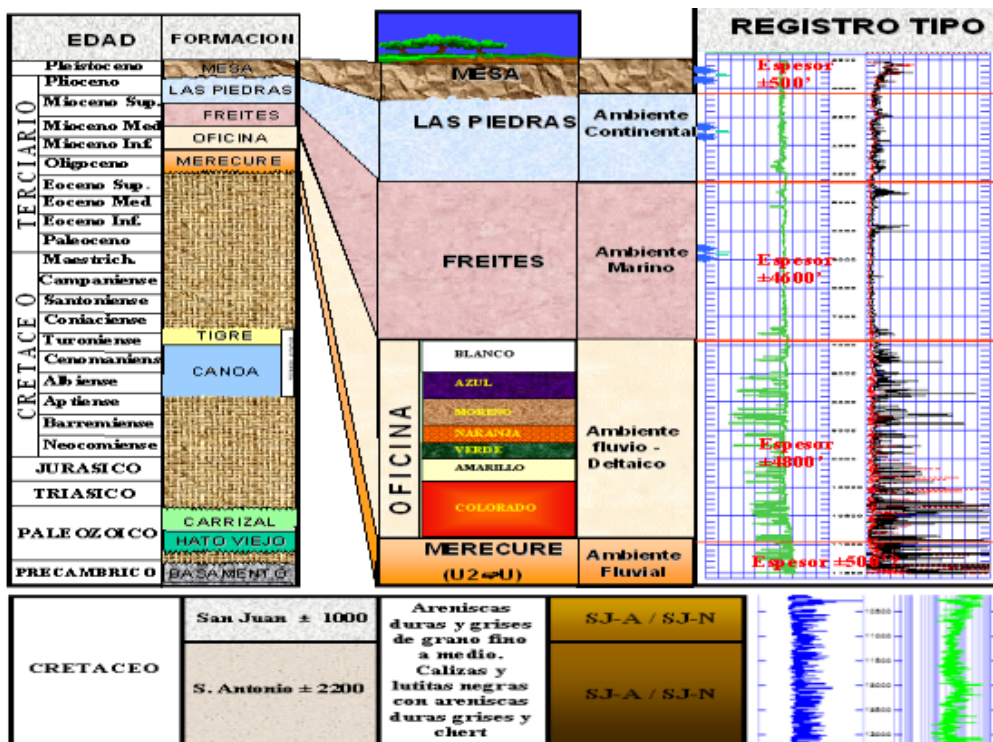


Figura 2. Columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco.
Fuente: Marciano (2005)

El Campo Santa Rosa esta conformado en su mayoría por yacimientos de gas condensado con zonas de petróleo con más de 45 años de explotación, por lo que se puede definir como un campo maduro. En la actualidad (Mayo 2007) cuenta con 6 estaciones de flujo, 1 complejo de recolección, separación y compresión (Complejo Santa Rosa).

Rojas (2005) sugiere que un yacimiento de gas condensado posee las siguientes características:

- ✓ El gas condensado se puede definir como un gas con líquido disuelto. El contenido de C_1 es mayor de 60 % y el C_7^+ menor de 12.5 %.
- ✓ La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío.
- ✓ La temperatura de yacimiento tiene un valor entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla (máxima temperatura a la cual pueden existir dos fases).
- ✓ El gas presenta condensación retrógrada: fenómeno característico de este tipo de yacimientos, donde se produce la condensación de las fracciones más pesadas de la mezcla de hidrocarburo durante el agotamiento isotérmico de presión.
- ✓ En su camino hacia el tanque de almacenamiento el gas condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura penetrando rápidamente en la región de dos fases para llegar a superficie con el siguiente rango: Relación Gas Condensado (RGC): 5,000-100,000 PCN/BN.
- ✓ Color del condensado: Amarillo (aunque se han reportado condensados de colores negros).
- ✓ Gravedad API del condensado: 40°-60°.

II.2.2.- Características de los pozos productores del campo en estudio

Existe un total de 187 pozos activos (Mayo 2007) que fluyen por flujo natural aportando una producción de 441.405 MMPCGD y 2.935 BNPD. Poseen una tubería de producción de acero de bajo carbono y los pozos más nuevos una aleación de 13% Cr de 9.000 a 10.000 pies de profundidad y diámetros de 2 3/8", 2 7/8" y 3 1/2".

Los fluidos (gas y líquido) producidos por los pozos del campo poseen una alta relación gas-líquido; a su vez, existe una cantidad de líquido (crudo y agua) considerable asociada a la producción proveniente del yacimiento y agua original de formación y/o algún acuífero cercano a la formación. Los componentes presentes en el gas producido por el campo en estudio son nitrógeno, dióxido de carbono, metano, etano, propano, butano, pentano, hexanos, heptanos, octanos, nonanos y decanos; Cabe destacar que no hay presencia significativa de sulfuro de hidrógeno (H₂S). En la Tabla 1 se presenta la composición típica del gas que corresponde al pozo RG-74 completado en la arena CO-EF yacimiento RG-14.

Tabla 1. Composición típica del gas en el Campo Santa Rosa

COMPONENTES	% MOLAR
NITRÓGENO	0.256
CO ₂	4.670
METANO	78.365
ETANO	9.511
PROPANO	4.565
I-BUTANO	0.885
N-BUTANO	1.020
I-PENTANO	0.305
N-PENTANO	0.191
HEXANOS	0.112
HEPTANOS	0.071
OCTANOS	0.045
NONANOS	0.004
DECANOS +	0.000

Fuente: Control de calidad PDVSA Gas (2007).

II.2.3.- Incrustaciones en la tubería de producción de los pozos del campo en estudio

El elevado contenido de sales en el agua de producción, lleva a la deposición de incrustaciones en la tubería y camisas de producción y circulación de los pozos; Desde hace aproximadamente 10 años, se evidencia en diferentes chequeos

mecánicos realizados en los pozos del campo Santa Rosa, la presencia de obstrucciones severas que reducen el diámetro de la tubería impidiendo el paso normal del fluido y por lo tanto afectando la producción. A su vez, el corte de agua (>50%) se ha incrementando paulatinamente contribuyendo a la deposición de las sales.

En pruebas de múltiple filtrado realizadas a muestras de sólidos depositados en el fondo del pozo se ha comprobado que el tipo de incrustación presente es carbonato de calcio. Cabe destacar, que el sulfato de calcio hidratado o yeso es insoluble en ácido. Otro tipo de incrustaciones tales como: sulfato de bario y sulfato de estroncio son químicamente inertes.

Los resultados obtenidos en análisis de laboratorio realizados al agua de producción arrojan que la cantidad de sulfatos es despreciable en comparación a la cantidad de bicarbonatos presentes. El pH varía entre 6.0 y 6.5 por lo que es posible que exista corrosión moderada con posible picadura; Sin embargo, la presión parcial de CO₂ es baja (< 7 psig) por lo que puede decirse que el problema asociado a la corrosión no es significativo en comparación al problema por la deposición de minerales. Sin embargo, la presencia de incrustaciones, puede favorecer a la corrosión bajo depósitos e inclusive dependiendo del régimen de fluido, la ocurrencia de corrosión por bacterias.

II.2.4.- Control de las incrustaciones en el Campo Santa Rosa

Así como en la práctica médica se dice que es mejor prevenir que curar, Crabtree et al. (1999) dice que mantener los pozos productores en buen estado constituye, en definitiva, la forma más eficiente de producir hidrocarburos. En la mayoría de los casos, para mantener la productividad de los pozos se prefiere utilizar el método de inhibición química como medio para prevenir la formación de incrustaciones. Sin embargo, existen diferentes métodos para el control de incrustaciones en tuberías de

producción de pozos productores de petróleo y gas. En el Campo Santa Rosa la remoción de las incrustaciones es realizada una vez detectado el problema, por ello las técnicas utilizadas para corregir el problema se les llama métodos correctivos; a su vez existen métodos que pueden prevenir o corregir el problema antes que se presente, éstos se llamarán métodos preventivos:

II.2.4.1.- Métodos preventivos

II.2.4.1.1.- Tratamiento químico

La remoción de incrustaciones con productos químicos es, por lo general, el primer sistema que se utiliza y el más económico, en especial cuando las incrustaciones no son de fácil acceso o se encuentran en lugares donde los métodos mecánicos de limpieza convencionales resultan poco efectivos o es muy costoso transportarlos. Los productos químicos utilizados en este tipo de tratamiento se conocen como: *inhibidores de incrustación*. Estos inhibidores son compuestos que bloquean el desarrollo de las partículas minerales atacando el crecimiento de los núcleos de las incrustaciones. La mayoría son compuestos de fosfonato: polifosfonatos inorgánicos, ésteres de fosfonato orgánico, fosfonatos orgánicos, aminofosfonatos orgánicos y polímeros orgánicos. Estos químicos minimizan la formación de incrustación minerales mediante una combinación de dispersión de cristales y estabilización de los residuos. Los inhibidores que se han usado en el campo en estudio son compuestos de fosfonatos y los tratamientos más comúnmente empleados en la industria petrolera para la aplicación de los inhibidores son:

- ✓ Inyección tipo batch ó tratamiento por taponos: Se inyecta un volumen conocido de inhibidor diluido en gasoil o kerosene a través de la tubería de producción, para ello es necesario interrumpir la producción del pozo. Una de las precauciones que debe ser tomada en cuenta al aplicar este método de inyección es la de asegurar que el inhibidor alcance el fondo de la tubería de producción. Los

principales aspectos que deben ser considerados en este tipo de tratamiento son: Nivel de fluidos en el pozo, frecuencia del tratamiento, persistencia de la película de inhibidor, presión de fondo de pozo y pérdidas de producción debido a los ciclos de tratamiento.

✓ **Tratamiento ó inyección continúa:** Como lo sugiere su nombre volúmenes continuos del inhibidor se inyectan en la tubería, reponiendo continuamente la película protectora.

Ésta técnica es la más utilizada en el campo en estudio y en general en el Área Mayor de Anaco para la aplicación de químicos, tales como: inhibidores de corrosión que se aplican algunos pozos del campo.

II.2.4.1.2.- Tratamiento mecánico

Se refiere a los métodos donde se aplican herramientas mecánicas (cepillos, cortadores, motor de fondo) para eliminar depósitos minerales ofrecen una amplia variedad de técnicas aplicables en las tuberías de producción de los pozos y en la formación. Como ocurre en el caso de los tratamientos químicos, la mayor parte de los métodos mecánicos presenta un rango limitado de aplicabilidad, de manera tal que la selección del método correcto depende del pozo y del tipo de incrustación. A continuación, se describe la técnica aplicada en los pozos estudio.

✓ **Chequeo mecánico con guaya fina:** Es un procedimiento que permite verificar las condiciones mecánicas del pozo para prevenir la formación de incrustaciones; Se lleva a cabo, cada cierto tiempo, introduciendo al pozo una herramienta llamada camarita que al descender en la tubería y por efecto de presión se observa una impresión en la herramienta que permite determinar la presencia de algún colapso en la tubería y/o la existencia de incrustaciones.

II.2.4.2.- Métodos correctivos

II.2.4.2.1.- *Coiled tubing*: Es un equipo provisto con una unidad de poder hidráulico, que introduce y recobra una línea continua de tubería flexible dentro de un pozo de producción. Se utiliza para la inyección de fluidos, ácido clorhídrico (HCl 15%) a presión que permite la eliminación de la incrustación presente en la tubería. (Sas-Jaworsky II, 1993)

II.2.4.2.2.- Limpieza mecánica con guaya fina: Es un procedimiento de limpieza mecánica similar al chequeo mecánico; Donde las herramientas utilizadas incluyen cepillos y cortadores utilizados para limpiar la incrustación presente dentro de la tubería de producción.

II.3.- Formación de las incrustaciones

II.3.1.- Definición

La American Society for Testing of Materials [ASTM] define incrustación como un tipo específico de depósito inorgánico formado a partir de una solución acuosa directamente en contacto con una superficie confinada. En general, mantiene su forma inicial cuando se trata de remover por medios mecánicos. Usualmente es cristalina y densa, frecuentemente laminada y ocasionalmente de estructura columnar; como se muestra en la Figura 3.



Figura 3. Incrustación en tubería de producción.
Fuente: Crabtree et al. (1999)

II.3.2.- Características

- ✓ No es un material puro, debido a diferencias en composición y características físicas.
- ✓ Su color puede variar desde el blanco hasta el negro.
- ✓ Puede ser una masa homogénea, o formada por capas o bien por distintas áreas distribuidas a lo largo de la masa.
- ✓ Pueden ser duras y frágiles y suaves en textura.
- ✓ Sus características físicas reflejan la composición y la forma en que se formó.
- ✓ Mayormente formada por minerales de baja solubilidad, como: carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario, sulfato de estroncio, carbonato de hierro, sales de magnesio y sílice (poco común).
- ✓ La mayoría de los depósitos contienen una mezcla de incrustaciones, una de las cuales usualmente es predominante.
- ✓ También contienen petróleo atrapado, arena, arcillas, lodo, materiales orgánicos y agua. (Baker Petrolite, 1999)

II.3.3.- Factores necesarios para la deposición

II.3.3.1.- Solución supersaturada

La formación de las incrustaciones comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. (Crabtree et al, 1999)

Cualquier mineral presente por encima de este nivel de saturación es inestable y puede precipitarse de la solución. (Baker Petrolite, 1999)

✓ Solubilidad, saturación y supersaturación

Para un mineral dado, el nivel de saturación (ver Figura 4) puede ser excedido y consecuentemente provocar una situación incrustante básicamente por los siguientes motivos:

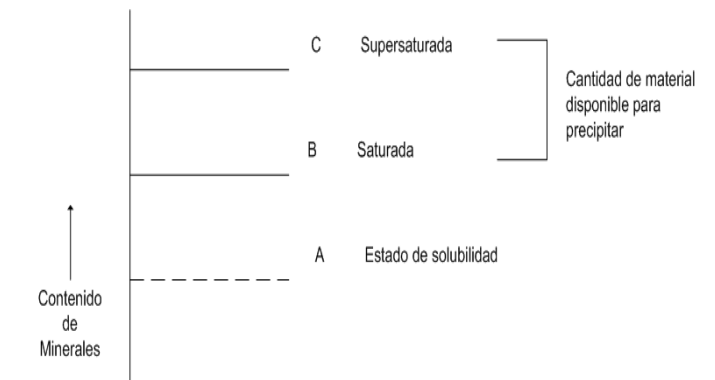


Figura 4. Niveles de saturación.

Fuente: Baker Petrolite (1999)

- Un cambio en el ambiente p.e. presión o temperatura, provocando un cambio en el nivel de saturación.
- Cambio en la composición del agua p.e. mezcla de dos aguas con un eventual incremento en la concentración de algún mineral en la mezcla.
- Cambios físicos p.e. presión, con el resultante cambio en la composición del agua.
- Los cambios pueden provocar un efecto opuesto, es decir, convertir una situación incrustante en una no incrustante.
- La manera en que un cambio en una variable afecta la situación incrustante depende de la interacción de todas las variables y del tipo de incrustación.
- Una solución supersaturada genera el potencial para la deposición y es necesaria para que ésta ocurra, si bien otros factores están involucrados. (Baker Petrolite, 1999)

II.3.3.2.- Nucleación

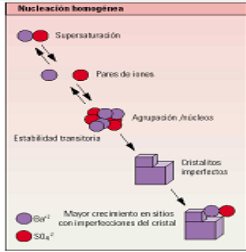
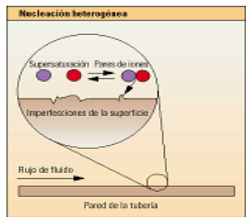
II.3.3.2.1.- Definición y características

Es el inicio de la formación del precipitado o la generación de una fase insoluble de minerales en deposición. Ocurre por la agregación y aglomeración de iones de minerales supersaturados en una estructura o arreglo específico. En aguas con un alto grado de supersaturación, la nucleación puede llevar a una precipitación espontánea. En aguas con grados de supersaturación más bajos, la nucleación con frecuencia ocurre debido a la presencia de otros materiales insolubles, p.e. arenas, arcillas, subproductos de la corrosión. Los núcleos son muy pequeños, típicamente menores a 0.5 micrones. (Baker Petrolite, 1999)

II.3.3.2.2.- Clasificación

El proceso de nucleación puede clasificarse según como se muestra en la Tabla 2:

Tabla 2. Tipos de nucleación

Tipos de nucleación	Características	Figura ilustrativa
Homogénea	La formación de incrustaciones comienza en soluciones sobresaturadas con pares de iones que forman cristales individuales.	
Heterogénea	La formación ocurre sobre defectos preexistentes en las superficies, como puntos ásperos de la tubería en contacto con el líquido.	

Fuente: Crabtree et al. (1999)

II.3.3.3.- Crecimiento de los cristales

Una vez que se inicia el crecimiento, éste debe mantenerse para poder provocar la incrustación, a través de los siguientes procesos:

- ✓ **Absorción de los iones:** Para que el proceso ocurra, los iones de la solución supersaturada deben entrar en contacto con el núcleo o un cristal existente.

- ✓ **Incorporación de los iones:** Los iones son absorbidos en la superficie del núcleo e incorporados consistentemente de acuerdo a un arreglo o patrón establecido. (Baker Petrolite, 1999)

II.3.3.4.- Adherencia de los cristales

Al crecer, los cristales se adhieren a la superficie de la tubería o bien a la roca del yacimiento. La adherencia depende de muchos factores, tales como: la dinámica del fluido, el tiempo de contacto con la superficie y la estructura de la superficie y su humectabilidad. (Baker Petrolite, 1999)

II.3.3.5.- Otros factores

Contreras (2005) sugiere que existen otros factores que afectan la deposición de minerales en la tubería de producción, los cuales son:

- ✓ **pH del sistema:** Las fluctuaciones del pH influyen directamente en la deposición de minerales en la tubería. Un alto pH propicia la deposición de las sales presentes, un bajo pH acelera el proceso de corrosión y crea sitios propicios de nucleación.

- ✓ **Aumento de temperatura:** Muchos de los minerales formadores de incrustaciones muestran un comportamiento inverso a la temperatura, por ejemplo el carbonato de calcio y el fosfato de calcio. Un aumento de la temperatura aumenta la supersaturación de estos componentes en el agua.

- ✓ **Velocidad de flujo:** Velocidades de flujo, por debajo de 2 pies/seg aproximadamente, propician la sedimentación debido a la lentitud, lo cual unido a las rugosidades de la tubería crean lechos de incrustaciones.

- ✓ **Factores hidrodinámicos:** Esto involucra las caídas de presión por presencia de contracciones y ensanchamientos bruscos, los cambios de nivel de presión en una corriente de fluido, irregularidades en las superficies de flujo y presencia de accesorios en la tubería.

- ✓ **Corrosión:** Este factor incrementa el potencial de formación de incrustaciones porque incrementa las rugosidades en la tubería y por lo tanto los sitios de nucleación. Favorece la adherencia de los cristales.

- ✓ **Sólidos Totales Disueltos (TDS):** Alta cantidad de TDS incrementa la solubilidad de las sales formadoras de incrustaciones, por lo tanto, disminuye su tendencia a precipitar.

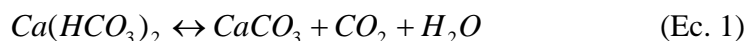
- ✓ **Sólidos suspendidos:** Aumenta el potencial de formación de incrustaciones porque aumentan los sitios de nucleación.

II.3.4.- Tipos de incrustaciones

Baker Petrolite (1999) sugiere que las incrustaciones se pueden clasificar según el tipo de mineral depositado en la tubería de producción de la siguiente manera:

II.3.4.1.- Incrustaciones de carbonato de calcio

El proceso más probable para la formación del CaCO_3 es a partir de la descomposición del bicarbonato de calcio (ver ecuación 1), el cual existe en cantidades sustanciales en las aguas de producción.



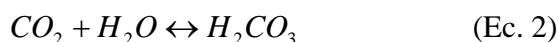
El principio de Le Chatelier dice que: “Cualquier cambio en las variables de un sistema en equilibrio, produce una evolución en dicho sistema tendiente a contrarrestar el cambio impuesto”. Por este principio vemos en la ecuación 1, que si se aumenta la concentración de CO_2 , la reacción se desplaza hacia la izquierda, disminuyendo la concentración de CaCO_3 por formación de más bicarbonato de calcio y por lo tanto, si disminuimos la concentración de CO_2 , el sistema reaccionará aumentando la cantidad de CaCO_3 precipitado por desplazamiento de la reacción a la derecha. Como podemos apreciar la solubilidad del carbonato de calcio, está muy influenciada por el contenido de CO_2 y el pH del agua. (Química del ácido carbónico del agua, s.f.)

II.3.4.1.1.- Factores que influyen en la deposición del carbonato de calcio

Un elemento determinante en la deposición del CaCO_3 es el proceso por el cual se forman los iones bicarbonatos. Es por ello que a continuación se muestran todas las reacciones asociadas a la obtención de este compuesto.

II.3.4.1.1.1.- Reacciones

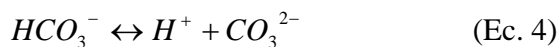
El dióxido de carbono reacciona con el agua para formar ácido carbónico:



El ácido carbónico se disocia en el agua para formar hidrógenos libres e iones bicarbonatos:



Los bicarbonatos pueden posteriormente reaccionar para formar iones carbonatos:



II.3.4.1.1.2.- Efecto de ionización

La ionización del ácido carbónico a diferentes valores de pH se observa en la Figura 5; Donde la cantidad relativa de ácido carbónico, bicarbonatos y carbonatos depende del pH del agua.

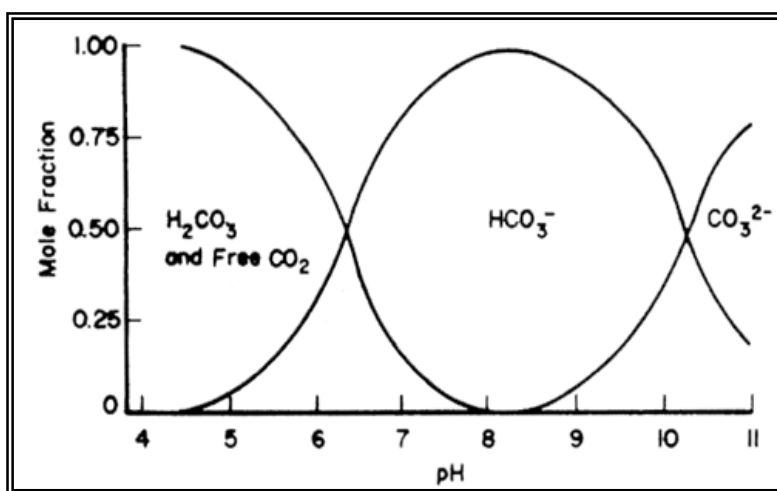


Figura 5. Ionización del ácido carbónico a diferentes valores de pH.

Fuente: FAO CORPORATE DOCUMENT REPOSITORY (s.f.).

Según la Figura 5, en el rango de pH entre 5.5 y 8.0 predominan los iones bicarbonatos. Las cantidades combinadas de ácido carbónico, bicarbonatos y carbonatos dependen de la cantidad de CO_2 disuelto en el agua (a mayor presión parcial de CO_2 , mayor CO_2 es disuelto).

II.3.4.1.1.3.- Presión parcial de CO_2 y pH

La cantidad de CO_2 presente en el agua afecta directamente el pH aumentando o disminuyendo la solubilidad del CaCO_3 , según sea el caso.

En general, la pérdida de CO₂ de las aguas, ejerce mayor influencia sobre la solubilidad del CaCO₃ y así éste precipita. En la Figura 6, se observa el efecto de la presión parcial de CO₂ y pH en el agua a diferentes temperaturas.

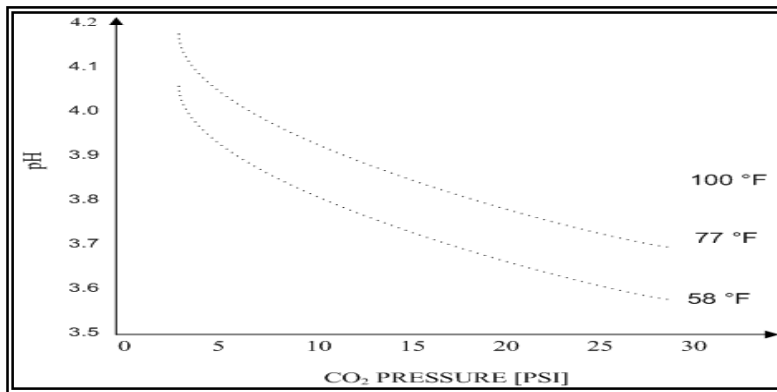


Figura 6. Efecto de la presión parcial de CO₂ y pH en el agua.

Fuente: Baker Petrolite (1999)

Un incremento en la presión del sistema, según la Figura 6, incrementa la presión parcial de CO₂ en el gas, lo que aumenta el CO₂ disuelto en el agua, descendiendo el valor del pH. A su vez, un descenso en la presión, disminuye la presión parcial de CO₂, produciendo un incremento en el valor de pH. (Al disolverse el CO₂ se forman iones de H⁺ (ecuaciones 3 y 4) y disminuye el pH).

II.3.4.1.1.4.- Efecto de la temperatura

De la Figura 6, se puede observar que al incrementarse la temperatura, la solubilidad del CO₂ disminuye, lo cual produce un aumento en el valor del pH; Que a su vez, incrementa los iones HCO₃⁻, lo cual favorece positivamente la formación de incrustaciones (para la mayoría de las aguas de producción ocurre en el rango de pH entre 5.5 y 8.0).

II.3.4.1.1.5.- Presión y temperatura combinados

En general, a menor temperatura, cerca de la superficie del pozo, se incrementa la solubilidad de CaCO₃ y la caída de presión, produce una pérdida de CO₂ disuelto en agua. Éste último factor anula en gran parte la ganancia de solubilidad del CaCO₃ por

menor temperatura. La caída de presión del sistema puede producirse debido a restricciones en la tubería como: dispositivo de control de flujo (reductor) que puede originar la precipitación de CaCO_3 por expansión y/o pérdida de CO_2 . Podemos apreciar en la Figura 7, la influencia de la temperatura y presión parcial de CO_2 , en la solubilidad del CaCO_3 .

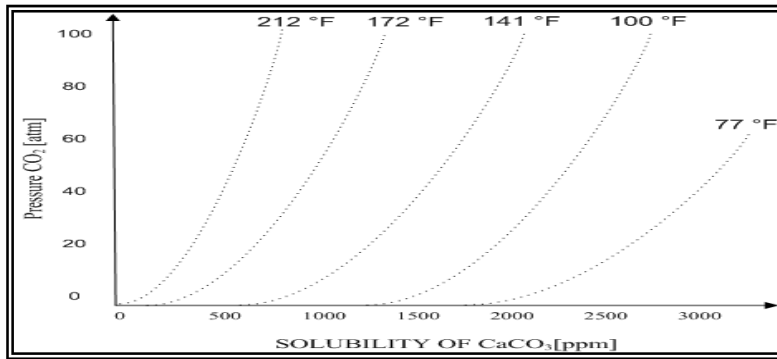


Figura 7. Solubilidad de CaCO_3 en el agua vs presión de CO_2 .
Fuente: Baker Petrolite (1999)

En la Figura 7, se observa que al crecer la presión parcial del CO_2 (desciende el pH) se incrementa la solubilidad del CaCO_3 . A su vez, al incrementarse la temperatura (decrece la solubilidad del CO_2 y se incrementa el pH del agua) disminuye la solubilidad del CaCO_3 .

II.3.4.1.1.6.- Efecto del TDS del agua

En la Figura 8, se observa el efecto del contenido de cloruro de sodio en la solubilidad del carbonato de calcio.

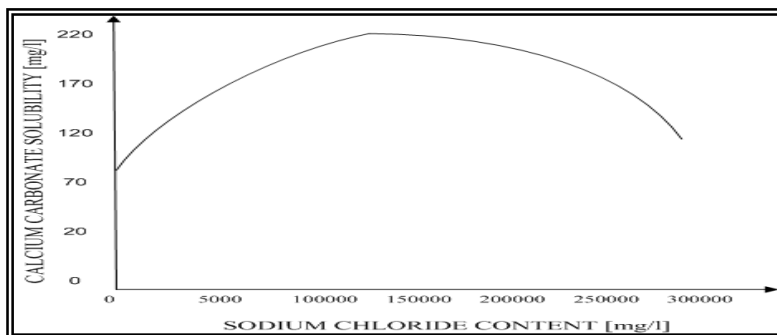


Figura 8. Efecto del contenido de cloruro de sodio en la solubilidad del carbonato de calcio.
Fuente: Baker Petrolite (1999)

La solubilidad del CaCO_3 crece rápidamente con el incremento de NaCl , hasta el valor límite de 120,000 mg/l aproximadamente; Según la Figura 8. Por otro lado, valores por encima de 120,000 mg/l NaCl la solubilidad del CaCO_3 decrece. (En Latinoamérica, la concentración del NaCl se encuentra en el rango de 10,000 a 60,000 mg/l).

II.3.4.2.- Incrustaciones de sulfato de calcio

Las incrustaciones de sulfato de calcio se encuentran bajo la forma de:

- ✓ Yeso: $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$
- ✓ Anhidrita: CaSO_4
- ✓ Hemihidrita: $\text{CaSO}_4 \cdot \frac{1}{2}\text{H}_2\text{O}$

La solubilidad de los minerales tiene una compleja dependencia bajo ciertas condiciones. En la Figura 9, se observa el comportamiento de esta solubilidad respecto a la temperatura.

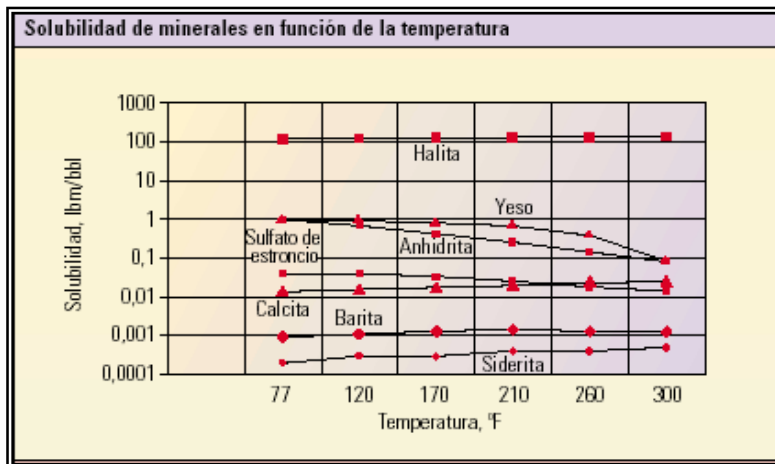


Figura 9. Solubilidad de minerales en función de la temperatura.
Fuente: Crabtree et al. (1999)

Como se puede observar en la Figura 9, la tendencia de los minerales yeso y anhidrita es similar, debido a que al aumentar la temperatura, la solubilidad de los minerales disminuye. Siendo el mineral yeso más soluble que la anhidrita.

II.3.4.2.1.- Factores que influyen en la deposición del sulfato de calcio

A continuación se describen los factores más importantes que afectan la deposición del sulfato de calcio.

II.3.4.2.1.1.- Efecto del TDS del agua

En la Figura 10, se observa la solubilidad del sulfato de calcio en función de la concentración del cloruro de sodio.

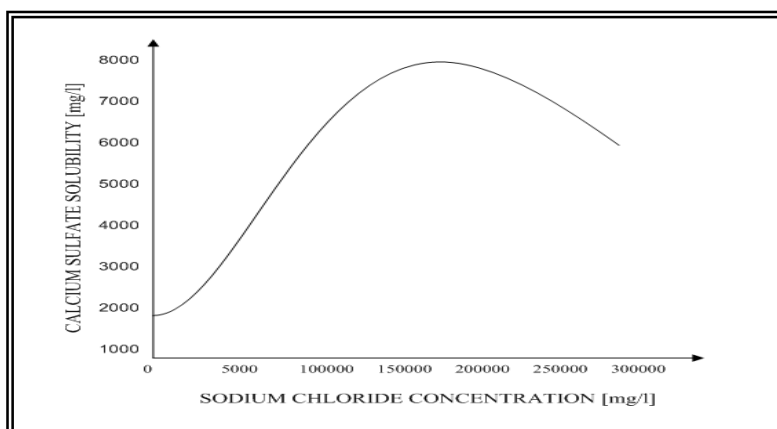


Figura 10. Solubilidad del sulfato de calcio al variar la concentración de cloruro de sodio.
Fuente: Baker Petrolite (1999)

La solubilidad del CaSO_4 , como se puede apreciar en la Figura 10, se incrementa rápidamente con un incremento en el contenido de NaCl , hasta un valor máximo de 170,000 mg/l aproximadamente. Por encima de este valor, la solubilidad del CaSO_4 decrece. (La Figura 10 corresponde a una temperatura de 77 °F; sin embargo presenta un comportamiento similar para cualquier temperatura).

II.3.4.2.1.2.- Efecto de los iones Mg

La Figura 11, muestra el efecto del ión magnesio en la solubilidad del sulfato de calcio; Es importante destacar, que el factor de solubilidad es la relación entre la solubilidad del CaSO_4 en presencia de los iones magnesio y la solubilidad del sulfato de calcio en agua destilada.

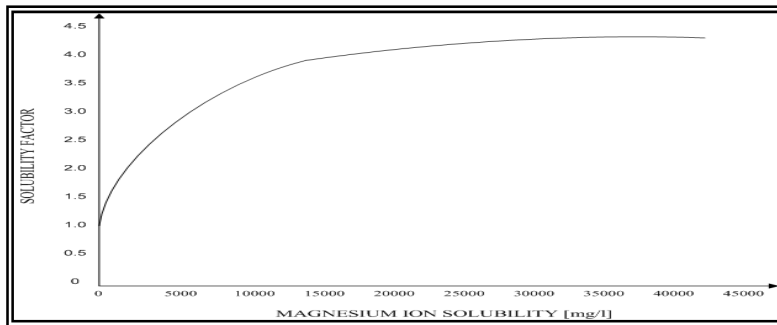


Figura 11. Efecto del ión magnesio en la solubilidad del sulfato de calcio.
Fuente: Baker Petrolite (1999)

La solubilidad del CaSO_4 se incrementa rápidamente con el incremento del contenido de iones magnesio (Mg^{2+}) hasta 25,000 mg/l. Por encima de 25,000 mg/l de iones magnesio (Mg^{2+}) la solubilidad del CaSO_4 varía muy poco.

II.3.4.2.1.3.- Efecto de la temperatura

La temperatura afecta el tipo de sulfato de calcio (yeso, anhidrita o hemihidrita) precipitado, así como también su solubilidad. En la Figura 12, se observa el comportamiento de esta solubilidad en función de la temperatura.

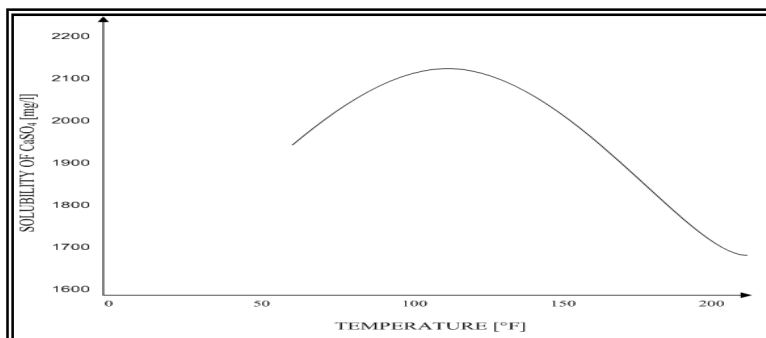


Figura 12. Solubilidad del sulfato de calcio en agua destilada como función de la temperatura.
Fuente: Baker Petrolite (1999)

De la Figura 12, se deduce que la solubilidad del CaSO_4 se incrementa con el aumento de la temperatura, hasta un valor máximo de 104 °F. Por encima de este valor, la solubilidad del sulfato de calcio decrece.

II.3.4.2.1.4.- Efecto de la presión

Los mayores efectos debidos a cambios de presión se producen en aguas de bajo contenido de TDS. En la Figura 13, se presenta la influencia de la caída de presión en la solubilidad del sulfato de calcio en aguas que poseen 180,000 mg/l de NaCl a 90°F.

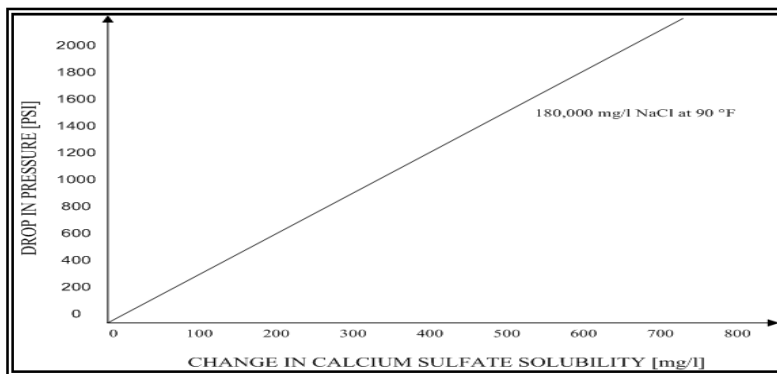


Figura 13. Efecto de los cambios de presión en la solubilidad del sulfato de calcio.
Fuente: Baker Petrolite (1999)

Para aguas de producción con TDS hasta 250,000 mg/l, al incrementarse la presión, se incrementa la solubilidad del sulfato de calcio; Por lo que, la reducción en la presión reduce la solubilidad del CaSO_4 .

II.3.4.3.- Incrustaciones de sulfato de bario y estroncio

Son incrustaciones duras, sumamente resistentes tanto al tratamiento químico como mecánico. En ocasiones se tiene que, además de suspender la producción, movilizar taladros de completación para extraer la tubería dañada del pozo y hacer la limpieza en superficie, o bien reemplazar la tubería directamente. (Crabtree, et al. 1999)

II.3.4.3.1.- Factores que influyen en la deposición del sulfato de bario y estroncio

Entre los factores que influyen en la deposición del sulfato de bario y estroncio se encuentran: sólidos disueltos totales, iones magnesio y calcio, la presión y la temperatura.

II.3.4.3.1.1.- Efecto del TDS del agua

En la Figura 14, se observa la solubilidad del sulfato de bario y estroncio en función de la concentración de NaCl; Esta solubilidad presenta un comportamiento similar al caso de la solubilidad del CaSO_4 , visto en la Figura 10.

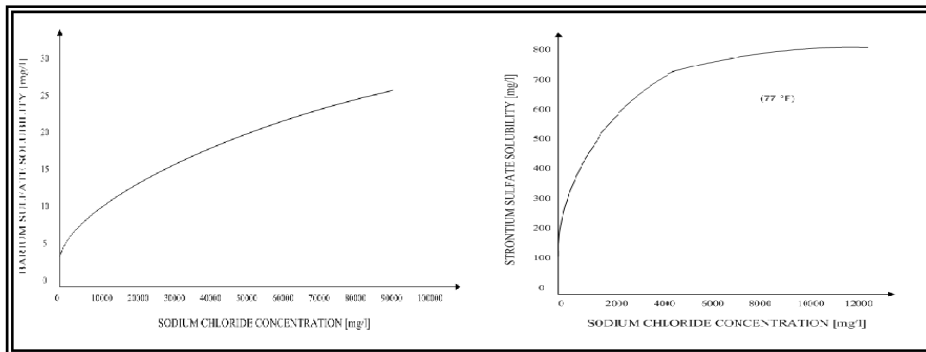


Figura 14. a). Solubilidad del sulfato de bario al variar la concentración del cloruro de sodio b) Efecto del cloruro de sodio en la solubilidad del sulfato de estroncio.

Fuente: Baker Petrolite (1999)

Según la Figura 14, en ambos casos la solubilidad se incrementa al crecer el contenido de TDS.

II.3.4.3.1.2.- Efectos de los iones Mg e iones Ca

En la Figura 15, se observa el efecto de varias sales en la solubilidad de sulfato de estroncio.

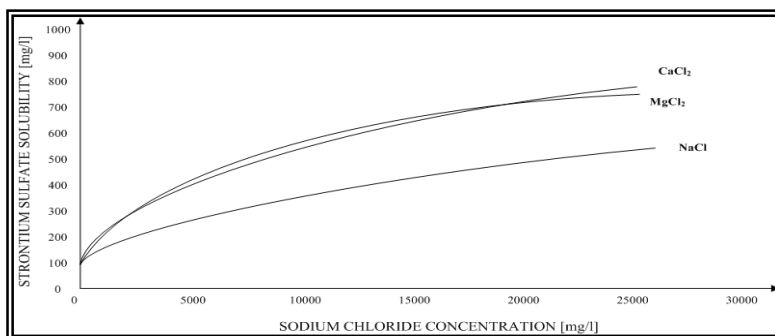


Figura 15. Efecto de varias sales en la solubilidad de sulfato de estroncio.

Fuente: Baker Petrolite (1999)

La presencia del calcio y el magnesio divalente tiene un efecto mayor en la solubilidad del sulfato de estroncio que el sodio monovalente. Según la Figura 15, al aumentar el contenido de TDS en el agua, aumenta la solubilidad del sulfato de estroncio (el aumento más significativo se da en presencia de iones calcio y magnesio).

II.3.4.3.1.3.- Efectos de la temperatura y presión

En la Figura 16, se muestra el efecto de la temperatura y presión en la solubilidad de algunos minerales (sulfato de bario y estroncio).

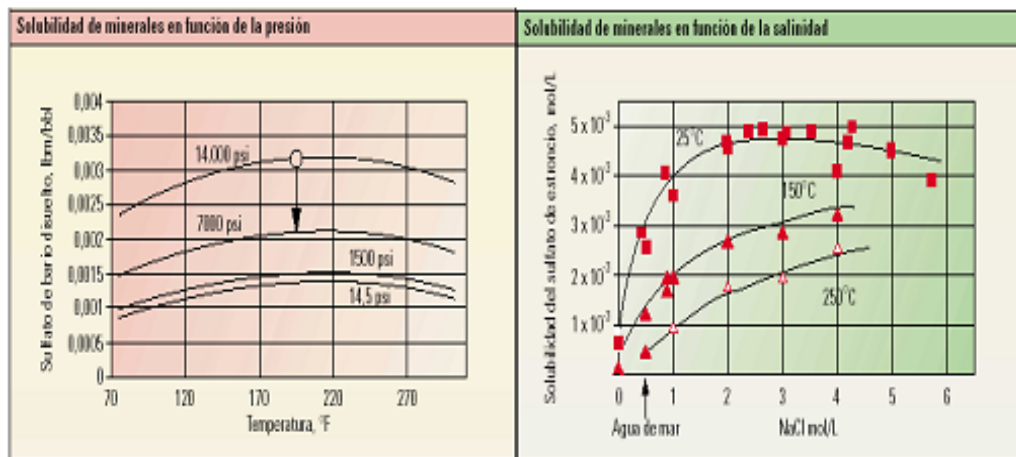


Figura 16. Solubilidad de minerales en función de la presión y de la salinidad.
Fuente: Crabtree et al. (1999)

De la Figura 16, se deduce que:

- ✓ La solubilidad del $BaSO_4$ se incrementa al aumentar la temperatura.
- ✓ La solubilidad del $SrSO_4$ decrece (lentamente) al decrecer la temperatura.
- ✓ La solubilidad del $BaSO_4/SrSO_4$ se incrementa al aumentar la presión.
- ✓ La solubilidad del $BaSO_4/SrSO_4$ decrece al disminuir la presión.

II.4.- Predicción de la formación de incrustaciones

II.4.1.- Índice de estabilidad de Stiff y Davis

Varios investigadores han propuesto modelos matemáticos que permiten predecir la formación de incrustaciones en diversos sistemas. Dichos modelos fueron denominados índices de estabilidad, los cuales revelan la tendencia de iones a precipitarse, pero no los cuantifican, sólo permite determinar si la incrustación puede ocurrir o no. (Marcano, 2005)

El índice de estabilidad de *Stiff* y *Davis*, se emplea con frecuencia en la caracterización de salmueras provenientes de yacimientos petroleros. Las expresiones matemáticas son las siguientes:

$$IESAD = pH - K - P_{Ca^{++}} - P_{ALK} \quad (\text{Ec. 5})$$

$$P_{Ca^{++}} = \log \left[\frac{1}{C_{Ca^{++}}} \right] \quad (\text{Ec. 6})$$

$$P_{ALK} = \log \left[\frac{1}{C_{ALKTOTAL}} \right] \quad (\text{Ec. 7})$$

Donde:

IESAD = Índice de Estabilidad de Stiff and Davis [adim]

pH = Potencial de hidrógeno del agua al realizar el muestreo [adim]

K = Constante función de la fuerza iónica y de la temperatura [adim]

P_{Ca⁺⁺} = Constante función de la concentración de iones calcio [adim]

C_{Ca⁺⁺} = Concentración molar del ión calcio [M]

P_{ALK} = Constante función de la concentración alcalina total [adim]

C_{ALKTOTAL} = Concentración molar alcalina total (CO⁻³ + HCO⁻³) [M]

Si el índice de Stiff y Davis es negativo, implica insaturación del agua con CaCO₃ y, en consecuencia, la formación de incrustaciones no ocurrirá. En caso contrario, es posible que se produzca. (Stiff, 1952)

II.4.2.- Índice de saturación de Langelier

Langelier desarrolló un índice para el agua, en un rango de pH de 6.5 a 9.5; en el cual es posible predecir si el carbonato de calcio se deposita o se disuelve en dicha agua. Este se llama índice de saturación y se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$IS_L = pH - pHs \quad (\text{Ec. 8})$$

Asimismo,

$$pHs = (9.3 + P_{Ca^{++}} + P_{ALK}) - (P_{TDS} - P_T) \quad (\text{Ec. 9})$$

Donde:

IS_L = Índice de Saturación de Langelier [adim]

pHs = Potencial de hidrógeno si el agua estuviera saturada con CaCO_3 [adim]

P_{TDS}, P_T = Constantes empíricas [adim]

Un valor positivo del índice de saturación indica que el agua esta sobresaturada y puede precipitar carbonato de calcio; un valor negativo indica que el agua es corrosiva y disolverá las incrustaciones de carbonato de calcio. Este índice de saturación sirve como una indicación de la tendencia del agua a disolver o precipitar carbonato de calcio, pero no indica la cantidad de precipitado. (Contreras, 2005)

II.4.3.- Índice de estabilidad de Ryznar

Ryznar desarrolló una ecuación empírica para calcular el índice de estabilidad de aguas frescas a presiones atmosféricas. Este índice no solo indica la tendencia de un agua a precipitar carbonato de calcio (o la corrosividad si se satura con oxígeno), sino que también estima semi-cuantitativamente la cantidad de incrustaciones que puede formarse o la severidad de la corrosión.

$$IS_R = 2 \cdot pHs - pH \quad (\text{Ec. 10})$$

Donde:

IS_R = Índice de Saturación de Ryznar [adim]

Los valores del índice de estabilidad de Ryznar siempre son positivos. Ellos pueden interpretarse de la siguiente manera:

- ✓ Si el IS_R es menor que 6.5 indica formación de incrustaciones de $CaCO_3$. Si el valor es pequeño, indica una gran cantidad de incrustaciones.
- ✓ Si el IS_R es mayor que 6.5 indica que el agua es corrosiva si hay presencia de oxígeno disuelto. Un gran índice anticipa una corrosión muy severa. (Contreras, 2005)

II.5.- Control de las incrustaciones

Crabtree (1999) describe las técnicas utilizadas para eliminar las incrustaciones; Éstas deben cumplir ciertas condiciones: ser rápidas, no dañar el pozo, las tuberías ni el ambiente de la formación, y ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones en el futuro; algunas son:

- ✓ Técnicas químicas

Remoción de incrustaciones con productos químicos. Se utiliza HCl para remover los carbonatos que se pueden disolver con facilidad en este ácido. Las incrustaciones duras de sulfatos se pueden tratar con agentes quelatizantes fuertes (compuestos que rompen la incrustaciones resistentes a los ácidos aislando y bloqueando los iones metálicos dentro de su estructura cerrada en forma de anillo).

El ácido ethylenediaminetetraacetic (EDTA) fue uno de los primeros agentes utilizados para mejorar la remoción química, disuelve y quelatiza el $CaCO_3$ y además es capaz de romper el ciclo de reprecipitación. Aunque son más costosos y más lentos comparados con el HCl se han mostrado resultados promisorios en la remoción de sedimentos de sulfato de calcio y bario.

Schlumberger acaba de desarrollar un disolvente mejorado basado en el EDTA, denominado U105. Fue diseñado específicamente para el CaCO₃, si bien también resulta efectivo para eliminar incrustaciones de carbonato de hierro y óxido de hierro.

El U104, es otro agente quelatizante basado en un disolvente EDTA; Especial para remover incrustaciones de sulfato de bario y estroncio; También ha resultado efectivo para eliminación de incrustaciones de sulfato y carbonato de calcio.

✓ Métodos mecánicos convencionales

Los métodos mecánicos, si bien son variados, se encuentran entre los más eficientes para la eliminación de incrustaciones minerales en la tubería.

Uno de los primeros métodos utilizados fue una derivación del uso de explosivos para hacer vibrar los tubos y desprender las incrustaciones más quebradizas (a menudo dañaban las tuberías y el cemento). Posteriormente, se desarrollo una técnica llamada cuerda de disparo donde se utilizan cabos de cuerda, detonados en una cápsula electrónica cubriendo la zona de interés; Este sistema resulta efectivo para eliminar bloqueos de incrustaciones en perforaciones y capas delgadas depositadas dentro de las tuberías.

Herramientas de impacto, como el Hipp Tripper de Baker Oils Tools, son herramientas de movimiento alternativo que trabajan con un pequeño martillo neumático con una mecha rotativa.

✓ Métodos mecánicos con chorros de fluidos

Hydroblast de Halliburton o el sistema RotoJet de BJ-Newsco son sistemas de chorros de fluidos que se utilizan para eliminar incrustaciones en tuberías de

producción y cañoneos. Poseen varios orificios de expulsión con un mecanismo que le permite cubrir todo el diámetro del pozo. Se pueden utilizar productos químicos para atacar los depósitos solubles, en aquellos lugares donde la colocación es crítica para prevenir la pérdida de agentes reactivos.

✓ Lechadas abrasivas

Los chorros de agua con arena abrasiva (sólidos entre 1 y 5 % en peso) son de uso habitual en la industria de la construcción y la demolición para cortar concreto reforzado, e inclusive en los procesos de desmilitarización para cortar municiones activas sin generar calor o una fuente de ignición. Lamentablemente el uso de abrasivos como la arena puede causar daños en los tubos de acero.

✓ Abrasivos Sterling Beads

En el Centro de Investigación de Schlumberger de Cambridge se realizaron estudios sobre las interacciones físicas entre las partículas abrasivas y los materiales que constituyen habitualmente las tuberías, gracias a ello se propuso un nuevo material abrasivo denominado Sterling Beads. Este material ofrece la misma capacidad erosiva de la arena sobre incrustaciones duras y quebradizas, mientras que es 20 veces menos erosivo con respecto al acero y no provoca daños en el pozo si se dirige un chorro prolongado sobre un punto determinado.

✓ Eliminación de incrustaciones duras

La erosión controlada del abrasivo Sterling Beads ha dado resultados positivos en la eliminación de todo tipo de incrustaciones en las tuberías, incluyendo las incrustaciones más difíciles de sulfato de bario, con tasas de avance promedio de hasta 100 pies/hr o más.

Cómo se puede observar las técnicas de inhibición pueden variar desde métodos básicos de dilución, a los más avanzados y efectivos inhibidores que actúan antes de que se inicie el proceso. Además de la dilución, existen literalmente miles de inhibidores de incrustaciones para distintas aplicaciones, que abarcan desde los termotanques hasta los pozos de petróleo.

Algunos químicos quelatizan o paralizan los reactivos que se encuentran en forma soluble. Los inhibidores quelatizantes bloquean la precipitación o el desarrollo de residuos minerales sólo para un cierto y limitado nivel de sobresaturación. Dado que los agentes quelatizantes consumen los iones de residuos en proporciones estequiométricas, el uso de los quelatizantes como inhibidores resulta poco adecuado, desde el punto de vista de su eficiencia y conveniencia económica. Por el contrario, los inhibidores de iniciación interactúan químicamente con los sitios de nucleación de cristales y reducen de manera sustancial las tasas de desarrollo de los cristales.

Los inhibidores de incrustación son retenidos en la formación por adsorción a las paredes de los poros o precipitación en el espacio de los poros. La vida útil del tratamiento depende fundamentalmente de la química de la superficie, la temperatura y el pH del líquido que se encuentra en contacto con la formación, y ocasionalmente es inusualmente corta (de 3 a 6 meses), debido a que la capacidad de adsorción de las rocas de formaciones es limitada bajo las condiciones de los yacimientos.

La eficacia del tratamiento se basa más en la prevención de las incrustaciones que en la vida útil del inhibidor. La correcta ubicación del mismo constituye un factor esencial en el desempeño de un tratamiento de bombeo forzado del inhibidor.

CAPÍTULO III: Metodología

III.1.- Tipo de investigación

Determinar el tipo de investigación a realizar nos define cómo resolver, de forma científica, el problema planteado. Algunas veces una investigación puede presentar elementos de los diferentes tipos de estudio, tales como: explorativa, correlacional, explicativa, descriptiva y aplicada, entre otros.

Analizando la investigación que va a desarrollarse, se puede decir que las características se adaptan a una investigación explorativa, ya que se realiza con el propósito de destacar los aspectos fundamentales de una problemática determinada y encontrar los procedimientos adecuados para elaborar una investigación posterior. Es de utilidad desarrollar este tipo de investigación porque, al contar con sus resultados, se simplifica abrir líneas de investigación y proceder a su consecuente comprobación (Murillo, s.f.)

Según Caiceo y Mardones (s.f.) la investigación exploratoria es considerada como el primer acercamiento científico a un problema. Se utiliza cuando éste aún no ha sido abordado o no ha sido suficientemente estudiado y las condiciones existentes no son aún determinantes. En el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado se muestra la necesidad de encontrar la solución, mediante el análisis de simulaciones de las condiciones del pozo, y caracterización del agua de producción al problema que representa la formación de las incrustaciones en los pozos del campo en estudio.

III. 2.- Componente experimental

En esta sección se describirá la característica de todos los materiales y equipos utilizados y el esquema metodológico que describe los pasos seguidos para lograr el cumplimiento de los objetivos.

III.2.1.- Descripción de materiales y equipos

- ✓ **Revisión bibliográfica.** Permite la recopilación de las bases teóricas en libros, revistas, publicaciones y textos relacionados con el tema en estudio que sustentan el desarrollo del proyecto.
- ✓ **Recolección de datos primarios.** Mediante visitas al campo, se verificaron las longitudes de las líneas de superficie y los diámetros de estas, también se pudieron corroborar las magnitudes de las presiones de cabezal y las presiones de líneas, reflejadas en los potenciales.
- ✓ **Empleo de programas computarizados internos para determinar condiciones operacionales de los pozos**
 - **Simulador PIPESIM 2003.** Es un simulador que trabaja bajo ambiente Windows y permite la optimización de sistemas de producción (pozos y redes). Se basa en la técnica de análisis nodal. (Rondón y Becerra, 1989)
 - **Sistema CENTINELA POZO.** Es una herramienta automatizada que permite el almacenamiento y uso de todos los parámetros y características referente al comportamiento de producción de los pozos.
 - **Sistema OilField Manager (OFM).** Es una herramienta computarizada de análisis de producción de pozos y yacimientos que incluye características tales como: mapa de base activo, reportes, gráficas y análisis de curvas de declinación.
 - **SIMDE.** Es una base de datos computarizada en donde se pueden encontrar los trabajos que se le han hecho a los pozos, incluyendo sus diagramas mecánicos.
 - **Sistema de Trabajos a Pozos (SISTRAP).** Base de datos en la que se encuentran los diferentes trabajos realizados a los pozos, tales como: guaya fina, *coiled tubing*, entre otros; además de los costos asociados a estos trabajos.

No existe software y/o programa computarizado de uso interno por la empresa que permita simular o predecir la formación de incrustaciones en tubería de producción o líneas de flujo; Por ello, se justifica el uso de los modelos matemáticos (índices de estabilidad) que permiten predecir la formación de incrustaciones.

III.2.2.- Esquema metodológico utilizado

En la Figura 17, se observa el esquema utilizado para la realización del Trabajo Especial de Grado.

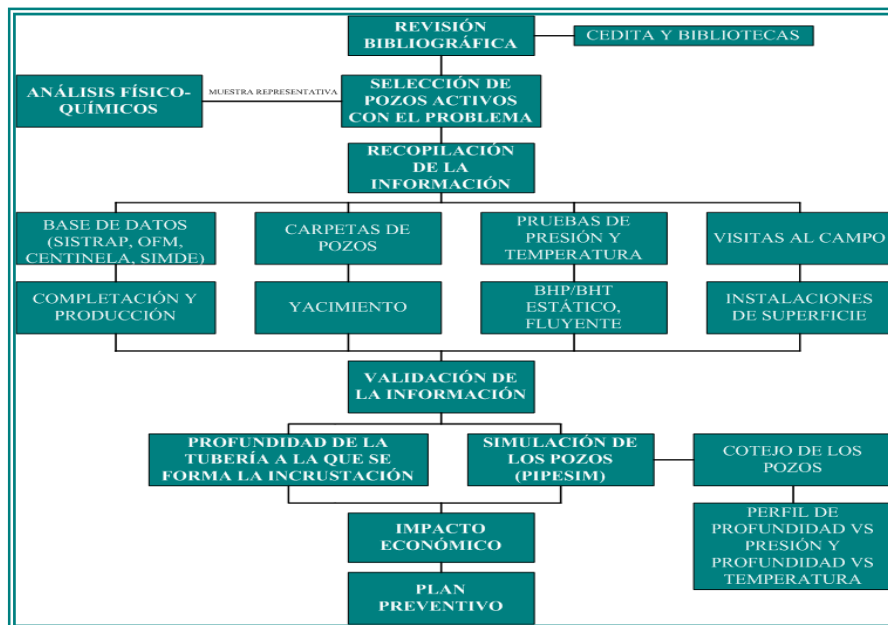


Figura 17. Esquema de la metodología utilizada.

III.2.2.1.- Revisión bibliográfica

La revisión bibliográfica consistió en la búsqueda y revisión de todo el material necesario para tener los conceptos básicos aplicados en el proyecto, entre otros: gas natural, yacimiento, características de las herramientas y aplicaciones utilizadas, estaciones de flujo y descarga, separadores, e instalaciones de superficie en general, ingeniería de producción; Esto con la finalidad de adquirir los conocimientos previos

que ayudaron al desarrollo del mismo. El Centro de Información Técnico de PDVSA (CEDITA) perteneciente a Producción Distrito Gas Anaco fue uno de los organismos que prestó su colaboración, proporcionando material bibliográfico relacionado con el objetivo general del trabajo, además del material suministrado por el asesor industrial; Biblioteca de la Universidad Centra de Venezuela, Biblioteca de la Escuela de Ingeniería Química de la U.C.V, de las cuales se pudo obtener información referente a los principios teóricos para el desarrollo de dicho tema.

III.2.2.2.- Identificación de los pozos activos del campo en estudio con el problema

Mediante la revisión de la base de datos de Sistema de Trabajos a Pozos (SISTRAP) se obtienen todos los pozos del Campo Santa Rosa a los cuales se les ha realizado trabajos asociados al problema de incrustaciones en los últimos diez (10) años.

Con la información del Potencial de Producción del mes de mayo del año 2007 (Apéndice A) se escogen de esa lista los pozos que se encuentran activos actualmente, con los cuales se inició el trabajo.

Una vez identificados los pozos a estudiar se procedió con la búsqueda, recopilación y validación de la información relativa a completación, producción, fluidos, arena y yacimiento e instalaciones de superficie de los pozos necesaria para la ejecución del estudio, información contenida en:

- Bases de datos como SISTRAP, Centinela 2000, OFM y SIMDE.
- Carpetas de pozos.
- Registros históricos de pruebas de presión, temperatura y producción de los pozos.
- Visitas al campo para corroborar la información.

III.2.2.3.- Análisis físico-químicos

Para realizar el análisis físicoquímicos al agua primero se efectúa un muestreo representativo de la población de los pozos activos con el problema, el criterio utilizado para la selección de la muestra fue: primero pozos más críticos, es decir aquellos que se les ha intervenido con mayor frecuencia por problemas de incrustaciones y además que durante los últimos diez (10) años el problema se haya presentado en la misma arena productora y/o yacimiento y segundo, que no tengan impedimento mecánico para tomar la muestra (ver correcta obtención de muestras en el Apéndice B).

La muestra de agua es recolectada a nivel de cabezal de pozo y los análisis físicoquímicos se realizan siguiendo las Normas COVENIN; Con ello, se determina la tendencia del agua de producción, ya que se calcula el índice de estabilidad, para esto se requiere obtener datos correspondientes a los de la Tabla 3:

Tabla 3. Análisis de agua requeridos

ANÁLISIS DE AGUA	
Alcalinidad P [ppm]	Alcalinidad M [ppm]
Bicarbonatos [ppm]	Calcio [ppm]
Carbonatos [ppm]	Cloruros [ppm]
Conductividad [μ s/cm]	Dureza cálcica [ppm]
Dureza total [ppm]	Gravedad específica
Hidrocarburos [%]	Hierro disuelto [ppm]
Hierro total [ppm]	H ₂ S disuelto [ppm]
Magnesio[ppm]	Oxígeno disuelto [ppm]
pH	Sodio [ppm]
Sólidos disueltos [ppm]	Sólidos suspendidos [ppm]
Sólidos totales [ppm]	Sulfatos [ppm]
Turbidez [NTU]	

III.2.2.4.- Profundidad de la tubería de producción a la que ocurre con mayor frecuencia la formación de incrustaciones

Mediante datos de incurrancia en la problemática, según registros históricos contenidos en las carpetas de pozos y base de datos SISTRAP, se obtiene la profundidad de la tubería a la que fue detectada la incrustación; Así como, las profundidades a las que se encuentran los accesorios que presenta la tubería, tales como: camisas de producción, camisas de circulación y niples.

Esto tiene como finalidad establecer la profundidad de la tubería de producción en la que se forma la incrustación en los pozos en estudio; A su vez, comprobar la relación existente entre la profundidad de los accesorios y la profundidad de la formación de incrustaciones en la tubería de producción. Los resultados se presentan mediante gráficas comparativas donde se visualizan las profundidades mencionadas. Esto es de gran utilidad para realizar la propuesta del plan preventivo.

III.2.2.5.- Simulación de los pozos

Para llevar a cabo este paso se necesita principalmente suministrar al simulador comercial PIPESIM información referente al yacimiento (datos de presión, temperatura y permeabilidades), completación (diámetro de la tubería, espesor de pared de la misma, profundidad e intervalo de la arena cañoneada) y producción del pozo (tasas de gas, tasas de crudo, relación petróleo-gas, porcentaje de agua y sedimento, °API, reductor, presión de cabezal y presión de línea). Así como, determinar las correlaciones de flujo que mejor se adapten al tipo de fluido y a las características de la zona en estudio, para esto se necesitan pruebas BHP- BHT fluyente de los pozos.

Una vez culminada esta etapa de suministro de información y escogencia de las correlaciones, se procedió a realizar las simulaciones relacionadas con el sistema de

producción desde el yacimiento hasta el separador, a través del módulo PIPESIM permitiendo así reproducir las condiciones individuales de los pozos. Para que la simulación refleje los datos reales se deben ajustar las tasas tanto de gas como de líquido del simulador, así como presiones de cabezal y línea con los datos actuales de cada pozo (con una desviación no mayor a 10 para las tasas y 15 por ciento para las presiones), esta acción es conocida como cotejo de los pozos.

Posteriormente se generan las gráficas del perfil de Profundidad vs Presión y Profundidad vs Temperatura para cada pozo y así verificar las presiones de operación de los mismos y las diversas caídas de presión existente en todo del sistema; Desde el yacimiento hasta la superficie, con este perfil y la profundidad a la que fue detectada la incrustación en la tubería se puede determinar un rango de presión y temperatura a la que es posible la precipitación de minerales en la tubería de los pozos estudiados y con ello, observar la influencia que tienen estas variables en la formación de incrustaciones.

III.2.2.6.- Impacto económico por el diferimiento de producción

Para obtener el impacto económico de las incrustaciones sobre la producción de gas en la Empresa se calcularon los costos asociados a la acción de corregir el problema una vez que se presenta (costos originados por la presencia de incrustaciones), que incluyen: costos de los servicios de subsuelo (guaya fina, *coiled tubing*, entre otros) que permiten la restauración a producción del pozo, y los costos asociados a la pérdida de producción en el tiempo; Para ello, se necesitó el registro histórico de cada pozo, que se obtuvo a través de los potenciales, aquí se pudo observar el diferimiento de producción en el tiempo en el cual ocurre el problema y así estimar las pérdidas económicas generadas. Se tomará en cuenta para los cálculos al pozo más crítico. Se establecen comparaciones entre los costos originados por la presencia de incrustaciones y los costos preventivos a fin de justificar la viabilidad de implementar un plan que permita evitar la formación de las incrustaciones en la tubería.

III.2.2.7.- Propuesta del plan preventivo

Con la investigación se podrá recomendar un plan preventivo que permita aplicar un tratamiento adecuado para cada pozo; Con ello, recuperar el potencial de producción de los pozos afectados y/o mantener el nivel productivo del campo en un tiempo más prolongado. El plan consta de dos partes:

✓ **Prevención mecánica**

Según los servicios de subsuelo que por formación de incrustaciones se requiera realizar para la restauración de la producción, se establece el intervalo de tiempo de aparición del problema en la tubería de producción de cada pozo, con ello, se puede determinar períodos de tiempo inferior por pozo para la ejecución de chequeos mecánicos de diagnóstico. Este tiempo también puede servir de referencia para la aplicación de un inhibidor de incrustaciones en la prevención química.

✓ **Prevención química**

La recomendación de la prevención química de incrustaciones antes de su aparición implica el uso de químicos o inhibidores. En esta investigación se mencionan las acciones necesarias que deben tenerse en cuenta al momento de aplicar el químico, lo cual servirá de información para posteriores estudios sobre el tema. Esto incluye dosis del inhibidor, evaluación económica o costo del inhibidor y técnicas de aplicación. Se debe realizar un análisis de eficiencia de los inhibidores para determinar el que mejor controla la deposición de los minerales en la tubería de producción sin causar contaminación del gas y crudo producidos; Se debe establecer el tiempo de aplicación, según la efectividad del químico para solucionar el problema. Además de un monitoreo del comportamiento de los pozos posterior a su aplicación, esto incluye chequeos mecánicos, caracterización del agua y cantidad residual del inhibidor.

CAPÍTULO IV: Resultados y discusión

IV.1.- Condición actual de los pozos en estudio

El estudio realizado abarcó 24 pozos de los 187 activos del Campo Santa Rosa para el mes de mayo del año 2007; fecha de inicio de este proyecto. En la Tabla 4, se muestran las diferentes arenas productoras y yacimientos en el cual fueron perforados los pozos estudiados y su ubicación en el campo.

Tabla 4. Pozos seleccionados para el estudio

POZOS	NIVEL	ESTACIÓN	ARENA PRODUCTORA	YACIMIENTO
RG-26	60	SREF-1	NAE3	RG-28
RG-28	60	SREF-1	NAL2	RG-22
RG-46	60	SREF-1	NAK3	RG-4
RG-192	60	SREF-1	MEF	RG-13
RG-197	60	SREF-1	COG	RG-9
RG-224	60	SREF-1	MEF	RG-13
RG-49	250	SREF-1	COEF	RG-14
RG-157	250	SREF-1	NAF2	RG-30
RG-174	250	SREF-1	COEF	RG-14
RG-190	250	SREF-1	VEF1	RG-4
RG-194	250	SREF-1	NAE1	RG-126
RM-1	250	SREF-1	VEE3	RM-1
RG-219	500	SREF-1	COEF	RG-14
RG-16	60	SREF-2	COB2	RG-58
RG-99	60	SREF-2	NA J1	RG-52
RG-71	60	SREF-4	NAJ1	RG-52
RG-74	60	SREF-4	COB4	RG-69
RG-80	60	SREF-4	VEA4	RG-47
RG-114	60	SREF-4	MOU	RG-23
RG-169	60	SREF-4	COEF	RG-14
RG-207C	60	SREF-4	MEJ1L	RG-100
RG-193	250	SREF-4	MET-3	RG-171
RM-12	60	SREF-6	VEE3	RM-1
RM-22	250	SREF-6	VEE3	RM-1

Se establece una relación de las ARENAS/YAC siguientes: MEF/RG-13, COEF/RG-14, NAJ1/RG-52 y VEE3/RM-1 con la formación de incrustaciones en la tubería; Debido a que, como se observa en la Tabla 4, existe recurrencia del fenómeno en dichas arenas.

Los pozos seleccionados están distribuidos entre las estaciones de flujo números 1, 2, 4 y 6 (SREF-1, SREF-2, SREF-4 y SREF-6), en los niveles de separación de 60, 250 y 500 psig como se muestra en el Figura 18.

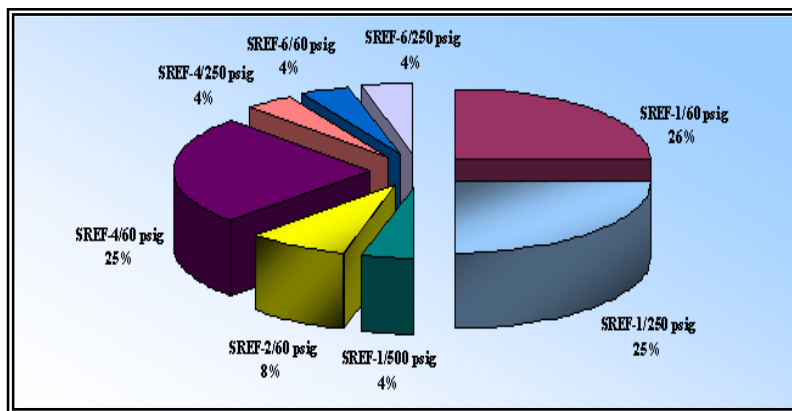


Figura 18. Distribución de los pozos por estación de flujo y nivel de separación.

El mayor porcentaje de los pozos en estudio (55%) fluye a la estación SREF-1, distribuidos casi uniformemente entre un nivel de separación de 60 y 250 psig. Una cantidad significativa (29%) fluye a la estación SREF-4, en su mayoría (25%) a un nivel de separación de 60 psig. A las estaciones de flujo SREF-2 y SREF-6 converge el menor porcentaje (8%) de los pozos estudio, los cuales se encuentran en su mayoría en el menor nivel de separación manejado por las estaciones del Campo Santa Rosa, es decir 60 psig; de acuerdo a la Figura 18.

Otro elemento importante para verificar las condiciones actuales de los pozos en estudio son las conexiones a nivel de cabezal, tales como: Tipo de completación mecánica, diámetro de la tubería de producción y reductores en los que están produciendo. Los pozos se encuentran con completaciones sencillas y dobles, tal como se muestra en la Tabla 5;

Además, producen con *tubing* de diámetros: 3 1/2 plg, 2 7/8 plg, 2 3/8 plg y combinaciones entre estos diámetros; con reductores de 3/8 plg, 3/4 plg y 1/2 plg.

Tabla 5. Tipo de completación mecánica de los pozos

Pozo	Tubing [plg]	Completación	Reductor [plg]	Tipo de material
RG-16	2 7/8	Sencilla	3/8	N-80
RG-26	2 7/8	Sencilla	3/8	N-80
RG-28	2 3/8	Sencilla	3/8	N-80
RG-46	2 7/8	Sencilla	3/8	N-80
RG-49	2 7/8 - 3 1/2	Sencilla	3/4	N-80
RG-71	2 3/8	Sencilla	3/8	N-80
RG-74	2 3/8	Sencilla	3/8	N-80
RG-80	2 7/8	Sencilla	3/8	N-80
RG-99	2 7/8	Sencilla	3/8	N-80
RG-114	2 3/8 - 2 7/8	Sencilla	1/2	N-80
RG-157	3 1/2	Sencilla	1/2	N-80
RG-169	2 7/8 - 2 3/8	Sencilla	1/2	N-80
RG-174	2 7/8 - 3 1/2	Sencilla	1/2	N-80
RG-190	2 7/8	Sencilla	1/2	N-80
RG-192	2 7/8	Sencilla	3/8	N-80
RG-193	2 7/8	Sencilla	1/2	N-80
RG-194	3 1/2	Sencilla	3/4	N-80
RG-197	3 1/2	Sencilla	1/2	N-80
RG-207C	2 7/8	Doble sarta	1/2	N-80
RG-219	2 7/8	Sencilla	1/2	Fox 13%Cr L-13
RG-224	2 7/8	Sencilla	1/2	N-80
RM-1	2 3/8 - 2 7/8	Sencilla	1/2	N-80
RM-12	2 7/8	Sencilla	1/2	N-80
RM-22	2 7/8	Sencilla	3/8	N-80

En la Tabla 5, se observa que existe sólo un pozo doble sarta (completación múltiple); Por lo que, la cantidad de pozos de tipo completación sencilla selectiva es predominante sobre la completación doble. Además, el tipo de material utilizado para la completación en la mayoría de los pozos es N-80 (acero al carbono).

Para tener una percepción más representativa, en la Figura 19, se muestra la distribución porcentual de los pozos con respecto al diámetro de la tubería de producción.

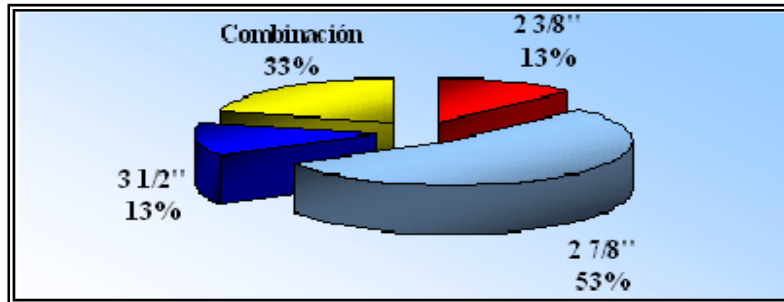


Figura 19. Distribución de los pozos por tubería de producción.

Se observa en la Figura 19, que un 13% de los pozos estudiados producen con una tubería de diámetro 2 3/8 plg; Otro 13% están completados con una tubería de diámetro 3 1/2 plg, un 33% con tuberías de diámetros combinados de: 2 7/8-2 3/8 plg y 3 1/2-2 7/8 plg. El mayor porcentaje de los pozos (53%) está completado con una tubería de diámetro de 2 7/8 plg.

A su vez, en la Figura 20, se observa la distribución porcentual de los pozos con respecto al tamaño (diámetro) del reductor o estrangulador que se encuentra instalado en el cabezal.

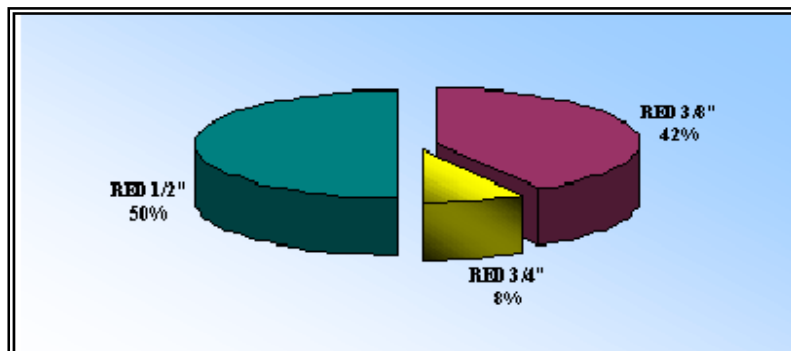


Figura 20. Distribución de los pozos por reductor.

Según la Figura 20, un 50% de los pozos producen con un diámetro de reductor de 1/2 plg, 42% con un diámetro de 3/8 plg y el menor porcentaje (8%) de los pozos en estudio se encuentran produciendo con un reductor de diámetro de 3/4 plg.

En la Tabla 6, se presentan las tasas de los fluidos (gas y líquido) que son producidos por los pozos en estudio. Los cuales, poseen una alta relación gas-líquido, es decir están orientados hacia la producción de gas; A su vez, existe una cantidad de líquido (condensado y agua, expresada en BBPD) considerable asociada a la producción. La tasa de líquido proviene del yacimiento (condensado, expresado en BNPD) y algún acuífero cercano al yacimiento perforado y/o arena productora (agua en BAPD).

Tabla 6. Cantidad de fluido producido por los pozos en estudio.

POZO	BBPD	BNPD	BAPD	MMPCGD	°API
RG-16	6	3	3	0.814	56.7
RG-26	2	1	1	0.511	45.3
RG-28	2	1	1	0.638	44.3
RG-46	5	2	3	1.261	39.4
RG-49	10	2	8	5.240	50.1
RG-71	9	9	0	1.327	54.3
RG-74	10	6	4	0.591	52.1
RG-80	5	1	4	0.544	50.6
RG-99	4	4	0	1.662	51.5
RG-114	4	1	3	1.332	45.4
RG-157	20	6	14	1.447	50.6
RG-169	16	8	8	2.828	49.9
RG-174	17	3	14	2.740	47.6
RG-190	30	6	24	3.562	46.1
RG-192	22	11	11	1.679	49.7
RG-193	12	7	5	2.669	43.8
RG-194	15	13	2	6.586	67.1
RG-197	43	22	21	0.672	44.3
RG-207C	60	16	44	1.967	43.4
RG-219	9	1	8	2.018	44.1
RG-224	520	518	2	0.692	49.6
RM-1	2	0	2	2.916	51.7
RM-12	3	2	1	2.164	45.0
RM-22	23	7	16	1.332	36.0

El fluido producido por los pozos en estudio, se puede decir, en base a las características observadas en la Tabla 6, que posee alta calidad para su comercialización y venta; Ya que, además de que la gravedad es superior a 36 °API, el líquido producido es proveniente de un gas, es decir es un gas condensado.

En cuanto a la tasa de agua producida (BAPD) es mayor a la tasa de condensado (BNPD) en más de un 65% de los pozos con la problemática; Por lo que, se puede decir que la producción de agua juega un papel fundamental en la formación de incrustaciones minerales.

La producción total de los pozos se ve afectada por la formación de incrustaciones en las tuberías; En este caso, se puede observar que la producción de gas (MMPCGD) es menor a 1.5 MMPCGD en un 50% de los pozos; Este valor, se considera bajo en la práctica.

IV.2.- Evaluación del tipo de incrustación encontrado en el pozo TM19

Las incrustaciones presentes en la tubería de producción están formadas por minerales de baja solubilidad, como: carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario, sulfato de estroncio, carbonato de hierro, sales de magnesio y sílice (poco común). La mayoría de los depósitos contienen una mezcla de incrustaciones, una de las cuales usualmente es predominante. Es por ello, que es necesario identificar con exactitud el tipo de incrustación que se encuentra en la zona de estudio; Con ello, se garantiza que una mayor eficiencia de la técnica utilizada para su eliminación y/o prevención.

Se evaluó una muestra de incrustación extraída de la tubería compuesta de acero al carbono API N80 (0.28%C, 1.48%Mn, 0.26%Si, 0.20%Cr, 0.10%Mo, P y S: 0,0015% máx) del pozo TM19, perteneciente al Área Mayor de Anaco, por la técnica de MEB-EDX.

En la Figura 21, se observa la vista general de la tubería con depósito incrustado en su superficie interna; Además, el detalle de la muestra posterior al corte (la zona de corte y la superficie metálica desprovista del depósito).



Figura 21. Apariencia macroscópica de la muestra extraída de la tubería de producción del pozo.

De acuerdo a la Figura 21, la tubería sufrió un daño severo. La obstrucción, debido a la formación de incrustaciones, reduce en más de un 50% el diámetro original de la tubería; Lo cual, además de afectar en gran medida la producción, influye en el buen estado de la configuración mecánica del pozo.

El impacto económico es, a su vez, elevado; Debido a las subsecuentes intervenciones con equipos de subsuelo que se requieren para la eliminación del depósito incrustado, además de la pérdida de producción que ocasiona.

Se analizaron, tanto el depósito como la superficie metálica, para identificar la naturaleza química de los componentes que se encuentran en la tubería.

En la Figura 22, se presenta el resultado del análisis realizado al depósito encontrado en el interior de la tubería, mediante la técnica de Difracción de Rayos X.

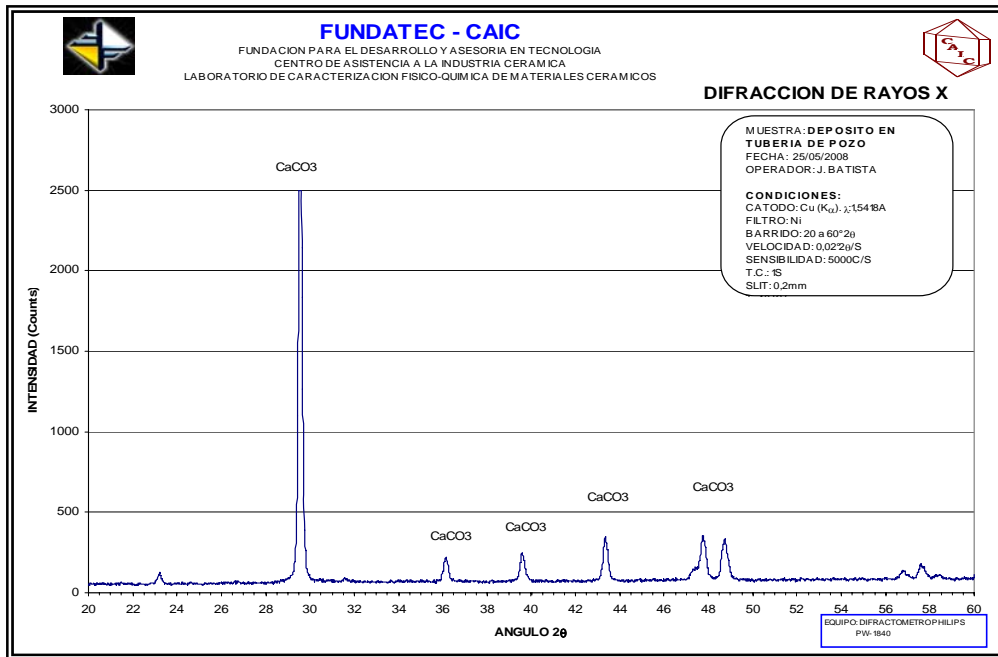


Figura 22. Análisis del depósito incrustado en la superficie interna de la tubería, mediante Difracción de Rayos X.

Todos los picos que resultaron a los diferentes ángulos estudiados, según la Figura 22, indican que la composición química del depósito incrustado es carbonato de calcio.

Esto confirma, que el mineral depositado en la tubería de los pozos del área en estudio es carbonato de calcio.

En la Figura 23, se muestra el resultado del análisis morfológico y químico de la superficie metálica sin limpieza química, mediante MEB-EDX. Esto incluye, una vista general (a), así como, análisis puntual de las zonas que presentan diferentes tonalidades en la superficie (b y c).

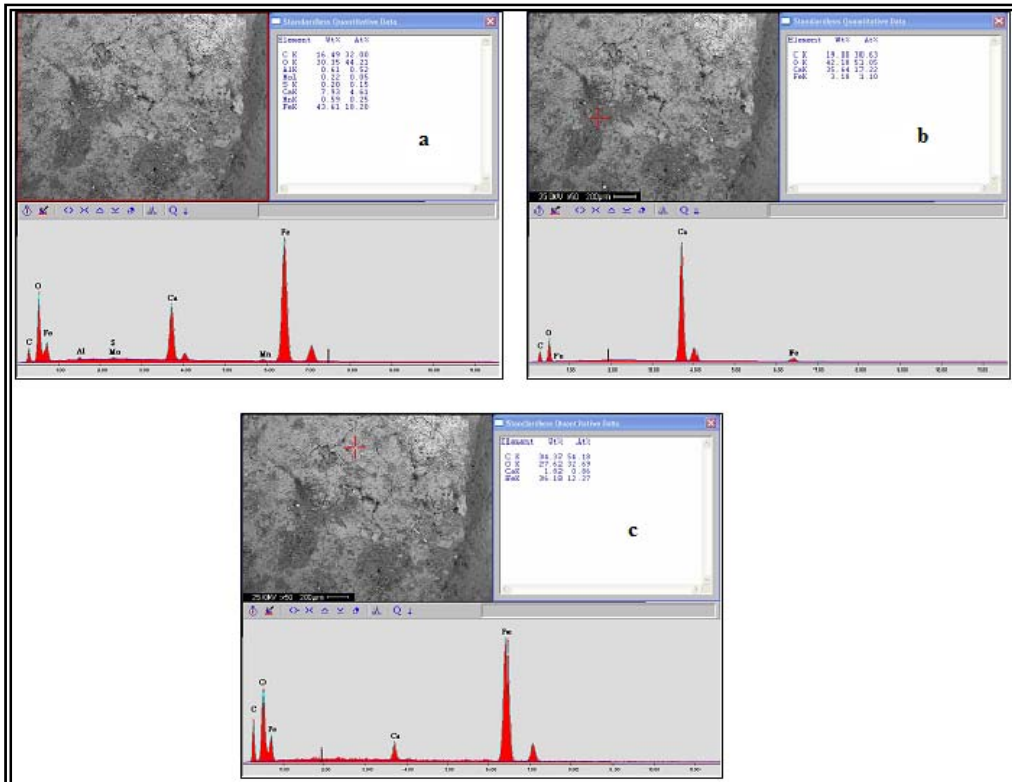


Figura 23. Análisis morfológico y químico de la superficie metálica sin limpieza química, mediante MEB-EDX. a) Vista general de la superficie. b) Análisis puntual de la zona más oscura del metal. c) Análisis puntual de la zona más clara del metal.

En general, en la Figura 23 (a), se observa la presencia de mayor cantidad en la tubería, de compuestos que contienen iones hierro y oxígeno (producto de la corrosión); Además de iones calcio proveniente de la incrustación. La cantidad de C, Mn y Mo presentes en la superficie metálica provienen del material de la completación (aleación) y el S del medio (fluido).

Al analizar las zonas que presentan diferentes tonalidades en la superficie, como se observa en la Figura 23 (b y c); Se obtiene que, la zona más oscura del metal (b), está compuesta en su mayoría por carbonato de calcio. Lo cual, es indicativo de que una vez removido, queda remanente del depósito incrustado en la tubería.

La zona de la superficie metálica, cuya tonalidad es más clara (c), es rica en carbonato de hierro; Lo que indica, corrosión por CO_2 bajo el depósito incrustado en la tubería de producción.

En la Figura 24, se presenta el resultado del análisis morfológico y químico de la superficie metálica posterior a la limpieza química, mediante MEB-EDX.

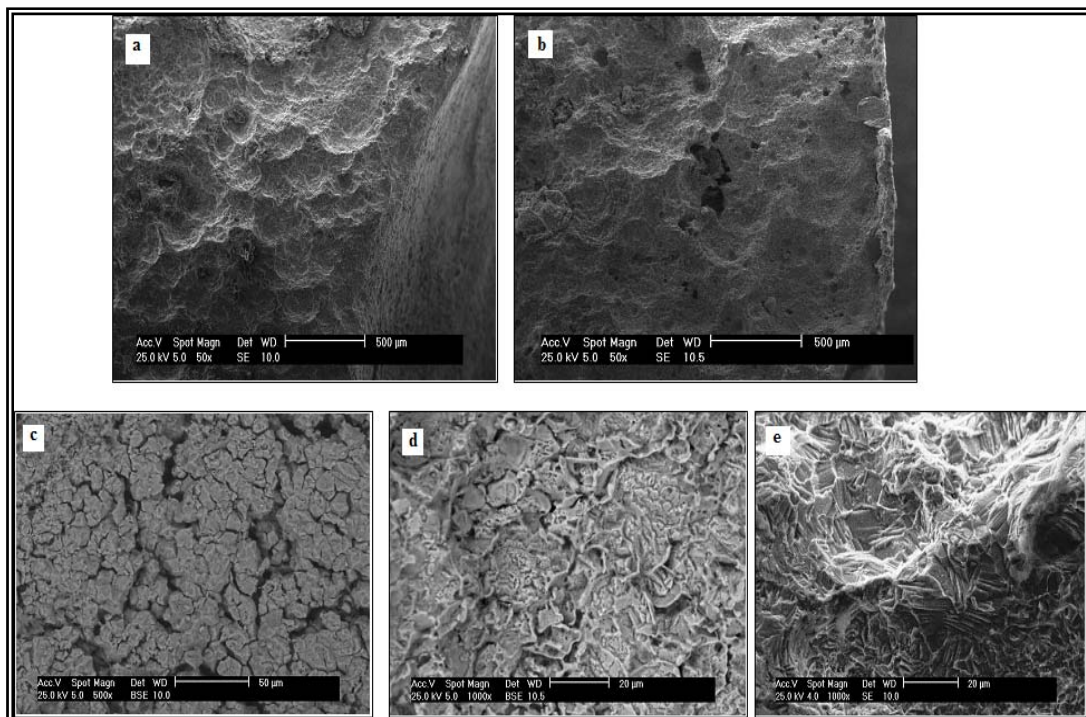


Figura 24. Análisis morfológico y químico de la superficie metálica posterior a la limpieza química, mediante MEB-EDX. a y b) Vista general de la superficie. c) Cristales de carbonato de hierro. d y e) Ataque por CO_2 .

De acuerdo a la Figura 24 (a), el borde externo de la superficie metálica está caracterizada por la coalescencia de múltiples picaduras, en (b) se observa el interior de la picadura. Esto es, evidencia de corrosión en la tubería.

Según la Figura 24 (c), existen cristales remanentes de carbonato de hierro en la tubería metálica y además un ataque selectivo de la fase del acero por corrosión por CO₂ (d y e). Por lo que, se confirma que existe un problema de corrosión aunado a la formación de incrustaciones.

IV.3.- Caracterización del agua

IV.3.1.- Calidad del agua

Los análisis físico-químicos realizados al agua permitieron determinar la tendencia incrustante o corrosiva del agua de producción, es decir permite su caracterización. Por razones económicas se efectúa un muestreo representativo de la población, en la Tabla 7, se presentan los pozos seleccionados para el muestreo.

Tabla 7. Pozos seleccionados para el muestreo.

Pozos a muestrear			
RG-74	RG-169	RG-192	RG-219

Para la caracterización del agua se recibió el apoyo de la empresa que actualmente suministra el tratamiento químico en el Campo Santa Rosa; Casa química, que junto a PDVSA San Tomé facilitaron los laboratorios y reactivos necesarios para realizar el análisis del agua de producción.

En la Tabla 8, se presentan los parámetros fisicoquímicos de los pozos seleccionados para el muestreo obtenidos por la casa química. (Ver en la Tabla C.1, del Apéndice C todos los resultados de los análisis fisicoquímicos).

Tabla 8. Características fisicoquímicas del agua de producción de la muestra seleccionada.

Parámetros fisicoquímicos	POZO RG-74	POZO RG-169	POZO RG-192	POZO RG-219
pH @ 25°C	6.80	6.50	6.25	5.00
Alcalinidad P [ppm]	0.00	0.00	0.00	0.00
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 [μ s/cm] @ 30°C	280.00	530.00	216.00	-
CO ₂ 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
H ₂ S en gas [ppm]	5.00	5.00	-	5.00
Magnesio [ppm]	14.58	17.01	7.29	19.44
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

Los parámetros más importantes analizar en aguas, son los requeridos para el cálculo del índice de estabilidad de Stiff y Davis; Éstos son, básicamente el pH, la alcalinidad a la fenolftaleína (para determinación de CO₂ disuelto) la alcalinidad al naranja de metilo (para determinar CO₃H⁻) expresado como CaCO₃, dureza cálcica y dureza total que permiten determinar iones calcio y magnesio.

Ciertas propiedades del agua pueden variar ampliamente después de un muestreo, siendo la más usual el pH, por lo que el análisis se realiza al momento de tomar la muestra. Como se puede observar en la Tabla 8, los valores de pH obtenidos se encuentran entre 5.00 y 6.80 indicando un sistema semi ácido. A su vez, se cumple que para valores de pH entre 5.50 y 8.00 predominan los iones bicarbonatos que favorecen la precipitación del CaCO_3 ; El agua de formación que contiene iones carbonatos tendrá valores de pH mayores a 8.00.

Como era de esperarse, en general, el agua producida por los pozos analizados tiene una dureza significativa; Lo cual, es evidencia de la existencia de iones calcio y magnesio que al reaccionar con los iones bicarbonatos y carbonatos, respectivamente, forman incrustaciones de CaCO_3 y MgCO_3 . Sin embargo, según los resultados de la Tabla 8, y aunque hay presencia de iones magnesio en la muestra, la cantidad de iones carbonatos es nula, debido a que el pH no excede valores de 8.00. En cuanto a la cantidad de iones sodio, se cumple que excede la concentración de iones calcio en todos los pozos estudiados.

La cantidad de sulfatos presente en las muestras, según la Tabla 8, no excede el valor de 1.00 ppm; y la concentración de H_2S y CO_2 gaseoso en la muestra es relativamente baja. Se conoce además, por cromatografías hechas en los pozos del campo estudiado que las concentraciones de H_2S acuoso son casi nulas y de CO_2 disuelto menores a 7%; Por lo que, el problema asociado a la formación de incrustaciones se afianza. Recordemos que, en general, la pérdida de CO_2 de las aguas, aumenta el pH y disminuye la solubilidad del carbonato de calcio, provocando la formación de incrustaciones en la tubería de producción.

En la Tabla C.2, del Apéndice C se presentan los valores de presión parcial de CO_2 a diferentes condiciones de temperatura y presión de los pozos analizados; Aquí se puede observar, que en el pozo RG-219, los valores de la presión parcial de CO_2 son más altos (mayor cantidad de CO_2 disuelto), en comparación a los pozos RG-192, RG-169 y RG-74; Por lo que, la tendencia de este pozo a formar incrustaciones será menor.

Otra propiedad analizada fue el contenido de cloruros (NaCl), el cual es muy importante debido a que una excesiva concentración de cloruros puede provocar la corrosión metálica del sistema, dependiendo principalmente de la alcalinidad del agua. Los resultados obtenidos en la Tabla 8, muestran que el pozo RG-169 posee mayores cantidades de cloruros en comparación con el resto de los pozos, sin embargo, todos poseen grandes cantidades de cloruros en el agua favoreciendo la corrosión y con ello, la nucleación heterogénea y adherencia de los cristales a la tubería.

Por otro lado, la cantidad de TDS en el agua es mayor en el pozo RG-169; Esto nos indica, que el fenómeno de nucleación homogénea también está presente en este pozo, por lo que tendrá mayor tendencia a la formación de incrustaciones.

Por último se realizó un análisis de los iones de hierro, el cual es una de las propiedades más importante ya que nos indican la presencia de un proceso corrosivo. Generalmente, en las aguas subterráneas se encuentran hierro en forma de ión ferroso ($\text{Fe}(\text{OH})_2$) que en determinadas concentraciones produce color o turbiedad, cuando entra en contacto con la atmósfera se oxidan a ión férrico ($\text{Fe}(\text{OH})_3$) dando el característico color pardo marrón al agua. Estos forman depósitos que debido a su porosidad sigue permitiendo el proceso de corrosión. Un sistema debería una concentración menor a 5.00 ppm de hierro total. Un contenido mayor de 30.00 ppm podría indicar una condición seria de corrosión. De la Tabla 8, se observa que el contenido de hierro obtenido en el agua de los pozos RG-74 y RG-169 esta por encima de 30.00 ppm; indicando que existe un problema de corrosión aunado a la formación de incrustaciones.

IV.3.2.- Tendencia del agua

Una vez obtenidos los parámetros fisicoquímicos, se analizaron los pozos según la tendencia que presenta el agua; Evaluando los índices desarrollados para predecir su estabilidad. (Ver cálculos tipo de los índices de saturación según las ecuaciones de: Stiff y Davis, Langelier y Ryznar en el Apéndice D).

A continuación, se presenta en la Figura 25, los resultados del índice de saturación mediante las ecuaciones de Stiff y Davis en función de la temperatura.

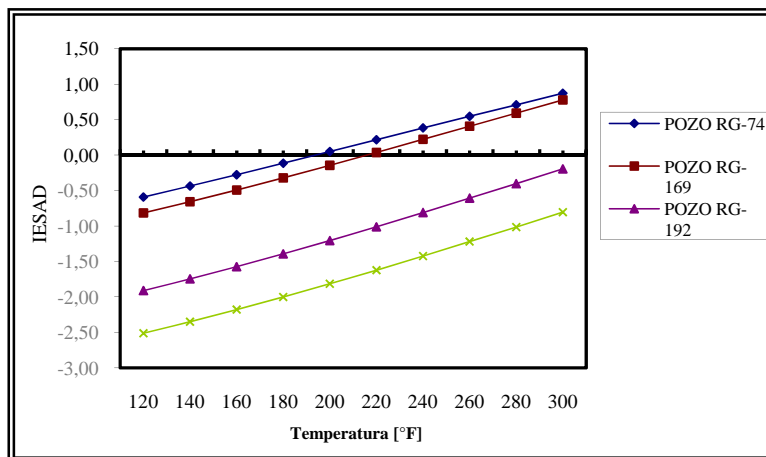


Figura 25. Índices de estabilidad del agua analizada según Stiff y Davis en función de la temperatura.

Los resultados obtenidos presentados en la Figura 25, permiten confirmar la tendencia incrustante del agua producida por los pozos RG-74 y RG-169. En los pozos RG-192 y RG-219, existe insaturación del agua con carbonato de calcio; por lo tanto, la formación de incrustaciones no ocurrirá, según el índice de estabilidad de Stiff y Davis.

Temperaturas superiores a 200 °F (93 °C) en el pozo RG-74 y a 220 °F (104 °C) en el pozo RG-169, cambia el contenido de minerales presentes en el agua, pasando de un estado de solubilidad a un nivel saturado (ver Figura 4); Es decir, en este punto es cuando la

tendencia del agua pasa a un nivel de saturación con CaCO_3 que producirá la formación de incrustaciones en la tubería.

En la Figura 26, se presentan los resultados del índice de estabilidad según Langelier. Su interpretación es similar a Stiff y Davis; Es decir, si el índice resulta un valor positivo indica que el agua esta sobresaturada y puede precipitar carbonato de calcio; En caso contrario indica que el agua es corrosiva.

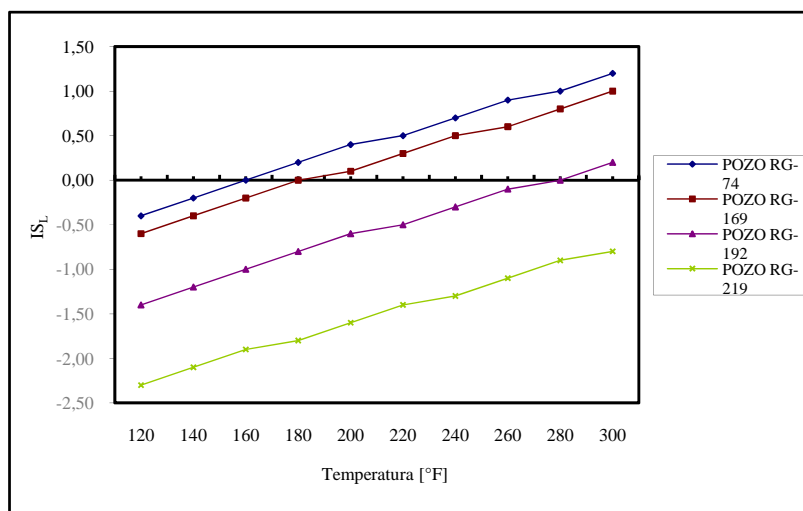


Figura 26.- Índices de estabilidad del agua analizada según Langelier en función de la temperatura.

La tendencia del pozo RG-74, según Langelier resultó ser incrustante a temperaturas superiores de 160 °F (71.1°C); Mientras que el pozo RG-169 a temperaturas por encima de 180 °F (82.2°C) el carbonato de calcio precipitará. Se evidencia tendencia corrosiva a nivel de superficie en los pozos mencionados, donde las temperaturas son menores a 140 °F (60°C).

En cuanto al pozo RG-192, según Langelier, tendrá tendencia corrosiva hasta temperatura superiores a 280 °F (137.8 °C), donde la tendencia pasa a ser incrustante. La tendencia del pozo RG-219 será corrosiva desde la superficie hasta el fondo del pozo.

En la Figura 27, se muestra el comportamiento del índice de saturación según Ryznar a diferentes temperaturas.

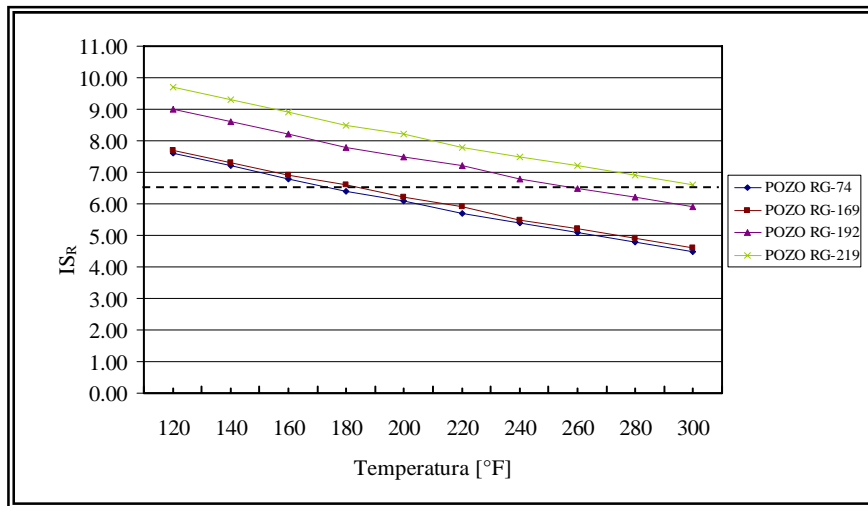


Figura 27. Índices de saturación del agua analizada según Ryznar en función de la temperatura.

De la Figura 27, podemos deducir que los pozos RG-74 y RG-169 tendrán tendencia corrosiva hasta una temperatura de 180 °F (82.2 °C) aproximadamente, temperaturas superiores a este valor la tendencia será incrustante y a temperaturas superiores a 250 °F (121.1°C) aproximadamente la tendencia será fuertemente incrustante para ambos pozos.

Por otro lado, para el pozo RG- 192, la tendencia resultó corrosiva hasta una temperatura de 260 °F (126.7°C); Al superar este valor de temperatura la tendencia será incrustante. El pozo RG-219, tendrá tendencia corrosiva a lo largo de toda la tubería de producción.

IV.4.- Profundidad

Esta sección se refiere a establecer la profundidad de la tubería de producción a la que ocurre con mayor frecuencia la formación de incrustaciones; Lo cual permite la ubicación

del problema en la tubería del pozo, además de ser útil para la aplicación de un tratamiento químico o plan preventivo que se realice en el campo.

En la Figura 28, se presenta la profundidad de la tubería a la que fue detectada la incrustación en cada uno de los 24 pozos en estudio.

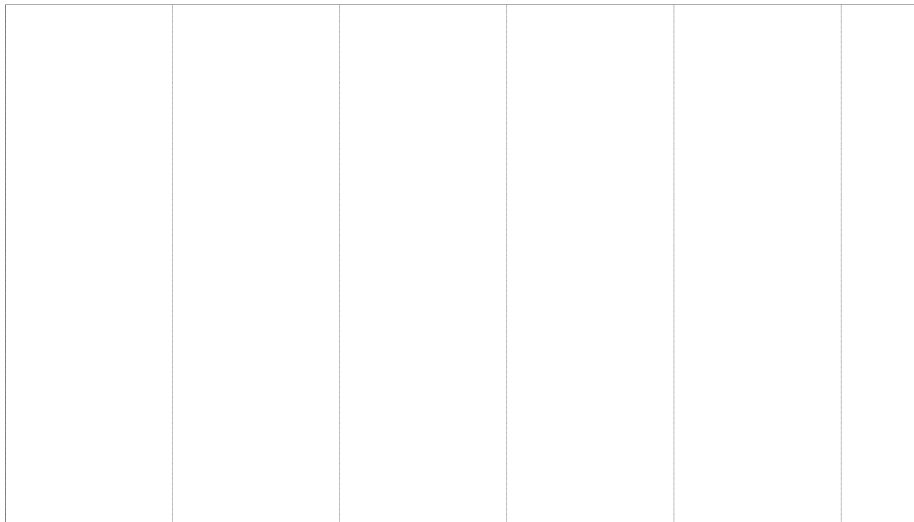


Figura 28. Profundidad de la tubería de producción frecuente para la formación de incrustaciones en los pozos del campo en estudio.

Como se observa en la Figura 28, en un 79 % de los pozos en estudio, la incrustación formada fue detectada a una profundidad de tubería mayor a 6000 pies (1.8 km); Lo cual, es evidencia que en general, la precipitación de carbonato de calcio, se produce con mayor frecuencia en el fondo de la tubería. Donde, las condiciones de operación del pozo, temperatura y presión son más altas. En el 21% de los pozos restantes, la formación de la incrustación, se presenta a una profundidad de tubería menor a 6000 pies; esto puede ser originado por algún accesorio presente en la tubería que ocasione un cambio en las condiciones de operación del pozo.

Como se ha mencionado, los factores hidrodinámicos, tienen una influencia determinante en la formación de incrustaciones en la tubería; Esto involucra, las caídas de presión por

presencia de contracciones y ensanchamientos bruscos, los cambios de nivel de presión en una corriente de fluido, irregularidades en las superficies de flujo y presencia de accesorios en la tubería. En la Tabla E.1, del Apéndice E; se presentan las profundidades de la tubería donde se encuentran los accesorios (camisas de producción y nipples) que pueden provocar cambios bruscos de presión.

En la Tabla E.1, se observa que existe una estrecha relación entre la profundidad donde se encuentran los accesorios de la tubería y las profundidades a la que fueron detectados los depósitos minerales en dicha tubería. Resultó que, en un 50 % de los pozos, la profundidad en la que se forman los depósitos coincide con la profundidad a la que se encuentra algún accesorio en la tubería; Por lo cual, se deduce que los accesorios y/o configuración mecánica influye significativamente, favoreciendo la formación de incrustaciones; Esto es, debido a los cambios bruscos de presión, que por diferencia de diámetro ocurren en el interior de la tubería en el fondo del pozo.

En la Figura 29, se observa la cercanía entre ambas profundidades (incrustación-accesorio) de los pozos considerados para el análisis fisicoquímico.

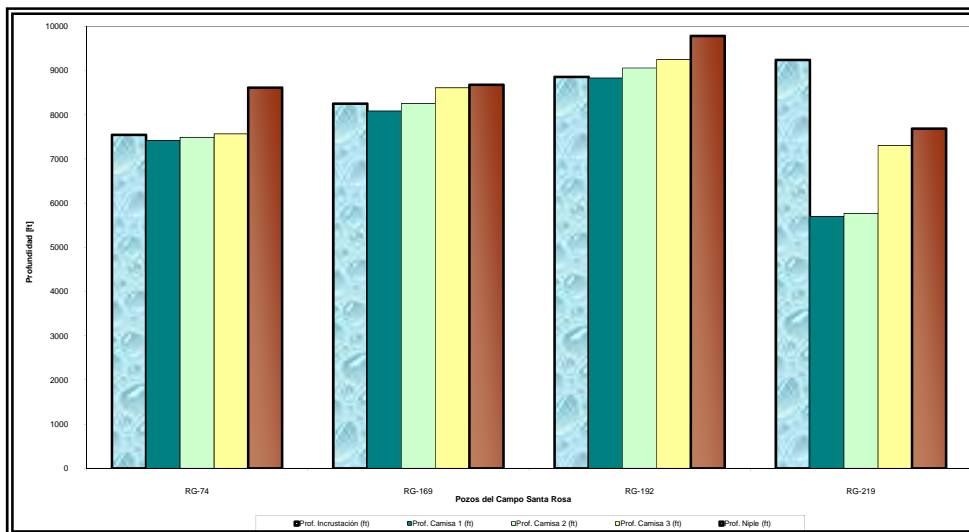


Figura 29. Profundidades de formación de incrustación y ubicación de accesorios en la tubería de producción de los pozos RG-74, RG-169, RG-192 y RG-219.

Como se observa, en la Figura 29, la profundidad de la tubería a la que se forman los depósitos minerales es muy cercana a la profundidad a la que se encuentran los accesorios, a excepción del pozo RG-219; Lo cual, es consecuencia, de que el pozo a cambiado su configuración mecánica recientemente. Es decir, debido a un reacondicionamiento, RA/RC (cambio de tubería y zona productora) realizada al pozo recientemente, se encuentra produciendo en una arena diferente a la que presentó el problema al iniciar la investigación; Por lo que, no es posible establecer la relación incrustación-accesorio en este pozo.

IV.5.- Simulación de los pozos

Las condiciones de operación a las cuales ocurre la formación de incrustaciones obtenidas por la simulación para todos los pozos en estudio, se presentan en la Tabla 9. (Ver procedimiento de cálculo en el Apéndice F).

Tabla 9. Condiciones de operación (presión y temperatura) a la cual se forman las incrustaciones en los pozos en estudio.

POZOS	ARENA	YAC.	Prof. Incrustación [ft]	Presión [psig]	Temp. [°F]	Rango de P [psig] y T [°F] por arena y yacimiento
RG-16	COB2	RG-58	9,020	500	257	
RG-26	NAE3	RG-28	4,730	371	167	
RG-28	NAL2	RG-22	5,945	360	185	
RG-46	NAK3	RG-4	5,947	RA/RC		
RG-49	COEF	RG-14	7,995	947	240	895>P>947 y 237>T>240
RG-71	NAJ1	RG-52	6,950	RA/RC		
RG-74	COB4	RG-69	7,547	515	205	
RG-80	VEA4	RG-47	7,602	405	207	
RG-99	NA J1	RG-52	5,100	598	177	
RG-114	MOU	RG-23	6,592	RA/RC		
RG-157	NAF2	RG-30	9,810	RA/RC		
RG-169	COEF	RG-14	8,255	895	237	

(Continuación) Tabla 9. Condiciones de operación (presión y temperatura) a la cual se forman las incrustaciones en los pozos en estudio.

POZOS	ARENA	YAC.	Prof. Incrustación [ft]	Presión [psig]	Temp. [°F]	Rango de P [psig] y T [°F] por arena y yacimiento
RG-174	COEF	RG-14	9,273	Reacond		
RG-190	VEF1	RG-4	1,165	695	148	
RG-192	MEF	RG-13	8,859	1049	264	926>P>1049 y 264>T>271
RG-193	MET-3	RG-171	8,970	923	261	
RG-194	NAE1	RG-126	8,620	Reacond		
RG-197	COG	RG-9	8,579	563	256	
RG-207C	MEJ1L	RG-100	9,380	908	263	
RG-219	COEF	RG-14	9,243	Reacond		
RG-224	MEF	RG-13	9,140	926	271	
RM-1	VEE3	RM-1	6,860	916	216	916>P>969 y 216>T>218
RM-12	VEE3	RM-1	8,227	Reacond		
RM-22	VEE3	RM-1	7,509	969	218	

En general, en la Tabla 9, se confirma que la profundidad de formación de incrustaciones en la tubería de producción de los pozos estudiados, está asociada directamente a unas condiciones de temperatura y presión favorables; Lo cual, se denominará condiciones incrustantes. En el 96% de los pozos en estudio la formación de incrustaciones se presenta en el fondo de la tubería, donde las condiciones incrustantes poseen los valores de presión y temperatura más altos (cercanas a la P y T del yacimiento). Cabe destacar, que las presiones de yacimiento de los pozos en estudio son bajas (menores a 1300 psig).

A su vez, se logró establecer un rango de presión y temperatura a la cual ocurre el fenómeno, en las arenas donde existe recurrencia del problema. Cabe destacar, que no se encontró un patrón que permita inferir una profundidad característica para la formación de incrustaciones; La deposición del mineral, ocurrirá a condiciones de presión y temperatura favorables. Por lo que, los factores más influyentes (además de la calidad del agua producida por el pozo) son las condiciones incrustantes.

La influencia de la temperatura en la formación de incrustaciones, se corrobora en el cálculo de los índices de saturación; Donde, es el factor determinante para determinar la tendencia incrustante o corrosiva del agua.

La presión, a su vez, juega un papel importante en la formación de incrustaciones sólo cuando existen caídas de presión bruscas en el sistema de producción; Estas diferencias de presión, originan cambios en la composición del agua producida, es decir, disminuye la presión parcial de CO₂ y con ello la cantidad de este gas disuelto en el agua, lo que produce un aumento del pH que conlleva a la precipitación de las sales minerales en la tubería. En los pozos en estudio, resultaron que caídas de presión en los accesorios mayores a 5 psig, conlleva a la formación del depósito.

En la Tabla 10, se observan las condiciones de temperatura a la cual ocurre la formación de incrustaciones de los pozos RG-74, RG-169, RG-192 y RG-219; Obtenidas por los índices de estabilidad calculados y los resultados de la simulación.

Tabla 10. Condiciones de temperatura a la cual incrustan los pozos RG-74, RG-169, RG-192 y RG-219; Según los índices de estabilidad calculados y los resultados de la simulación

POZO	TEMPERATURA INCRUSTANTE [°F]				% Desviación
	IESAD	Langelier	Ryznar	Simulación	
RG-74	200	180	180	205	2.4-12.2
RG-169	220	200	200	237	7.2-15.6
RG-192		280	260	264	6.1-1.5
RG-219	No incrustante				

En la Tabla 10, se observa, que las condiciones de temperatura obtenidas por el simulador coinciden con las condiciones de operación (temperatura) a la cual se predijo que ocurre la precipitación de los depósitos minerales en la tubería de producción, según los índices de estabilidad del agua calculados mediante las diferentes ecuaciones utilizadas.

En la Figura 30, se presenta el procedimiento que permitirá predecir cualitativamente la mayor o menor tendencia de un pozo en particular a presentar problema de incrustaciones; Según, los resultados obtenidos en el presente Trabajo Especial de Grado.

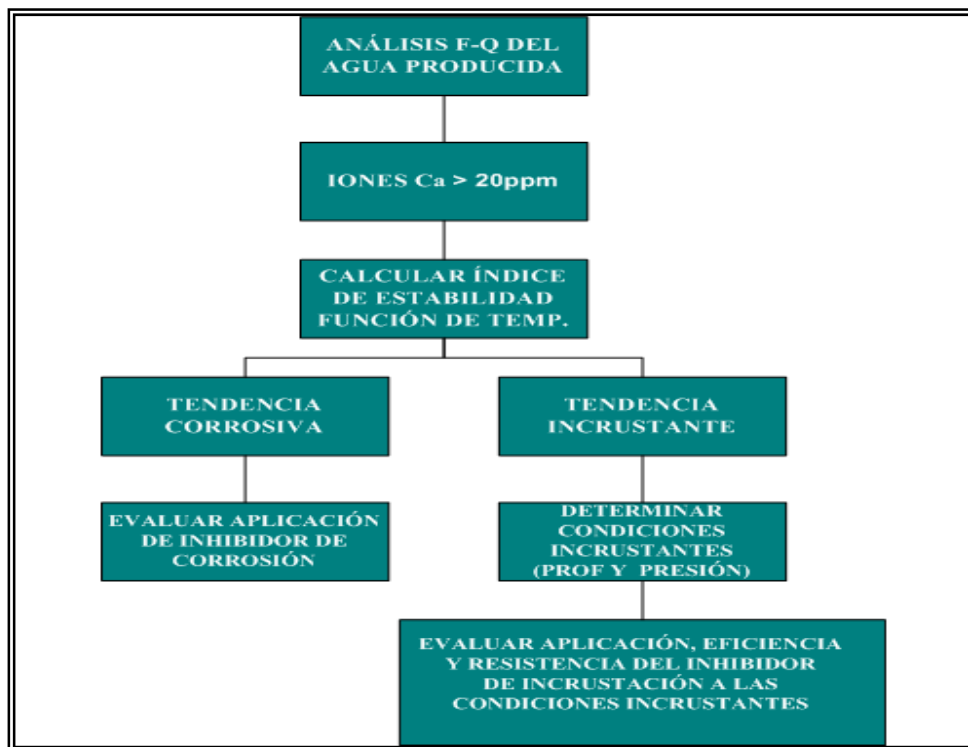


Figura 30. Procedimiento cualitativo para determinar la tendencia de un pozo a formar incrustaciones.

Es importante destacar, que la concentración de iones calcio presentes en el agua puede variar; Esto dependerá, del área de estudio.

IV.6.- Evaluación económica

En la Tabla 11, se presentan los costos que genera a la empresa corregir el problema de incrustaciones en la tubería de producción del pozo RG-169 en arena COEF del yacimiento RG-14 del Campo Santa Rosa y los costos asociados a prevenir la aparición de incrustaciones. (Ver el cálculo de los costos, en Apéndice G)

Tabla 11. Costo asociado a corregir el problema vs costo preventivo

Costo asociado a corregir el problema [\$/año]		Costo preventivo [\$/año]	
Sin reemplazo de tubería	Con reemplazo de tubería	Tratamiento mecánico	Tratamiento químico
2,412,475.03	3,203,172.71	27,906.98	1,000,000.00

De acuerdo a la Tabla 11, y como era de esperarse, los costos asociados a la acción preventiva son menores a los costos originados por la presencia de incrustaciones en la tubería de producción. Lo cual, justifica la viabilidad de implementar un plan que permita evitar la formación de los depósitos minerales en la tubería.

A su vez, aunque el tratamiento mecánico genera menos costos en comparación al tratamiento químico; Este último es preferible. Ya que, en la aplicación del tratamiento mecánico existen riesgos que pueden variar y aumentar los costos por complicaciones que se pueden presentar al realizar los chequeos mecánicos; Esto incluye, disponibilidad del equipo necesario, ruptura de la guaya dentro del pozo (origina un pescado que requiere subsecuentes intervenciones al pozo para restaurar la producción), entre otros. Mientras que la aplicación continua del tratamiento químico no necesita supervisión constante una vez instalado al sistema de producción y no es necesario interrumpir la producción del pozo cada cierto tiempo.

IV.7.- Plan preventivo

La prevención mecánica, se aplica en el pozo RG-169; Realizando, chequeos mecánicos de diagnóstico cada 15 días. Este tipo de prevención, no es lo suficientemente eficiente como para llevarlo a cabo en todos los pozos del campo en estudio. Debido a que es posible, que la aparición del problema se produzca en un intervalo de tiempo menor a 15 días; Lo cual, ha pasado en dicho pozo.

Debido a esto, es necesaria la aplicación de un tratamiento químico que junto a los chequeos mecánicos, inhiba la formación de incrustaciones en el Campo Santa Rosa.

Se recomienda, para la prevención química, tomar en cuenta los siguientes aspectos:

Evaluar con pruebas piloto, la eficiencia y compatibilidad con los fluidos producidos por el pozo, de los inhibidores propuestos por las diferentes casas químicas que se encargan de realizar los análisis físico-químicos al agua de producción. (Según norma NACE Standard TM0197-97).

Aplicar el inhibidor de incrustación, en forma continua y a una profundidad de tubería de aproximadamente 100 pies por encima del punto de incrustación (zona más crítica). Esto requiere, la incorporación al pozo de un tubo capilar que permita la inyección del químico. La dosis inicial recomendada debe ser equivalente a una concentración del inhibidor de 20 ppm.

Monitorear los parámetros fisicoquímicos del agua del pozo. Empezar con muestreos diarios y en función de la variabilidad de los parámetros después de la aplicación del inhibidor (balance iónico de la concentración de iones calcio en solución) cambiar el intervalo de tiempo a realizar los muestreos. Esto permitirá, ajustar la dosis del inhibidor en función de los parámetros medidos.

CAPÍTULO V: Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

Las incrustaciones minerales se forman con mayor frecuencia en las ARE/YAC: MEF/RG-13, COEF/RG-14, NAJ1/RG-52 y VEE3/RM.

La presencia de accesorios y/o configuración mecánica del pozo, son factores secundarios que influyen significativamente en la formación de incrustaciones.

La calidad del agua y condiciones de presión y temperatura del pozo son factores primarios que influyen en la aparición de incrustaciones en la tubería.

Los valores de pH obtenidos indican un sistema semi ácido donde predominan los iones bicarbonatos que favorecen la precipitación del CaCO_3 .

El agua de los pozos analizados poseen una dureza significativa que forman incrustaciones de CaCO_3 y MgCO_3 .

La concentración de H_2S y CO_2 gaseoso en los pozos RG-74, RG-169 y RG-192, es relativamente baja, favoreciendo la formación de incrustaciones.

Los valores de la presión parcial de CO_2 del pozo RG-219, son los más altos; Por lo que, la tendencia de este pozo a formar incrustaciones es menor.

En el pozo RG-169, se ve favorecida la nucleación homogénea; A su vez, existe evidencia que indica corrosión metálica, donde podría estar presente la nucleación heterogénea y la adherencia de los cristales.

CAPÍTULO V: Conclusiones y recomendaciones

En los pozos RG-74 y RG-169, existe una condición seria de corrosión aunado a la formación de incrustaciones.

Se confirma la tendencia incrustante del agua producida por los pozos RG-74 y RG-169, a temperaturas superiores a 180 °F, aproximadamente. Temperaturas inferiores a este valor, la tendencia es corrosiva.

La tendencia del pozo RG-192 es corrosiva hasta temperatura superiores a 280 °F, donde la tendencia pasa a ser incrustante.

La tendencia del pozo RG-219 será corrosiva desde la superficie hasta el fondo del pozo; Según los índices de estabilidad del agua calculados.

La precipitación de carbonato de calcio, se produce con mayor frecuencia en el fondo de la tubería. Donde, las condiciones de operación del pozo, temperatura y presión son las más altas.

Las correlaciones de Gray Modificada y Dukler, AGA y Flanagan son las que más se aproximan al comportamiento real del pozo.

Las condiciones incrustantes obtenidas por el simulador coinciden con las condiciones de operación a la cual se predijo que ocurre la precipitación de los depósitos minerales en la tubería de producción, según el índice de estabilidad del agua calculado.

Los costos asociados a la acción preventiva son menores a los costos originados por corregir el problema una vez que se presenta.

Aunque el tratamiento mecánico genera menos costos en comparación al tratamiento químico; Este último es preferible.

Recomendaciones

Analizar muestras sólidas con otras técnicas de análisis químico como: cromatografía de gases o microscopia electrónica para determinar la naturaleza química de las incrustaciones presentes en las tuberías del campo en estudio.

El sistema de producción de los pozos estudiados requiere tratamiento químico con inhibidor de incrustaciones de alta eficiencia y un control de la dosificación.

Realizar monitoreo del contenido de hierro total, para identificar el impacto de la corrosión en el sistema.

Continuar la realización de pruebas en sitio de los parámetros fisicoquímicos del agua, para que los resultados sean lo más confiable posible.

Contar con kits portátiles de análisis de muestra de agua en el departamento, y así no depender de entes externos para realizarlos.

Se recomienda que el punto de inyección del inhibidor de incrustación a utilizar coincida con la profundidad a la que es detectada la incrustación en el pozo; para aumentar su eficiencia.

Realizar registros fluyentes a los pozos, por lo menos una vez al año o cuando se requieran de ellos; Para poseer mayor información al momento de evaluar los pozos.

APÉNDICES

- Apéndice A Potencial de Producción del mes de Mayo del año 2007 (Resumen)
- Apéndice B Obtención de muestras de aguas
- Apéndice C Análisis fisicoquímicos
- Apéndice D Predicción de incrustaciones
- Apéndice E Profundidad de los accesorios en la tubería y a la que se forma la incrustación en los pozos estudiados
- Apéndice F Procedimiento seguido para la obtención de los perfiles de presión y temperatura, como resultado de la simulación de los pozos
- Apéndice G Cálculo tipo de costos generados por la formación de incrustaciones

Apéndice A. Potencial de Producción del mes de Mayo del año 2007. (Resumen)



PDVSA
 Distrito Gas Anaco
 Operaciones de Producción
 AMA Este

POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SANTA ROSA MAYO 2007

POZOS ACTIVOS Y MMPCGD POR ESTACIÓN

N° POZOS / ESTACIÓN

Nivel psi	SREF-1			SREF-2			SREF-3			SREF-4			SREF-5			SREF-6			TOTAL MMPCG/NIVEL	TOTAL BNP/NIVEL
	POZOS	MMPCG	BNP	POZOS	MMPCG	BNP	POZOS	MMPCG	BNP	POZOS	MMPCG	BNP	POZOS	MMPCG	BNP	POZOS	MMPCG	BNP		
60	40	49,321	997	12	16,151	64	3	2,095	107	32	54,126	598	-			2	3,266	4	124,959	1770
250	26	78,466	400	11	47,029	56	6	20,718	129	24	86,195	391	12	39,836	175	2	2,735	52	274,979	1028
500	4	13,321	68	3	7,763	7	0	0	0	9	20,483	62	-			-			41,567	137
TOTAL	70	141,108	1,465	26	70,943	127	9	22,813	236	65	160,804	1,051	12	39,836	175	4	6,001	56	441,505	2935

RESUMEN PRUEBAS DE POZOS DEL CAMPO SANTA ROSA (MAYO 2007)

TOTAL SARTAS ACTIVAS	187
TOTAL MMPCG	441,505
TOTAL BNP	2935
TOTAL BAPD	3431
TOTAL BBPD	6366
PROMEDIO RGP DEL CAMPO	150428

Apéndice B.- Obtención de muestras de aguas.

Las determinaciones analíticas de aguas se efectúan según métodos basados en API RP45, última edición o bien por los métodos de la American Water Waste Association (AWWA).

Existen equipos portátiles, algunos con colorímetros para efectuar todos los análisis más importantes exigidos operativamente para determinar la calidad de las aguas de yacimiento y posibilitar el manejo de las mismas de acuerdo con su destino final, ya sea para su utilización en recuperación secundaria o inyección en pozos sumidero.

La obtención de una muestra de agua es un aspecto muy importante. El sacamuestra debe responder a las normas ASTM. El tubo puede ser de acero inoxidable, se ubica por encima de la línea de flujo y se llena con fluido proveniente del pozo, desplazando las burbujas de aire. Luego se deja fluir un volumen de 10 veces el volumen del tubo sacamuestras, y se cierra la válvula de salida de flujo de la línea; Este procedimiento, evita o disminuye la posibilidad del contacto con el aire y por lo tanto, la entrada de oxígeno, minimizando las pérdidas de CO₂ y H₂S.

Las determinaciones que son más influenciadas por la presencia de oxígeno, son:

Alcalinidad	OH ⁻
Amoníaco	H ₂ S
HCO ₃ ⁻	Manganeso
Ca ⁺⁺	CO ₂
CO ₃ ²⁻	NO ₂ ⁻
O ₂	Fe ⁺⁺
pH	Fe ⁺⁺⁺
Conductancia específica	Dureza
Densidad	S ²⁻
SO ₃ ²⁻	SO ₂

El volumen de las muestras debe ser por lo menos de 2 litros de agua.

El punto de obtención de muestra es muy importante, y es difícil a veces, lograr un buen lugar de muestreo de un pozo en producción, que se obtiene generalmente en la cabeza del pozo.

Para asegurar la obtención de una muestra representativa, el pozo debe encontrarse en su producción normal y tomar la muestra desde una válvula de muestreo en la cabeza del pozo, si es posible.

También se pueden tomar muestras en algunos puntos de interés, como en zonas intermedias de una línea de flujo o en la llegada de la línea del pozo al múltiple de producción.

La obtención de muestras individuales de pozos, permitirá determinar la evolución de la corrosividad del sistema, por monitoreo de Fe^{++} , las tendencias corrosivas por CO_2 , H_2S ó incrustantes por $CaCO_3$ / $MgCO_3$, $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ ó $BaSO_4$, en las aguas individuales, o bien en el agua compuesta, preparada de acuerdo con el volumen de agua producida por cada pozo, para establecer la compatibilidad o incompatibilidad de las mismas.

Esto se puede determinar para los pozos con mayor producción de agua y para distintas formaciones, lo cual permitirá establecer las calidades de aguas, para proyectos futuros de inyección en pozos sumidero (depositores de agua) y de recuperación secundaria (pozos que requieren métodos secundarios para extraer el fluido que contienen).

Apéndice C. Análisis fisicoquímicos

Tabla C.1.- Resultados de los análisis fisicoquímicos hechos al agua producida por los pozos estudiados.

Parámetros fisicoquímicos	POZO RG-74		POZO RG-169		POZO RG-192		POZO RG-219
	Casa química	PDVSA	Casa química	PDVSA	Casa química	PDVSA	Casa química
Alcalinidad P [ppm]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Alcalinidad M [ppm]	240.00	125.00	250.00	300.00	170.00	250.00	200.00
Bicarbonatos [ppm]	292.80	125.00	305.00	300.00	207.40	250.00	244.00
Calcio [ppm]	24.00	32.40	28.00	22.80	12.00	40.40	20.00
Carbonatos [ppm]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cloruros [ppm]	212.70	159.54	283.60	233.99	141.80	131.18	212.70
Conductividad [s/cm] @ 30°C	280.00	280.00	530.00	530.00	216.00	250.00	-
CO ₂ 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	232.00	140.00	185.00	60.00	164.00	130.00
Hierro total [ppm]	116.00	-	82.00	-	17.00	-	0.28
H ₂ S en gas [ppm]	5.00	-	5.00	-	-	-	5.00
Magnesio [ppm]	14.58	36.69	17.01	31.10	7.29	15.31	19.44
pH @ 25°C	6.80	6.63	6.50	6.54	6.25	6.52	5.00
Sodio [ppm]	96.50	-	166.00	-	147.00	-	170.00
Sólidos disueltos totales, TDS [ppm]	758.00	92.00	884.00	306.00	521.00	96.00	668.00
Sulfatos [ppm]	1.00	-	1.00	-	1.00	-	1.00

Tabla C.2.- Presión parcial de CO₂ de los pozos analizados, a diferentes condiciones de temperatura y presión.

<i>Condiciones</i>		<i>POZO RG-74</i>	<i>POZO RG-169</i>	<i>POZO RG-192</i>	<i>POZO RG-219</i>
<i>Temp.</i>	<i>Presión</i>	<i>Pp CO₂</i> <i>Fugacidad</i>	<i>Pp CO₂</i> <i>Fugacidad</i>	<i>Pp CO₂</i> <i>Fugacidad</i>	<i>Pp CO₂</i> <i>Fugacidad</i>
°F	<i>psig</i>	<i>psi</i>	<i>psi</i>	<i>psi</i>	<i>psi</i>
120	300	1.08	2.23	2.82	57.80
140	350	1.32	2.70	3.41	69.79
160	450	1.56	3.16	4.00	81.73
180	550	1.81	3.62	4.56	93.19
200	650	2.07	4.05	5.08	103.78
220	750	2.34	4.46	5.55	113.18
240	850	2.62	4.83	5.95	121.25
260	950	2.90	5.16	6.28	127.69
280	1,100	3.19	5.46	6.54	132.52
300	1,200	3.47	5.72	6.73	135.76

Apéndice D. Predicción de incrustaciones.

D.1.- Índice de estabilidad de Stiff y Davis

Figuras:

Figura D.1.1.- Valores de la constante K función de la temperatura y la fuerza iónica para el cálculo del índice de estabilidad.

Figura D.1.2.- Conversión de los mg/l de calcio y alcalinidad a $P_{Ca^{++}}$ y P_{ALK}

Tablas:

Tabla D.1.1.- Resultados del índice de estabilidad según Stiff y Davis (IESAD) a diferentes temperaturas.

D.2.- Índice de saturación según Langelier

Figuras:

Figura D.2.1.- Determinación de pHs, a partir de la dureza, alcalinidad y temperatura.

Figura D.2.2.- Datos necesarios para el cálculo de índice de saturación, según Langelier.

Tablas:

Tabla D.2.1.- Resultados del índice de saturación según Langelier a diferentes temperaturas.

D.3.- Índice de saturación según Ryznar

Tabla D.3.1.- Resultados del índice de saturación según Ryznar a diferentes temperaturas.

D.1.- Índice de estabilidad de Stiff y Davis

El índice de estabilidad de Stiff y Davis se calcula mediante las siguientes ecuaciones:

$$IESAD = pH - K - P_{Ca^{++}} - P_{ALK} \text{ (Ec. 5)}$$

$$P_{Ca^{++}} = \log \left[\frac{1}{C_{Ca^{++}}} \right] \text{ (Ec. 6)}$$

$$P_{ALK} = \log \left[\frac{1}{C_{ALK_{TOTAL}}} \right] \text{ (Ec. 7)}$$

Donde:

IESAD = Índice de Estabilidad de Stiff and Davis [adim]

pH = Potencial de hidrógeno del agua al realizar el muestreo [adim]

K = Constante función de la fuerza iónica y de la temperatura [adim]

P_{Ca⁺⁺} = Constante función de la concentración de iones calcio [adim]

C_{Ca⁺⁺} = Concentración molar del ión calcio [M]

P_{ALK} = Constante función de la concentración alcalina total [adim]

C_{ALK_{TOTAL}} = Concentración molar alcalina total (CO⁻³ + HCO⁻³) [M]

Con la información del pozo RG-169 en la arena COEF del yacimiento RG-14; Haciendo uso de la tabla de factores (tomada del libro Charles Patton) para el cálculo de la fuerza iónica (μ) y utilizando la ecuación D.1.1, se obtiene el valor de: μ (necesario para obtener el valor de *K*)

Datos:

i	IÓN	Conc [mg/L]	Factor
1	HCO ₃ ⁻	305.00	8.20E-06
2	Cl ⁻	283.60	1.40E-05
3	SO ₄ ²⁻	1.00	2.10E-05
4	Ca ²⁺	28.00	5.00E-05
5	Mg ²⁺	17.01	8.20E-05
6	Na ⁺	166.00	2.20E-05

pH = 6.50 y Temp. del agua = 100°C

$$\mu = \sum_{i=1}^n \text{Conc_ión}_i \cdot \text{Factor}_i = \text{Conc_ión}_1 \cdot \text{Factor}_1 + \dots + \text{Conc_ión}_n \cdot \text{Factor}_n$$

(Ec. D.1.1)

Donde:

Conc_ión: Concentración del ión [mg/l]

El subíndice i va desde i=1 hasta i=n=6, en este caso.

$$\begin{aligned} \mu &= (305.00 \text{mg} / \text{L} \cdot 8.20 \times 10^{-6}) + (283.60 \text{mg} / \text{L} \cdot 1.40 \times 10^{-5}) + (1.00 \text{mg} / \text{L} \cdot 2.10 \times 10^{-5}) + \dots \\ &\dots + (28.00 \text{mg} / \text{L} \cdot 5.00 \times 10^{-5}) + (17.01 \text{mg} / \text{L} \cdot 8.20 \times 10^{-5}) + (166.00 \text{mg} / \text{L} \cdot 2.20 \times 10^{-5}) = \\ \mu &= (2.50 \times 10^{-3}) + (3.97 \times 10^{-3}) + (2.10 \times 10^{-5}) + (1.40 \times 10^{-3}) + (1.39 \times 10^{-3}) + (3.65 \times 10^{-3}) = \\ \mu &= 0.013 \end{aligned}$$

Con $\mu = 0.013$ y $T = 100^\circ\text{C}$ el valor de la constante es: $K = 0.553$ (Figura D.1.1)

Con $\text{Ca}^{++} = 28.00 \text{mg} / \text{L}$; el valor de la constante empírica es: $P_{\text{Ca}^{++}} = 3.156$ (Figura D.1.2)

Con $\text{Alcalinidad}_M = 250.00 \text{mg} / \text{L}$; el valor de la constante empírica es: $P_{\text{ALK}} = 2.387$ (Figura D.1.2)

Se sustituyen todos los valores en la ecuación 5 para calcular el índice de estabilidad:

$$\text{IESAD} = 6.50 - 0.553 - 3.156 - 2.387 = 0.40$$

Interpretación del resultado:

Como el *IESAD* es mayor que 0; el agua analizada tiene tendencia a formar depósitos de CaCO_3 a una temperatura del agua de 100°C .

En la Tabla D.1.1, se presentan todos los resultados del índice de estabilidad a diferentes temperaturas.

Tabla D.1.1- Resultados del índice de estabilidad según Stiff y Davis (IESAD) a diferentes temperaturas.

<i>Condiciones</i>		<i>POZO RG-74</i>		<i>POZO RG-169</i>		<i>POZO RG-192</i>		<i>POZO RG-219</i>	
<i>Temp.</i>	<i>Presión</i>	<i>Calcita CaCO₃</i>		<i>Calcita CaCO₃</i>		<i>Calcita CaCO₃</i>		<i>Calcita CaCO₃</i>	
<i>°F</i>	<i>psig</i>	<i>ISEAD</i>	<i>Cantidad depositada [lb/1000bbl]</i>	<i>ISEAD</i>	<i>Cantidad depositada [lb/1000bbl]</i>	<i>ISEAD</i>	<i>Cantidad depositada [lb/1000bbl]</i>	<i>ISEAD</i>	<i>Cantidad depositada [lb/1000bbl]</i>
120	300	-0.59		-0.82		-1.91		-2.51	
140	350	-0.44		-0.66		-1.75		-2.35	
160	450	-0.28		-0.49		-1.57		-2.18	
180	550	-0.11		-0.32		-1.39		-2.00	
200	650	0.05	1.4	-0.14		-1.21		-1.82	
220	750	0.22	5.6	0.04	1.2	-1.01		-1.62	
240	850	0.38	9.3	0.22	6.9	-0.81		-1.42	
260	950	0.55	12.4	0.41	11.6	-0.61		-1.22	
280	1,100	0.71	14.7	0.59	15.3	-0.40		-1.02	
300	1,200	0.87	16.5	0.78	18.1	-0.20		-0.81	

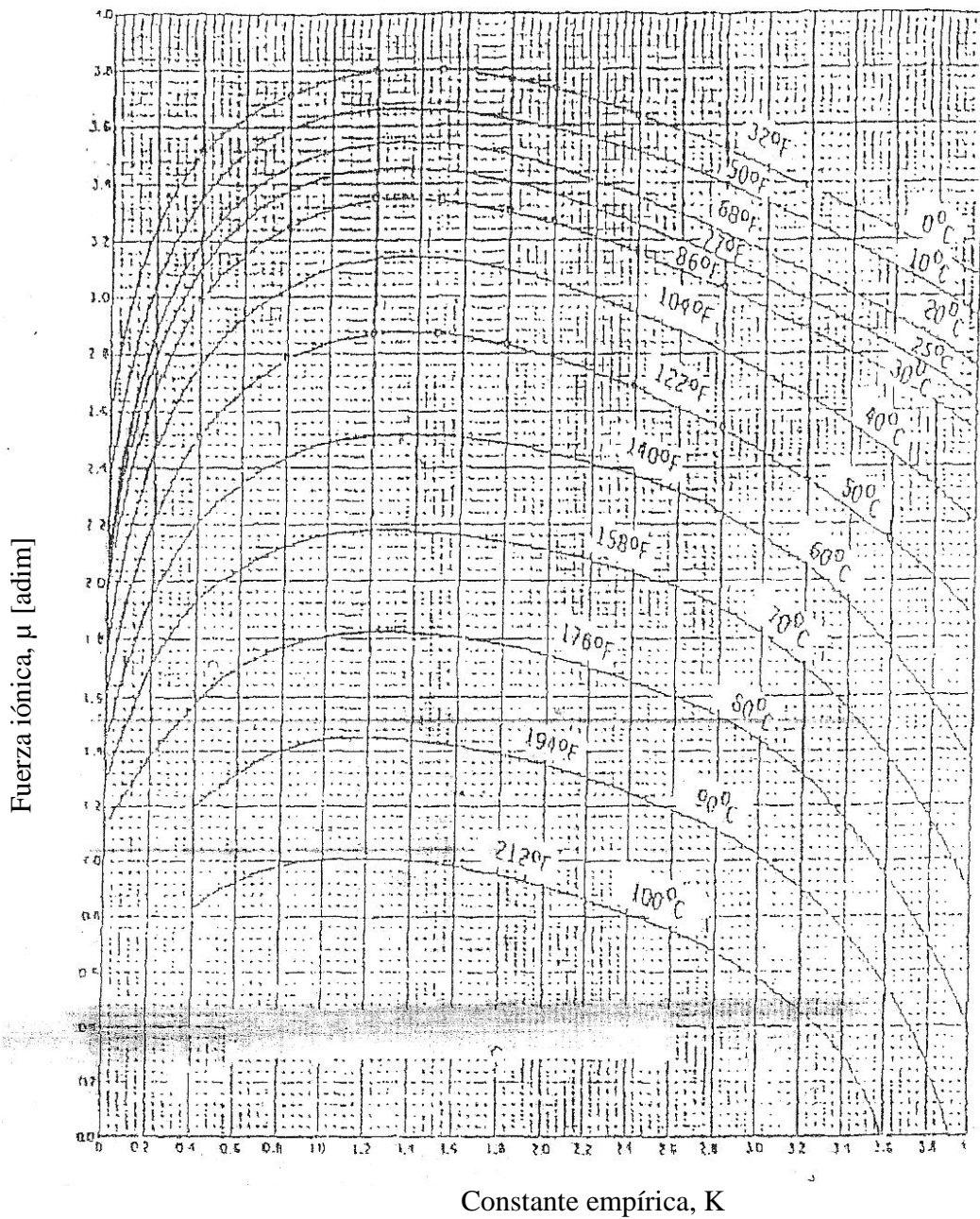


Figura D.1.1.- Valores de la constante K en función de la temperatura y la fuerza iónica para el cálculo del índice de estabilidad.

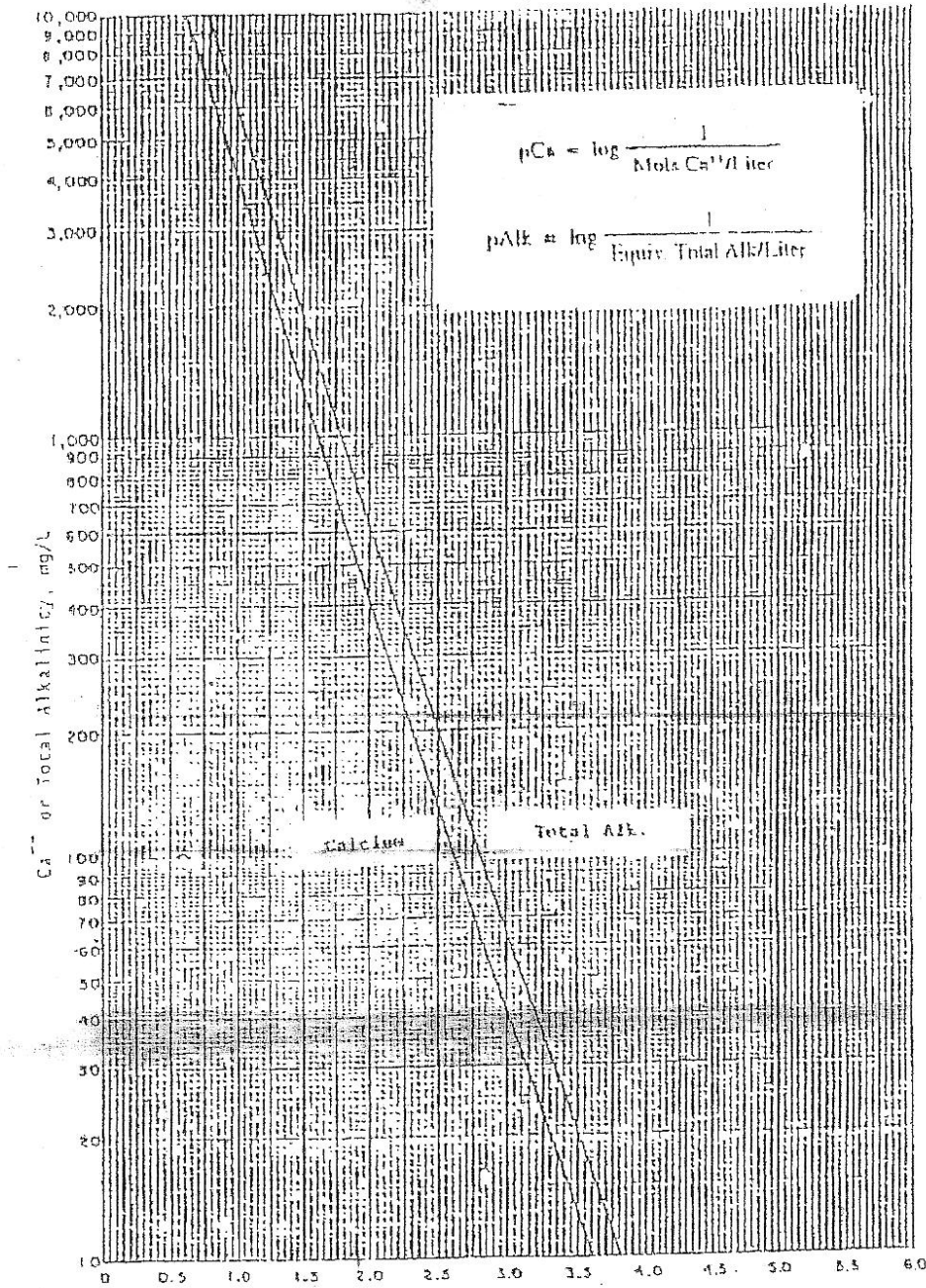


Figura D.1.2.-Conversión de los mg/l de iones calcio y alcalinidad total a $P_{Ca^{++}}$ y P_{ALK}

D.2.- Índice de saturación según Langelier

Para calcular el índice de saturación según Langelier se tiene la siguiente ecuación:

$$IS_L = pH - pHs \quad (\text{Ec. 8})$$

Asimismo,

$$pHs = (9.3 + P_{Ca^{++}} + P_{ALK}) - (P_{TDS} - P_T) \quad (\text{Ec. 9})$$

Donde:

IS_L = Índice de Saturación de Langelier [adim]

pHs = Potencial de hidrógeno si el agua estuviera saturada con CaCO_3 [adim]

P_{TDS}, P_T = Constantes empíricas [adim]

Se tiene la siguiente información del pozo RG-169:

Dureza total:	140 mg/l CaCO_3
Alcalinidad M:	250 mg/l
pH:	6.50
Temperatura:	100°C (212 °F)

Forma de cálculo 1: Utilizando la Figura D.2.1, se tiene el valor de $pHs = 6.1$

Se sustituyen los valores de la ecuación 8:

$$IS_L = 6.50 - 6.10 = 0.4$$

Interpretación del resultado: Agua con tendencia incrustante a 100 °C, ya que el índice resulta un valor positivo.

Forma de cálculo 2: Otra forma para calcular el índice según Langelier, más preciso, es utilizando la Figura D.2.2, de donde se tendrán los valores de las constantes empíricas: P_{TDS} , P_T , $P_{Ca^{++}}$ y P_{ALK}

Con $TDS = 884 \text{ mg/l}$; el valor de la constante empírica es: $P_{TDS} = A = 0.2$

Con $T=212$ °F; el valor de la constante empírica es: $P_T = B = 0.37$

Con $Ca^{++} = 28.00mg / L \cdot 2.5 = 70$; el valor de la constante empírica es: $P_{Ca^{++}} = C = 1.5$

Con *Alcalinidad* $_M = 250.00mg / L$; el valor de la constante empírica es:

$$P_{ALK} = D = 2.4$$

Se sustituyen todos los valores en la ecuación 9:

$$pHs = (9.3 + 0.2 + 0.37) - (1.5 - 2.4) = 5.97$$

Ahora de la ecuación 8, se tiene:

$$IS_L = 6.50 - 5.97 = 0.5$$

La interpretación del resultado es igual que la forma de cálculo 1, agua con tendencia incrustante a 100 °C.

En la Tabla D.2.1, se presentan todos los resultados del índice de saturación a diferentes temperaturas.

Tabla D.2.1.- Resultados del índice de saturación según Langelier a diferentes temperaturas.

<i>Condiciones</i>		<i>POZO RG-74</i>	<i>POZO RG-169</i>	<i>POZO RG-192</i>	<i>POZO RG-219</i>
<i>Temp.</i>	<i>Presión</i>	<i>Calcita CaCO₃</i>	<i>Calcita CaCO₃</i>	<i>Calcita CaCO₃</i>	<i>Calcita CaCO₃</i>
°F	<i>psig</i>	<i>IS_L</i>	<i>IS_L</i>	<i>IS_L</i>	<i>IS_L</i>
120	300	-0.40	-0.60	-1.40	-2.30
140	350	-0.20	-0.40	-1.20	-2.10
160	450	0.00	-0.20	-1.00	-1.90
180	550	0.20	0.00	-0.80	-1.80
200	650	0.40	0.10	-0.60	-1.60
220	750	0.50	0.30	-0.50	-1.40
240	850	0.70	0.50	-0.30	-1.30
260	950	0.90	0.60	-0.10	-1.10
280	1,100	1.00	0.80	0.00	-0.90
300	1,200	1.20	1.00	0.20	-0.80

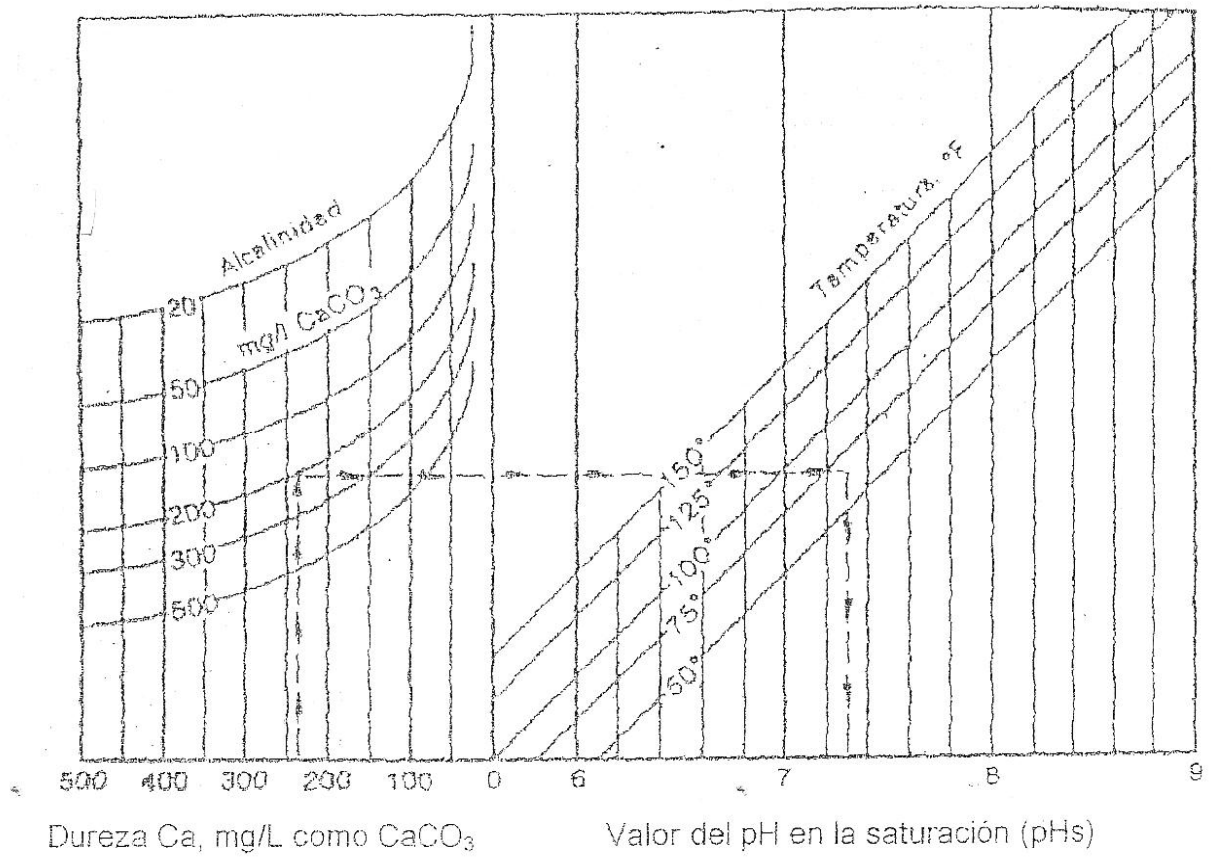


Figura D.2.1.- Determinación de pHs, a partir de la dureza, alcalinidad y temperatura

DATA FOR RAPID CALCULATIONS OF THE LANGELIER INDEX
(CALCIUM CARBONATE SATURATION INDEX)

For fresh waters only, total solid must be less than 1000 ppm.

(Based on the Langelier formula, Larson-Buswell residue, temperature adjustments: arranged by Nordell)

A		C			D		
Total Solids (ppm)	A	Calcium Hardness (ppm of CaCO ₃) p/ Ca ⁺⁺ x 2.5			M.O. Alkalinity (ppm of CaCO ₃)		
50-300	0.1	10-	11	0.6	10-	11	1.0
400-1000	0.2	12-	13	0.7	12-	13	1.1
		14-	17	0.8	14-	17	1.2
		18-	22	0.9	18-	22	1.3
		23-	27	1.0	23-	27	1.4
		28-	34	1.1	28-	35	1.5
		35-	43	1.2	36-	44	1.6
		44-	55	1.3	45-	55	1.7
		56-	69	1.4	56-	69	1.8
		70-	87	1.5	70-	88	1.9
		88-	110	1.6	89-	110	2.0
		111-	138	1.7	111-	139	2.1
		139-	174	1.8	140-	176	2.2
		175-	220	1.9	177-	220	2.3
		230-	270	2.0	230-	270	2.4
		280-	340	2.1	280-	350	2.5
		350-	430	2.2	360-	440	2.6
		440-	550	2.3	450-	550	2.7
		560-	690	2.4	560-	690	2.8
		700-	870	2.5	700-	880	2.9
		880-	1000	2.6	890-	1000	3.0

B		C		
Temperature (°F)	B	Calcium Hardness (ppm of CaCO ₃) p/ Ca ⁺⁺ x 2.5		
32- 34	2.6	10-	11	0.6
36- 42	2.5	12-	13	0.7
44- 48	2.4	14-	17	0.8
50- 56	2.3	18-	22	0.9
58- 62	2.2	23-	27	1.0
64- 70	2.1	28-	34	1.1
72- 80	2.0	35-	43	1.2
82- 88	1.9	44-	55	1.3
90- 98	1.8	56-	69	1.4
100- 110	1.7	70-	87	1.5
112- 122	1.6	88-	110	1.6
124- 132	1.5	111-	138	1.7
134- 146	1.4	139-	174	1.8
148- 160	1.3	175-	220	1.9
162- 178	1.2	230-	270	2.0

- (1) Obtain values of A, B, C, and D from above table.
- (2) $pH_s = (9.3 + A + B) - (C + D)$.
- (3) Saturation index = $pH - pH_s$.
 If index is 0, water is in chemical balance.
 If index is a plus quantity, scale-forming tendencies are indicated.
 If index is minus quantity, corrosive tendencies are indicated.

Figura D.2.2.- Datos necesarios para el cálculo del índice de saturación, según Langelier.

D.3.- Índice de saturación según Ryznar

Para el cálculo del índice de Ryznar, se tiene la siguiente ecuación:

$$IS_R = 2 \cdot pH_s - pH \quad (\text{Ec. 10})$$

Donde:

IS_R = Índice de Saturación de Ryznar [adim]

Aplicado a los datos del problema anterior:

$$IS_R = 2 \cdot pH_s - pH = 2 \cdot 5.97 - 6.50 = 5.44$$

Interpretación del resultado: Agua con tendencia incrustante a 100 °C, ya que el índice resulta un valor menor que 6.5.

En la Tabla D.3.1, se presentan los resultados del índice de saturación según Ryznar a diferentes temperaturas.

Tabla D.3.1.- Resultados del índice de saturación según Ryznar a diferentes temperaturas.

<i>Condiciones</i>		<i>POZO RG-74</i>	<i>POZO RG-169</i>	<i>POZO RG-192</i>	<i>POZO RG-219</i>
<i>Temp.</i>	<i>Presión</i>	<i>Calcita CaCO₃</i>	<i>Calcita CaCO₃</i>	<i>Calcita CaCO₃</i>	<i>Calcita CaCO₃</i>
°F	<i>psig</i>	<i>IS_R</i>	<i>IS_R</i>	<i>IS_R</i>	<i>IS_R</i>
120	300	7.60	7.70	9.00	9.70
140	350	7.20	7.30	8.60	9.30
160	450	6.80	6.90	8.20	8.90
180	550	6.40	6.60	7.80	8.50
200	650	6.10	6.20	7.50	8.20
220	750	5.70	5.90	7.20	7.80
240	850	5.40	5.50	6.80	7.50
260	950	5.10	5.20	6.50	7.20
280	1,100	4.80	4.90	6.20	6.90
300	1,200	4.50	4.60	5.90	6.60

Apéndice E.- Profundidad de los accesorios en la tubería y a la que se forma la incrustación en los pozos estudiados

Tabla E.1.- Profundidades de la tubería de producción, en la cual se forma la incrustación y en la que se encuentran los accesorios.


POZOS	Profundidad de los accesorios en la tubería de producción [ft]					
	Prof. Incrustación [ft]	Prof. Camisa 1	Prof. Camisa 2	Prof. Camisa 3	Prof. Camisa 4	Prof. Niple
RG-16	9020	8942	9012	9205	-	9993
RG-26	4730	4591	-	-	-	4638
RG-28	5945	4604	4740	5567	-	5949
RG-46	5947	4848	5019	5586	-	5962
RG-49	7995	7532	7605	7897	-	8028
RG-71	6950	5287	5391	7065	-	7913
RG-74	7547	7417	7489	7569	-	8617
RG-80	7602	9430	-	-	-	9623
RG-99	5100	5021	5094	5355	-	5390
RG-114	6592	3616	3687	4885	-	6075
RG-157	9810	4645	4719	4830	-	8432
RG-169	8255	8086	8255	8614	-	8680
RG-174	9273	7683	7817	-	-	9241
RG-190	1165	3328	3621	5715	-	9332
RG-192	8859	8833	9061	9252	-	9787
RG-193	8970	8906	8979	9992	-	10058
RG-194	8620	3914	-	-	-	3950
RG-197	8579	8670	-	-	-	10315
RG-207C	9380	8504	8597	-	-	8608
RG-219	9243	5698	5771	7306	-	7698
RG-224	9140	7094	7172	9311	-	9408
RM-1	6860	5747	7068	-	-	7100
RM-12	8227	7226	7296	7458	-	8258
RM-22	7509	7496	7632	8424	9314	9440

Apéndice F. Procedimiento seguido para la obtención de los perfiles de presión y temperatura, como resultado de la simulación de los pozos.

Selección de la correlación

El programa de simulación contiene en sus bases y herramientas del *modelo pozo*, un número importante de correlaciones, las cuales se dividen según el recorrido del flujo desde el yacimiento hasta la superficie, y finalmente a la estación de destino para su procesamiento; Para ello, se tiene entonces correlaciones para flujo vertical y para flujo horizontal. En este caso, como hablamos de producción de hidrocarburos en sus diferentes fases tendremos que hablar de correlaciones de tipo multifásico. La selección de la correlación para flujo multifásico vertical que más se ajusta a las condiciones del campo en estudio, se obtuvo, a partir de la información suministrada por el registro fluyente, es decir, de los datos reales de temperatura y presión a lo largo de la tubería de producción del pozo RG-49 en la arena COEF del yacimiento RG-14. (Ver Tabla F.1).

Tabla F.1.- Registro fluyente del pozo RG-49.

		REGISTRO DINÁMICO DE PRESIÓN Y TEMPERATURA										Página	2	
Fecha:		17/05/07											Campo: SANTA ROSA / Pozo: RG-49 / Arena: CO-EFG/ Yac.RG-14	
Hora		Duración	Profundidad (ft)		Presión	Gradiente	Temp.	Gradiente	THP	CHP	Comentarios			
desde	hasta	hh:mm	(TVD)	(MD)	psig	psig/ft.	° F	° F / ft.	psig	psig				
10:59	11:09	0:10		0	651.01		92.32		640					
11:16	11:26	0:10		1000	694.80	0.044	147.93	0.056	640					
11:40	11:50	0:10		3000	776.66	0.041	186.51	0.019	640					
12:05	12:15	0:10		5000	857.64	0.040	217.55	0.016	640					
12:23	12:33	0:10		6000	894.48	0.037	229.23	0.012	640					
12:38	12:48	0:10		6500	913.50	0.038	234.07	0.010	640					
12:52	13:02	0:10		7000	931.62	0.036	237.96	0.008	640					
13:06	13:16	0:10		7500	949.99	0.037	241.31	0.007	640					
13:20	13:30	0:10		8000	968.50	0.037	243.82	0.005	640					
13:32	13:52	0:20		8220	977.43	0.041	244.65	0.004	640					
Pres. Y Temp. al Tope														
de la Perforacion			8280	979.87		244.88								

En la Tabla F.2, se observa el porcentaje (%) de desviación de los datos reales de las condiciones de operación del pozo, respecto a los resultados arrojados por el simulador para cada correlación de flujo multifásico utilizada.

Tabla F.2. Resultados del cotejo de la correlación de flujo multifásico vertical.

Correlación	Gray Modificada	Gray Original	Beggs & Brill	Hagedorn & Brown
% Desviación	3.94	3.94	4.42	5.05

De acuerdo a la Tabla F.2, las correlaciones de Gray Original y Modificada son las que más se aproximan al comportamiento real del pozo, ya que presentan los menores porcentajes de desviación; Sin embargo, se escoge la correlación de Gray Modificada, debido a que esta considera un número de Reynolds superior a la de la correlación original, además de, ser desarrollada para sistemas de gas condensado. Esta correlación posee un porcentaje de desviación enmarcado dentro de los parámetros establecidos para la validación de la correlación.

Para flujo multifásico horizontal se seleccionó la correlación de Dukler, AGA y Flanagan, la cual es usada para yacimientos de gas condensado y según la experiencia obtenida por la empresa, se ajusta muy bien para los pozos del Área Mayor de Anaco. Es por ello, que se utilizan las correlaciones obtenidas para realizar las simulaciones de todos los pozos en estudio del Campo Santa Rosa.

Cotejo de los pozos

Una vez determinada las correlaciones adecuadas e insertado los datos necesarios al simulador, se lleva a cabo el cotejo de cada pozo en estudio. Para ello, se selecciona el nodo solución (punto en el cual se desea obtener la solución del sistema) en el fondo del pozo, y de esta manera aislar el componente yacimiento y observar su efecto sobre el sistema. Se deben ajustar tanto las tasas de fluido como las presiones de superficie (cabezal y línea) del pozo; Esto con el fin, de que la simulación refleje

lo más parecido posible las condiciones reales del sistema de producción del pozo, desde el yacimiento hasta el separador.

El pozo esta cotejado, según las tasas, cuando al interceptar las curvas de afluencia (IPR); Es decir, la curva de oferta (lo que aporta el yacimiento) y la curva de demanda (la capacidad de transporte del pozo), el valor de la tasa de fluido obtenido es cercana a la tasa de fluido real del pozo con un porcentaje de desviación menor a 10%.

El procedimiento realizado es similar para todos los pozos; En la Figura F.1, se presenta el comportamiento de la presión en el nodo solución (PWF) en función a la tasa de gas aportada por el pozo RG-169 en la arena COEF del yacimiento RG-14 (simulada).

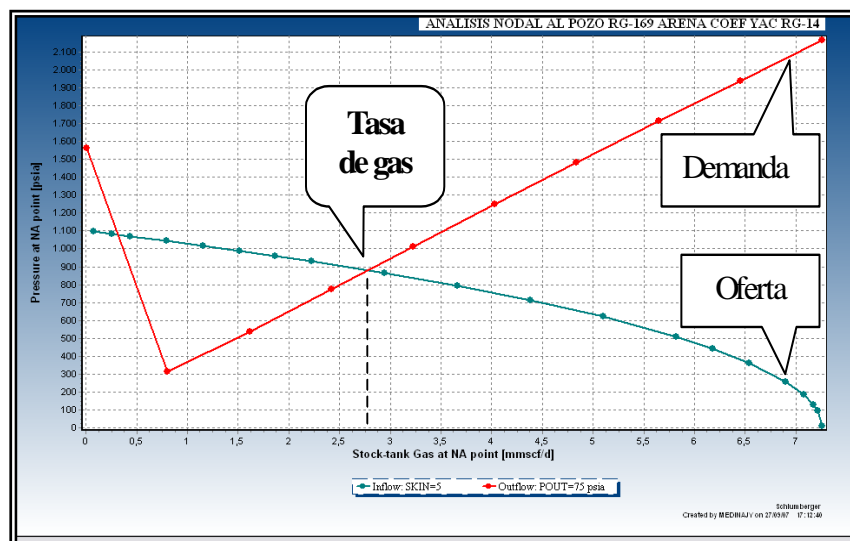


Figura F.1. Análisis nodal al pozo RG-169 en la arena COEF yacimiento RG-14

De acuerdo a la Figura F.1, el resultado arrojado por el simulador, correspondiente a la tasa de flujo de gas del pozo RG-169, es aproximadamente 2.764 MMPCGD y el valor real es 2.828 MMPCGD (ver Tabla F.3); teniendo un porcentaje de desviación de 2.3 % (Tabla F.4); por lo que se puede decir que el pozo esta cotejado, según su tasa de gas.

De la misma manera se realiza el cotejo para el líquido y el condensado; los resultados de las tasas aportadas por todos los pozos estudiados se encuentran en la Tabla F.3.

Para realizar el cotejo, según las presiones de superficie, el porcentaje de desviación entre el valor real y el valor simulado no debe exceder un 15%; Para la presión de línea se acepta una diferencia entre presión real y simulada menor a 80 psig.

En la Figura F.2; se presenta el perfil de presión a lo largo de todo el sistema de producción del pozo RG-169 en la arena COEF del yacimiento RG-14 (simulado).

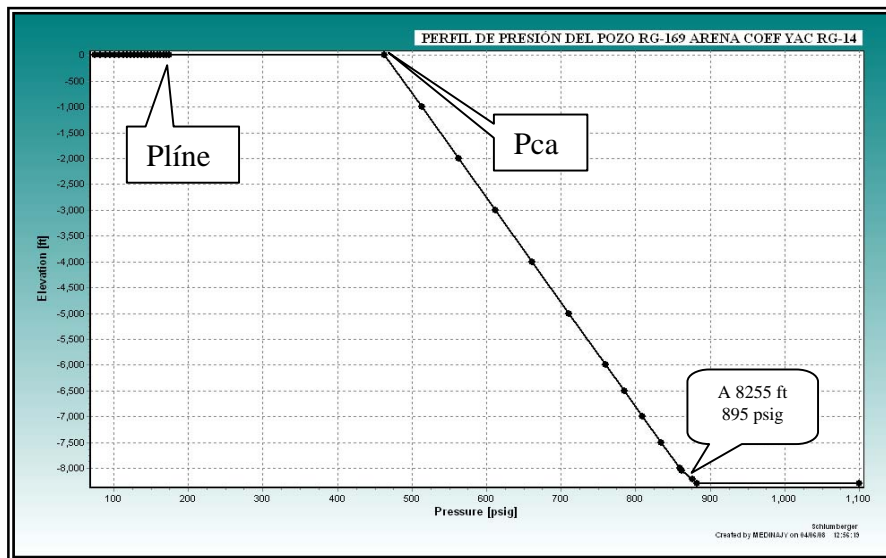


Figura F.2. Perfil de presión del pozo RG-169 en la arena COEF del yacimiento RG-14

La presión de cabezal del pozo obtenida, según la Figura F.2, es 463 psig mientras que el valor real es 500 psig; lo que representa un porcentaje de desviación de 7.4 %; Por lo que, se puede decir, que el pozo está cotejado según su presión de cabezal.

Con respecto a la presión de línea, se obtiene un valor de 175 psig, según la Figura F.2, y el valor real es 200 psig; Por lo que, con un porcentaje de desviación de 12.5 % se puede decir que el pozo está cotejado según su presión de línea. (Los porcentajes

de desviación resultantes de todos los pozos estudiados se encuentran en la Tabla F.4).

Tabla F.3.- Resultado del cotejo de los pozos.

Pozos	POTENCIAL MAYO 2007					RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN							
	Tasas de flujo			Presiones		Tasas de flujo			Presiones		PWF (psig)	TWF (°F)	Skin
	Q _g (MMPCGD)	Q _o (BNPD)	Q _i (BBPD)	P _{cab} (psig)	P _{lin} (psig)	Q _g (MMPCGD)	Q _o (BNPD)	Q _i (BBPD)	P _{cab} (psig)	P _{lin} (psig)			
RG-16	0.814	3	6	290	130	0.815	2.996	5.993	253	107	502	256	20
RG-26	0.511	1	2	280	140	0.480	0.926	1.901	243	214	370	167	5
RG-28	0.638	1	2	250	90	0.637	1.004	2.007	215	157	361	185	20
RG-46	1.261	2	5	370	230	1.262	2.003	4.995	384	152	545	176	30
RG-49	5.240	2	10	550	470	5.259	2.010	10.074	581	495	956	241	30
RG-71	1.327	9	9	440	130	1.272	8.641	8.657	382	139	523	177	5
RG-74	0.591	6	10	220	100	0.603	6.125	10.209	193	126	537	213	5
RG-80	0.544	1	5	200	85	0.568	1.041	5.218	175	78	408	207	25
RG-99	1.662	4	4	410	150	1.558	3.779	3.72	467	154	608	178	4
RG-114	1.332	1	4	280	140	1.331	0.999	3.997	249	176	354	134	20
RG-157	1.447	6	20	380	300	1.455	6.024	20.072	325	259	490	175	5
RG-169	2.828	8	16	500	200	2.764	7.819	15.639	463	175	882	236	5
RG-174	2.740	3	17	540	350	2.726	2.991	17.016	463	285	755	230	5
RG-190	3.562	6	30	700	300	3.515	5.939	29.643	604	275	1060	201	5
RG-192	1.679	11	22	520	120	1.693	11.091	21.976	542	97	1081	265	5
RG-193	2.669	7	12	570	350	2.843	7.436	12.794	499	329	973	261	8
RG-194	6.586	13	15	650	430	6.561	12.769	14.864	626	500	813	166	5
RG-197	0.672	22	43	270	170	0.688	22.466	43.95	233	209	529	255	20
RG-207C	1.967	16	60	420	180	1.947	15.824	59.356	358	172	909	262	5
RG-219	2.018	1	9	670	560	2.005	0.994	8.898	572	507	925	242	5
RG-224	0.692	518	520	260	120	0.694	519.444	521.442	259	99	963	273	13
RM-1	2.916	0	2	640	360	2.858	0.079	1.966	551	408	867	213	25
RM-12	2.164	2	3	400	140	2.157	1.993	2.986	358	125	578	200	18
RM-22	1.332	7	23	500	330	1.362	7.054	23.477	428	254	873	214	23

Tabla F.4.- Porcentaje de desviación de los datos reales respecto a los resultados arrojados por el simulador.

Pozos	% DESVIACIÓN				
	Tasas de flujo			Presiones	
	Qg	Qo	Ql	Pcab.	Plin.
RG-16	0.1	0.1	0.1	12.8	17.7
RG-26	6.1	7.4	5.0	13.2	52.9
RG-28	0.2	0.4	0.4	14.0	74.4
RG-46	0.1	0.2	0.1	3.8	33.9
RG-49	0.4	0.5	0.7	5.6	5.3
RG-71	4.1	4.0	3.8	13.2	6.9
RG-74	2.0	2.1	2.1	12.3	26.0
RG-80	4.4	4.1	4.4	12.5	8.2
RG-99	6.3	5.5	7.0	13.9	2.7
RG-114	0.1	0.1	0.1	11.1	25.7
RG-157	0.6	0.4	0.4	14.5	13.7
RG-169	2.3	2.3	2.3	7.4	12.5
RG-174	0.5	0.3	0.1	14.3	18.6
RG-190	1.3	1.0	1.2	13.7	8.3
RG-192	0.8	0.8	0.1	4.2	19.2
RG-193	6.5	6.2	6.6	12.5	6.0
RG-194	0.4	1.8	0.9	3.7	16.3
RG-197	2.4	2.1	2.2	13.7	22.9
RG-207C	1.0	1.1	1.1	14.8	4.4
RG-219	0.6	0.6	1.1	14.6	9.5
RG-224	0.3	0.3	0.3	0.4	17.5
RM-1	2.0	-	1.7	13.9	13.3
RM-12	0.3	0.3	0.5	10.5	10.7
RM-22	2.3	0.8	2.1	14.4	23.0

Perfiles de presión y temperatura

Una vez asegurado, que los resultados de la simulación reflejan las condiciones reales del pozo, se puede generar el comportamiento de la presión y la temperatura a lo largo del sistema de producción de los pozos del campo estudiado.

En el pozo RG-169, se ha presentado el problema de formación de incrustaciones con mayor frecuencia a una profundidad de tubería de 8,255 pies (Ver Tabla E.1, Apéndice E); Al observar en la Figura F.2, dicha profundidad, se obtiene un valor de presión de 895 psig.

De igual manera, se realiza para obtener el valor de temperatura. Es decir, se genera el perfil de temperatura a lo largo del sistema de producción del pozo (Figura F.3) y luego se observa ese valor a una profundidad de 8,255 pies. Las condiciones de operación (presión y temperatura) obtenidas, representan el punto en el cual, ocurre la formación de depósitos minerales en los pozos estudiados.

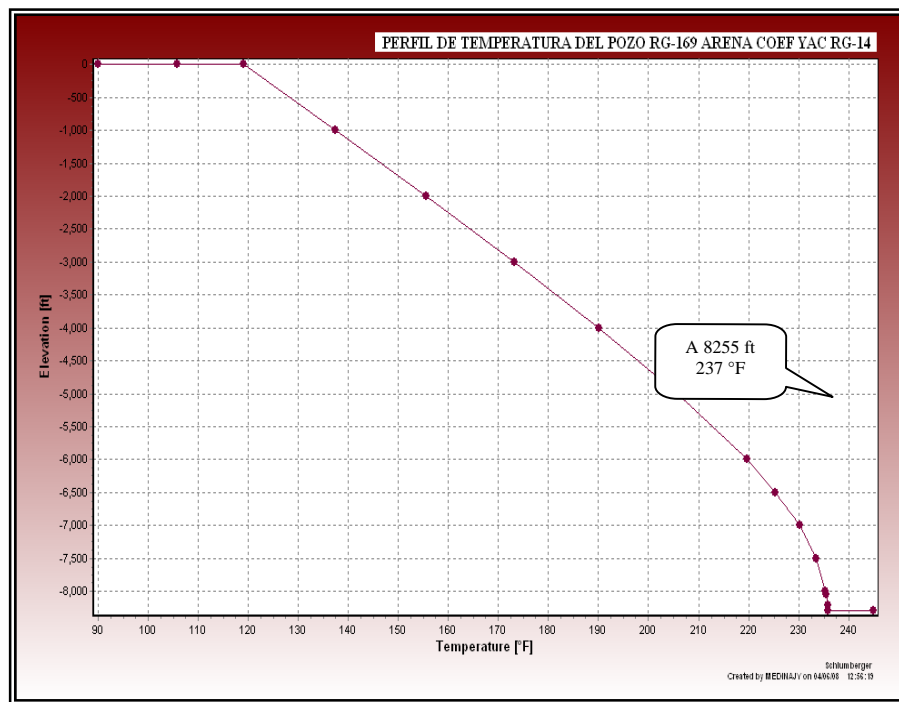


Figura F.3. Perfil de temperatura del pozo RG-169 en la arena COEF del yacimiento RG-14

Se observa en la Figura F.3, que la formación de incrustaciones en el pozo RG-169, ocurre a una temperatura de 237 °F. En conclusión, a condiciones de presión de 895 psig y temperatura 237 °F; se produce la precipitación de los depósitos minerales en la tubería de producción de este pozo. Se sigue el mismo procedimiento para la obtención de la presión y temperatura a la cual se forman las incrustaciones en los pozos estudiados.

Apéndice G. Cálculo tipo de costos generados por la formación de incrustaciones

Los cálculos se realizan en base al pozo RG-169 en la arena COEF del yacimiento RG-14; Pozo que se ha intervenido con mayor frecuencia por formación de incrustaciones en el Campo Santa Rosa.

G.1.- Costo asociado a corregir el problema.

$$Costo_C = Costo_Servicios + Costo_PP \text{ (Ec.G.1.1)}$$

Donde:

Costo_C: Costo asociado a corregir el problema

Costo_Servicios: Costo por servicios de subsuelo

Costo_PP: Costo por pérdida de producción

Costo servicios.

En registros históricos, se obtiene el costo que genera a la empresa, llevar a cabo servicios de subsuelo relacionados a restaurar la producción, debido a la eliminación de depósitos minerales en la tubería. (Tabla G.1)

Tabla G.1. Intervenciones hechas al pozo RG-169 los meses más críticos del año 2007 (Enero y Agosto).

Enero 2007						
Fecha	08/01/2007	09/01/2007	10/01/2007	11/01/2007	12/01/2007	16/01/2007
Tipo de Trabajo	Pesca / limpieza de escala	Pesca / limpieza de escala	Pesca / limpieza de escala	Pesca / limpieza de escala	Coiled Tubing	Well Testing
Costo [Bs]	1,574,928.00	2,263,959.00	492,165.00	1,002,683.00	215,246,455.60	4,843,793.00
Agosto 2007						
Fecha	03/08/2007	06/08/2007	07/08/2007	09/08/2007	10/08/2007	29/08/2007
Tipo de Trabajo	Cheq. Mec.	Pesca	Pesca	Pesca	Pesca	Cheq. Mec.
Costo [Bs]	1,975,131	864,234	2,614,887	2,301,162	2,436,525	3,114,547

La suma de todos los costos presentados en la Tabla G.1, nos da el costo total de los servicios en 45 días que se ve afectado el pozo:

$$\text{Costo}_{\text{Servicios}} = 238,730,469.60Bs \cdot \left(\frac{1.00\$}{2,150Bs} \right) = 111,037.43\$$$

Costo por pérdida de producción.

La producción promedio anual del pozo RG-169 es: 14.67 BNPD y 2.903 MMPCGD. Como esta producción se ve afectada durante 45 días (15 días en el mes de enero y 30 días en el mes de agosto), se calcula la pérdida de producción total en esos 45 días de afectación, de la siguiente manera:

$$\text{Pérdida}_{\text{Producción}_1} = 14.67 \text{BNPD} \cdot 45 \text{D} = 660.00 \text{BN}$$

$$\text{Pérdida}_{\text{Producción}_2} = 2.903 \text{MMPCGD} \cdot 45 \text{D} = 130.665 \text{MMPCG}$$

$$\text{Pérdida}_{\text{Producción}_{\text{TOTAL}}} = \text{Pérdida}_{\text{Producción}_1} + \text{Pérdida}_{\text{Producción}_2} \quad (\text{Ec.G.1.2})$$

Para poder obtener la pérdida de producción total se debe realizar una conversión (equivalencia económica ó comercial del gas).

Sabemos que el petróleo lo vendemos a un precio de mercado basado en 1 BN y el gas lo vendemos sobre la base de su poder calorífico expresado en BTUs/PCN. O sea, estamos hablando de \$/BN para el petróleo y \$/BTU para el gas. Entonces, la relación que estamos buscando debe ser referida a cuanto volumen (BN) de petróleo genera igual cantidad de \$s que tanto volumen (PCN) de gas.

Sean *PHL* el precio de realización del hidrocarburo líquido, expresado en \$ / BN, *PVG* el precio de venta del gas, expresado en \$ / MMBTU, y *Hc_(gas)* el calor de combustión del gas, dado en BTU / PCN. Es fácil deducir que la relación GAS – PETRÓLEO EQUIVALENTE vendrá dada por la ecuación:

$$GE_{(econ)} \left(\frac{PCN}{BN} \right) = \frac{10^6 \times PHL}{PVG \times Hc_{(gas)}} \quad (\text{Ec. G.1.3})$$

Donde:

- GE Equivalencia energética Gas-Petróleo [PCN/BN]
- PHL Precio del hidrocarburo líquido [\$/BN]
- PVG Precio de venta del gas [\$/MMBTU]
- Hc Calor de combustión [BTU/MMPCN]

En la Figura G.1.1, se presenta una representación gráfica de la ecuación G.1.3.

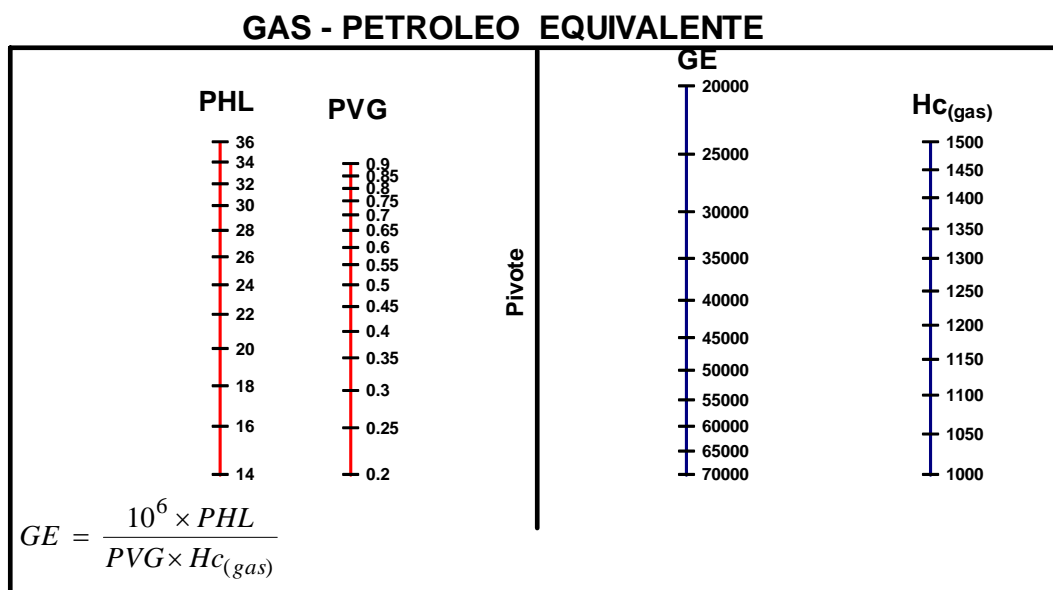


Figura G.1.1.- NOMOGRAMA Gas Equivalente Comercial

El NOMOGRAMA de la Figura G.1.1, puede usarse para obtener resultados aproximados cuando no se disponga de herramientas de cálculos que permita usar la ecuación correspondiente.

Uso del NOMOGRAMA: Conectando los ejes de PHL y PVG se obtiene un punto en el eje pivote. Conectando este punto con el eje Hc se obtiene el resultado buscado en el eje GE, expresado en PCN / BN.

Entonces, debemos llevar a BN de hidrocarburo líquido, la *Pérdida_Producción₂*; es decir los 130.665 MMPCG.

Asumir que el precio del hidrocarburo líquido y de la gasolina natural es 70.00 \$/BN y el precio de venta del gas es 0.92 \$/MMBTU. Asumir también que el gas procesado (seco) tiene una composición de 80% metano y 20% de etano. (Mayo 2007)

El gas procesado tiene un calor de combustión (H_c) de:

$$H_c = (0.8 \times 1,012.00 \text{ BTU} / \text{MMPCN}) + (0.2 \times 1,783.00 \text{ BTU} / \text{MMPCN})$$

$$H_c = 1,166.20 \text{ BTU} / \text{MMPCN}$$

Aplicando la (Ec. G.1.3) resulta:

$$GE = \frac{10^6 \times 70.00 \$ / \text{BN}}{0.92 \$ / \text{MMBTU} \times 1,166.00 \text{ BTU} / \text{MMPCN}} = 65,243.00 \frac{\text{PCN}}{\text{BN}}$$

Es decir, los 130.665 MMPCG corresponderán a 2,003.00 BN:

$$\frac{130.665 \times 10^6 \text{ PCG}}{65,243.00 \text{ PCN} / \text{BN}} = 2,003.00 \text{ BN}$$

Usando la ecuación G.1.2, se obtiene la *Pérdida_Producción_{TOTAL}* de hidrocarburo líquido:

$$Pérdida_Producción_{TOTAL} = 2,003.00 \text{ BN} + 660.00 \text{ BN} = 2,663.00 \text{ BN}$$

Ahora si podremos calcular el costo por diferencia de producción (*Costo_PP*) en los 45 días de afectación.

$$Costo_PP = 2,663.00 \text{ BN} \cdot 70 \$ / \text{BN} = 186,391.00 \$ \cdot 2,150.00 \text{ Bs} / 1.00 \$ = 400,740,652.49 \text{ Bs}$$

Una vez calculados los costos por servicios de subsuelo y los costos por pérdida de producción, con la ecuación G.1.1, podremos calcular el costo total asociado a corregir el problema de incrustaciones:

$$Costo_{C_{45días}} = 111,037.43\$ + 186,391.00\$ = 297,428.43\$$$

Esto representa el costo asociado a corregir el problema durante los 45 días que se ve afectada la producción del pozo RG-169. Para obtener el costo anual hacemos la conversión.

$$Costo_{C_{anual}} = 297,428.43\$ / 45días \cdot (365días / 1año) = 2,412,475.03\$ / año$$

En el peor de los casos, es decir, si una vez realizado todos los trabajos posibles para restaurar la producción, no se logra el objetivo, se debe reemplazar la tubería de producción del pozo. Esto genera, un costo adicional equivalente a: 1,700 millones de Bs (790,697.67\$) para un pozo de completación sencilla.

El costo total, será entonces:

$$Costo_{C_{total}} = 2,412,475.03\$ + 790,697.67\$ = 3,203,172.71\$$$

G.2.- Costo preventivo.

Tratamiento mecánico.

Al realizar chequeos mecánicos que permiten verificar las condiciones del pozo, en períodos de tiempo constantes, se puede prevenir de cierta forma la formación de depósitos minerales en la tubería. Para el pozo RG-169, se realizan chequeos cada 15 días; lo cual genera un costo mensual de: 5 millones de Bs (2,325.58\$). Por lo que podemos obtener el costo por tratamiento mecánico ($Costo_{PTM}$) en un año, de la siguiente manera:

$$Costo_{PTM_{anual}} = 2,325.58\$ / mes \cdot (12meses / 1año) = 27,906.98\$ / año$$

REFERENCIAS

- Baker Petrolite. (1999, Febrero). *Formación e inhibición de las incrustaciones*. El Tigre, Venezuela: Autor.
- Caiceo y Mardones. (s.f.). Elaboración de tesis e informes Técnico-Profesionales-ed.Conosur. En *Tipos de investigación* [Documento en línea]. Disponible: <http://www.profesiones.cl/papers/lee.php?id=9> [Consulta: 2007, Noviembre 06].
- Contreras O., R. (2005). *Evaluación de los factores que influyen en la presión de inyección de los pozos depositores de agua salada de los campos Santa Rosa, Zapato-Mata R, Soto y Aguasay. Pdvsa Distrito Gas Anaco*. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Químico no publicado, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela.
- Control de calidad PDVSA Gas. (2007). *Análisis cromatográfico del gas natural*. Anaco: Autor.
- Crabtree, M., Eslinger, D., Fletcher, P., Miller, M., Johnson, A. y King, G. (1999). *La lucha contra las incrustaciones: Remoción y prevención* [Documento en línea]. Disponible:http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish99/aut99/p30_49.pdf [Consulta: 2007, Junio 15].
- FAO CORPORATE DOCUMENT REPOSITORY. (s.f.). *Lecture notes on utilization of animal & plants wastes*. [Documento en línea]. Disponible: <http://www.fao.org/docrep/field/003/AC257E/AC257E05.htm> [Consulta: 2007, Diciembre 05]
- Gutiérrez, I. (2004). *Determinación cuantitativa de sólidos*. El Tigre: Baker Petrolite.

- Haudet, A., López, M. y Bunge, A. (2005). Utilización de equipamiento para el control de deposiciones para definir la relación corrosión-incrustaciones (ensayo de campo). *VECOR 2005*, artículo 5169, 1-10.
- Maggiolo, R. (2007, Enero). *Análisis nodal en sistemas de producción de petróleo y gas*. Taller dictado en las instalaciones del hotel del Lago Maracaibo, Maracaibo: ESP OIL Engineering Consultants.
- Marcano, A. (2005). *Evaluación de la corrosividad interna en tuberías de producción y su relación con las estimulaciones ácidas en pozos del Distrito Gas Anaco*. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Químico no publicado, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, Venezuela.
- Martínez, M. (2005). *Ingeniería de gas, principios y aplicaciones* (7a. ed.). Maracaibo: Ingenieros Consultores y Asociados.
- Murillo, W. J. (s.f.). *La investigación científica* [Documento en línea]. Disponible: <http://www.monografias.com/trabajos15/invest-cientifica/invest-cientifica.shtml> [Consulta: 2007, Noviembre 06].
- PDVSA CIED. (1997). Manual de: *Caracterización física de los yacimientos*. Puerto La Cruz: Autor.
- Química del ácido carbónico del agua. (s.f.). [Documento en línea]. Disponible: <http://www-naweb.iaea.org/naweb/ih/document/LIBRO%20IS%C3%93TOPOS/PDF%20Isotopos-I/Seccion9.pdf> [Consulta: 2008, Abril 07]
- Rojas, G. (2005). *Ingeniería de yacimientos de gas condensado* (2a. ed.). Puerto La Cruz: Autor.

- Rondón, E. y Becerra, L. (1989, Abril). Simulación de procesos: herramienta de cálculo para Ingenieros de Gas. En *VII Jornadas de Gas: Tomo 1. Gas Natural: Hacia nuevos horizontes* (pp. 6.1-6.10). Puerto La Cruz: CORPOVEN.
- Sas-Jaworsky II, A. (1993). The evolution of coiled tubing equipment. *World Oil's Coiled Tubing Handbook*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
- Stamatakis, E., Haugan, A., Chatzichristos, C., Stubos, A., Muller, J., Dugstad, O. y Palyvos, I. (2006, Febrero). Study of calcium carbonate precipitation in the near-well region using ^{47}Ca as tracer. *SPE Production & Operations*, 21(1), 33-39.
- Stiff, A. (1952). Method of Predicting the Tendency of Oil Field Waters to deposit Calcium Carbonate. *American Institute of Mining and Petroleum*, Volumen 195.

ANEXOS

Anexo 1. Datos necesarios para la simulación



PDVSA
Distrito Gas Anaco
Operaciones de Producción
AMA Este

INFORMACIÓN DE YACIMIENTO
CAMPO SANTA ROSA
May-07

POZOS	NIVEL	ARENA	YAC.	P yac. (psi)	Grad. P (psi/ft)	T yac. (°F)	Grad. T (°F/ft)	Kabs. (md)	Kefc. (md)	Diámetro Pozo (Pulg.)	re (ft)	E.C (ft)
RG-16	60	COB2	RG-58	818	0.034	270	0.018	40.0	16	6 1/2	2,000	49
RG-26	60	NAE3	RG-28	470	0.011	172	0.011	100.0	40	8 1/2	1,500	20
RG-28	60	NAL2	RG-22	857	0.42	207.36	0.021	51.3	20.5	7	2,000	18
RG-46	60	NAK3	RG-4	773	0.021	185.7	0.016	150.0	60	8 1/2	2,000	30
RG-49	250	COEF	RG-14	1,100	0.039	247	0.004	237.5	95	8 1/2	1,500	100
RG-71	60	NAJ1	RG-52	600	0.013	180	0.0263	321.0	128.4	7	2,000	17
RG-74	60	COB4	RG-69	665		218		105.0	42	7	1,500	15
RG-80	60	VEA4	RG-47	600	0.003	215.22	0.014	250.0	100	7	1,500	12
RG-99	60	NAJ1	RG-52	585	0.013	180	0.0263	285.0	114	11 1/8	1,500	20
RG-114	60	MOU	RG-23	750	0.026	151.51	0.015	87.5	35	7	1,500	25
RG-157	250	NAF2	RG-30	720	0.015	184	0.013	125.0	50	7	1,500	16
RG-169	60	COEF	RG-14	1,100	0.039	245	0.004	100.0	40	7	1,500	30
RG-174	250	COEF	RG-14	1,115	0.039	245	0.004	112.5	45	8 1/2	1,500	17
RG-190	250	VEF1	RG-4	1,300	0.049	210	0.0105	150.0	60	8 1/2	1,500	18
RG-192	60	MEF	RG-13	1,310	0.041	274	0.0078	140.0	56	8 1/2	1,500	11
RG-193	250	MET-3	RG-171	1,375	0.027	280	0.014	62.5	25	8 1/2	1,500	25
RG-194	250	NAE1	RG-126	900	0.025	170	0.021	500.0	200	11 1/8	1,500	32
RG-197	60	COG	RG-9	894	0.01	265	0.049	75.0	30	7	1,500	18
RG-207C	60	MEJ1L	RG-100	1,200	0.31	272	0.014	60.0	24	8 1/2	1,500	26
RG-219	500	COEF	RG-14	1,000	0.019	245	0.019	162.5	65	8 1/2	1,500	40
RG-224	60	MEF	RG-13	1,144	0.041	274	0.0078	140.0	56	8 1/2	1,500	10
RM-1	250	VEE3	RM-1	1,270	0.0246	230	0.0102	150.0	60	7	1,500	25
RM-12	60	VEE3	RM-1	1,270	0.0246	230	0.0102	150.0	60	8 1/2	1,500	10
RM-22	250	VEE3	RM-1	1,230	0.028	227	0.008	125.0	50	8 1/2	1,500	15

E.C Espesor Cañoneado
re Radio de drenaje

Continuación Anexo 1. Datos necesarios para la simulación



PDVSA
Distrito Gas Anaco
Operaciones de Producción
AMA Este

INFORMACIÓN DE POZOS ESTUDIO
DEL CAMPO SANTA ROSA
May-07

Producción
Baja
Media
Alta

POZOS	NIVEL	ESTACIÓN	C	EDO.	RED.	BBPD	° API	% AYS	BNPD	BAPD	MMPCGD
RG-16	60	SREF-2	5	BT	3/8"	6.0	56.7	50.0	3.0	3.0	0.814
RG-26	60	SREF-1	G	BT	3/8"	2.0	45.3	50.0	1.0	1.0	0.511
RG-28	60	SREF-1	3	BT	3/8"	2.0	44.3	50.0	1.0	1.0	0.638
RG-46	60	SREF-1	G	BT	3/8"	5.0	39.4	60.0	2.0	3.0	1.261
RG-49	250	SREF-1	1	BT	3/4"	10.0	50.1	80.0	2.0	8.0	5.240
RG-71	60	SREF-4	5	BT	3/8"	9.0	54.3	0.7	9.0	0.0	1.327
RG-74	60	SREF-4	2	BT	3/8"	10.0	52.1	40.0	6.0	4.0	0.591
RG-80	60	SREF-4	3	BT	3/8"	5.0	50.6	80.0	1.0	4.0	0.544
RG-99	60	SREF-2	7	BT	3/8"	4.0	51.5	10.0	4.0	0.0	1.662
RG-114	60	SREF-4	8	BT	1/2"	4.0	45.4	75.0	1.0	3.0	1.332
RG-157	250	SREF-1	7	BT	1/2"	20.0	50.6	70.0	6.0	14.0	1.447
RG-169	60	SREF-4	9	BT	1/2"	16.0	49.9	50.0	8.0	8.0	2.828
RG-174	250	SREF-1	8	BT	1/2"	17.0	47.6	82.4	3.0	14.0	2.740
RG-190	250	SREF-1	4	BT	1/2"	30.0	46.1	80.0	6.0	24.0	3.562
RG-192	60	SREF-1	6	BT	3/8"	22.0	49.7	50.0	11.0	11.0	1.679
RG-193	250	SREF-4	7	BT	1/2"	12.0	43.8	42.0	7.0	5.0	2.669
RG-194	250	SREF-1	7	BT	3/4"	15.0	67.1	15.0	13.0	2.0	6.586
RG-197	60	SREF-1	3	BT	1/2"	43.0	44.3	48.8	22.0	21.0	0.672
RG-207C	60	SREF-4	7	BT	1/2"	60.0	43.4	73.3	16.0	44.0	1.967
RG-219	500	SREF-1	4	BT	1/2"	9.0	44.1	88.9	1.0	8.0	2.018
RG-224	60	SREF-1	5	BT	1/2"	520.0	49.6	0.3	518.0	2.0	0.692
RM-1	250	SREF-1	1	BT	1/2"	2.0	51.7	96.0	0.0	2.0	2.916
RM-12	60	SREF-6	1	BT	1/2"	3.0	45.0	33.3	2.0	1.0	2.164
RM-22	250	SREF-6	1	BT	3/8"	23.0	36.0	70.0	7.0	16.0	1.332

Continuación Anexo 1. Datos necesarios para la simulación



PDVSA
 Distrito Gas Anaco
 Operaciones de Producción
 AMA Este

**INFORMACIÓN DE POZOS ESTUDIO
 DEL CAMPO SANTA ROSA
 May-07**

POZOS	RGP	RGL	Tubing					Casing			
			Nominal (Pulg.)	ID (Pulg.)	OD (Pulg.)	Espesor (Pulg.)	Prof. (ft)	Nominal (Pulg.)	ID (Pulg.)	OD (Pulg.)	Prof. (ft)
RG-16	271,333	135,667	2 7/8	2.441	2.875	0.217	9,395	5 1/2	4.892	5.5	9,359
RG-26	511,000	255,500	2 7/8	2.441	2.875	0.217	4,661	7	6.184	7	8,675
RG-28	638,000	319,000	2 3/8	1.995	2.375	0.19	5,950	5 1/2	4.892	5.5	7,755
RG-46	630,500	252,200	2 7/8	2.441	2.875	0.217	5,967	7	6.184	7	7,922
RG-49	2,620	524	2 7/8	2.441	2.875	0.217	5,967	7	6.336	7	
RG-71	147,444	147,444	2 3/8	2.441	2.875	0.434	7,914	5 1/2	4.892	5.5	8,094
RG-74	98,500	59,100	2 3/8	1.995	2.375	0.38	8,619	5 1/2	4.892	5.5	8,878
RG-80	544,000	108,800	2 7/8	2.441	2.875	0.217	9,623	5 1/2	4.892	5.5	9,861
RG-99	415,500	415,500	2 7/8	2.441	2.875	0.217	5,390	9 5/8	8 2/3	9.625	9,415
RG-114	1,332	333	2 3/8	1.995	2.375	0.19	3,687	5 1/2	4.892	5.5	8,737
RG-157	241,167	72,350	3 1/2	2.992	3.5	0.254	8,434	5 1/2	4.892	5.5	11,205
RG-169	353,500	176,750	2 7/8	2.442	2.875	0.433	8,682	5 1/2	4.892	5.5	11,377
RG-174	913,333	161,176	2 7/8	2.441	2.875	0.217	9,243	7	6.276	7	10,699
RG-190	593,667	118,733	2 7/8	2.441	2.875	0.434	9,332	7	6.184	7	10,462
RG-192	152,636	76,318	2 7/8	2.375	3.788	1.413	9,789	7	6.184	7	10,670
RG-193	381,286	222,417	2 7/8	2.441	2.875	0.434	10,060	7	6.184	7	10,393
RG-194	507	439	3 1/2	2.992	3.5	0.254	3,950	9 5/8	8.681	9.625	
RG-197	30,545	15,628	3 1/2	2.992	3.5	0.254		5 1/2	4.892	5.5	11,607
RG-207C	122,938	32,783	2 7/8	2.441	3.68	1.239	8,608	7	6.184	7	10,715
RG-219	2,018,000	224,222	2 7/8	2.441	3.68	0.217	7,688	7	6.184	7	10,538
RG-224	1,336	1,331	2 7/8	2.441	3.68	0.217	9,410	7	6.184	7	10,795
RM-1	-	1,458	2 3/8	1.995	2.375	0.19	7,101	5 1/2	4.778	5.5	9,438
RM-12	1,082	721	2 7/8	2.441	2.875	0.217	8,260	7	6.336	7	9,870
RM-22	190,286	57,913	2 7/8	2.441	2.875	0.217	9,445	7	6.184	7	9,730

Continuación Anexo 1. Datos necesarios para la simulación


PDVSA
 Distrito Gas Anaco
 Operaciones de Producción
 A.M.A. Este

**INFORMACIÓN DE POZOS ESTUDIO
 DEL CAMPO SANTA ROSA
 May-07**

POZOS	Pto.medio perforaciones (ft)	Prof. Camisas (ft)	Prof. Niple (ft)	Temp. Amb. (°F)	Prof. Cambio de diámetro Tubing (ft)
RG-16	9,065.0	8,942/9,012/9,205	9,993	100	NO HAY CAMBIO
RG-26	4,740.0	4,591	4,638	100	NO HAY CAMBIO
RG-28	5,985.0	4,604/4,740/5,567	5,949	100	NO HAY CAMBIO
RG-46	5,116.0	4,848/5,019/5,586	5,962	100	NO HAY CAMBIO
RG-49	8,117.0	7,532/7,605/7,897	8,028	100	7,500
RG-71	5,413.5	5,287/5,391/7,065	7,913	100	NO HAY CAMBIO
RG-74	8,702.5	7,417/7,489/7,569	8,617	100	NO HAY CAMBIO
RG-80	7,611.5	9,430	9,623	100	NO HAY CAMBIO
RG-99	5,433.0	5,021/5,094/5,355	5,390	100	NO HAY CAMBIO
RG-114	3,758.0	3,616/3,687/4,885	6,075	100	3,585
RG-157	4,884.0	4,645/4,719/4,830	8,432	100	NO HAY CAMBIO
RG-169	8,295.0	8,086/8,255/8,614	8,680	100	8,054
RG-174	7,840.5	7,683/7,817	9,241	100	7,651
RG-190	5,799.0	3,328/3,621/5,715	9,332	100	NO HAY CAMBIO
RG-192	9,104.5	8,833/9,061/9,252	9,787	100	NO HAY CAMBIO
RG-193	10,021.5	8,906/8,979/9,992	10,058	100	NO HAY CAMBIO
RG-194	4,072.0	3,914	3,950	100	NO HAY CAMBIO
RG-197	8,711.0	8,670	10,315	100	NO HAY CAMBIO
RG-207C	9,397.0	8,504/8,597	8,608	100	NO HAY CAMBIO
RG-219	7,765.0	5,698/5,771/7,306	7,688	100	NO HAY CAMBIO (5571)
RG-224	9,527.0	7,094/7,172/9,311	9,408	100	NO HAY CAMBIO
RM-1	7,198.0	5,747/7,068	7,100	100	5,717
RM-12	7,489.0	7,226/7,296/7,458	8,258	100	NO HAY CAMBIO
RM-22	7,676.5	7,496/7,632/8,424/9,314	9,440	100	NO HAY CAMBIO

Continuación Anexo 1. Datos necesarios para la simulación



PDV SA
Distrito Gas Aéreo
Operaciones de Producción
A.M.A. Este

**INFORMACIÓN DE SUPERFICIE
CAMPO SANTA ROSA**

POZOS	NIVEL	ESTACIÓN	P cab. (psi)	P lin. (psi)	Plin/Pcab.	Tipo de Flujo	P sep. (psi)
RG-16	60	SREF-2	290	130	0.4	Flujo Crítico	100
RG-26	60	SREF-1	280	140	0.5	Flujo Crítico	210
RG-28	60	SREF-1	250	90	0.4	Flujo Crítico	150
RG-46	60	SREF-1	370	230	0.6	Flujo Subcrítico	100
RG-49	250	SREF-1	550	470	0.9	Flujo Subcrítico	400
RG-71	60	SREF-4	440	120	0.3	Flujo Crítico	75
RG-74	60	SREF-4	220	100	0.5	Flujo Crítico	110
RG-80	60	SREF-4	200	85	0.4	Flujo Crítico	75
RG-99	60	SREF-2	410	150	0.4	Flujo Crítico	100
RG-114	60	SREF-4	280	140	0.5	Flujo Crítico	161
RG-157	250	SREF-1	380	300	0.8	Flujo Subcrítico	250
RG-169	60	SREF-4	500	200	0.4	Flujo Crítico	75
RG-174	250	SREF-1	540	350	0.6	Flujo Subcrítico	250
RG-190	250	SREF-1	700	300	0.4	Flujo Crítico	250
RG-192	60	SREF-1	520	120	0.2	Flujo Crítico	75
RG-193	250	SREF-4	570	350	0.6	Flujo Subcrítico	300
RG-194	250	SREF-1	650	430	0.7	Flujo Subcrítico	460
RG-197	60	SREF-1	270	170	0.6	Flujo Subcrítico	190
RG-207C	60	SREF-4	420	180	0.4	Flujo Crítico	76
RG-219	500	SREF-1	680	560	0.8	Flujo Subcrítico	500
RG-224	60	SREF-1	260	120	0.5	Flujo Crítico	74
RM-1	250	SREF-1	670	360	0.5	Flujo Crítico	300
RM-12	60	SREF-6	400	140	0.4	Flujo Crítico	118
RM-22	250	SREF-6	500	330	0.7	Flujo Subcrítico	250

Continuación Anexo 1. Datos necesarios para la simulación



PDVSA
 Distrito Gas A naco
 Operaciones de Producción
 A M A Este

INFORMACIÓN DE SUPERFICIE**CAMPO SANTA ROSA****May-07**

<i>Línea de Flujo</i>					
POZOS	Longitud (m)	ID (Pulg.)	OD (Pulg.)	Rugosidad	Estado
RG-16	1,155	3.826	4	0.007	BT
RG-26	1,600	3.826	4	0.007	BT
RG-28	1,370	2.9	3	0.007	BT
RG-46	2,460	2.9	3	0.007	BT
RG-49	4,500	3.826	4	0.007	BT
RG-71	2,500	2.9	3	0.007	BT
RG-74	2,091	2.9	3	0.007	BT
RG-80	1,000	3.826	4	0.007	BT
RG-99	2,700	3.826	4	0.007	BT
RG-114	2,800	3.826	4	0.007	BT
RG-157	1,500	3.826	4	0.007	BT
RG-169	4,300	3.826	4	0.007	BT
RG-174	3,100	3.826	4	0.007	BT
RG-190	1,200	3.826	4	0.007	BT
RG-192	350	2.9	3	0.007	BT
RG-193	2,700	3.826	4	0.007	BT
RG-194	1,330	3.826	4	0.007	BT
RG-197	2,300	2.9	3	0.007	BT
RG-207C	1,525	2.9	3	0.007	BT
RG-219	1,900	3.826	4	0.007	BT
RG-224	1,900	3.826	4	0.007	BT
RM-1	3,760	2.9	3	0.007	BT
RM-12	600	3.826	4	0.007	BT
RM-22	1000/500	3.826	4	0.007	BT

 Continuación Anexo 1. Datos necesarios para la simulación


PDVSA
 Distrito Gas Anaco
 Operaciones de Producción
 AMA Este

INFORMACION DE FLUIDOS
CAMPO SANTA ROSA
May-07

POZOS	NIVEL	ESTACION	% A Y S	RLG	Grav. Gas	Grav. Agua	° API
RG-16	60	SREF-2	50	7.37E+00	0.781	1.02	56.7
RG-26	60	SREF-1	50	3.91E+00	0.750	1.02	45.3
RG-28	60	SREF-1	50	3.13E+00	0.700	1.02	44.3
RG-46	60	SREF-1	60	3.97E+00	0.766	1.02	39.4
RG-49	250	SREF-1	80	1.91E+00	0.7119	1.02	50.1
RG-71	60	SREF-4	0.7	6.78E+00	0.736	1.02	54.3
RG-74	60	SREF-4	40	1.69E+01	0.750	1.02	52.1
RG-80	60	SREF-4	80	9.19E+00	0.750	1.02	50.6
RG-99	60	SREF-2	10	2.41E+00	0.761	1.02	51.5
RG-114	60	SREF-4	75	3.00E+00	0.734	1.02	45.4
RG-157	250	SREF-1	70	1.38E+01	0.728	1.02	50.6
RG-169	60	SREF-4	50	5.66E+00	0.7119	1.02	49.9
RG-174	250	SREF-1	82.35	6.20E+00	0.7119	1.02	47.6
RG-190	250	SREF-1	80	8.42E+00	0.737	1.02	46.1
RG-192	60	SREF-1	50	1.31E+01	0.85	1.02	49.7
RG-193	250	SREF-4	7	4.50E+00	0.718	1.02	43.8
RG-194	250	SREF-1	15	2.28E+00	0.711	1.02	67.1
RG-197	60	SREF-1	48.8	6.40E+01	0.7	1.02	40
RG-207C	60	SREF-4	72	3.05E+01	0.7301	1.02	43.4
RG-219	500	SREF-1	90	4.46E+00	0.697	1.02	44.1
RG-224	60	SREF-1	0.3	7.51E+02	0.85	1.02	49.6
RM-1	250	SREF-1	96	6.86E-01	0.720	1.02	51.7
RM-12	60	SREF-6	33.33	1.39E+00	0.720	1.02	45.0
RM-22	250	SREF-6	70	1.73E+01	0.750	1.02	36.0

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Análisis nodal. Es la técnica a través de la cual se analizan los componentes del sistema de producción. Esta técnica combina la capacidad de producción del yacimiento con la capacidad de manejo del sistema de producción. La simulación del análisis nodal, puede ser efectuada puntualmente (nodo), para observar y analizar la situación actual y a su vez modelar el comportamiento del pozo realizando rápidas comparaciones en diferentes escenarios que permitan optimizar la producción a corto y mediano plazo.

Camisas, mangas ó válvulas de producción y circulación. Dispositivos que forman parte de la tubería de producción, diseñado para establecer la comunicación entre el pozo y el yacimiento, permitiendo así, el flujo en ambas direcciones; Es decir, hacia el anular en caso de inyección y hacia la tubería durante la producción.

Completación de pozos. Se entiende por completación o terminación, al conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación o durante la reparación, para dejarlos en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos, como inyección de agua o gas.

Completación múltiple. Tipo de completación mecánica, utilizada cuando se quiere producir simultáneamente varias zonas petrolíferas (yacimientos) en un solo pozo, sin mezclar los fluidos. Generalmente reduce el número de pozos a perforar.

Completación sencilla selectiva. Tipo de completación, de acuerdo a la configuración mecánica del pozo, que consiste en separar las zonas productoras mediante empacaduras, produciendo a través de mangas ó válvulas de circulación.

Cortadores tipo pesador. Es una herramienta metálica, cónica en sus extremos. Posee un sistema de comunicación a través del cuerpo, que le permite bajar dentro del fluido del pozo para verificar el colapso de la tubería.

Curvas de Oferta y Demanda. Se define como curva de oferta a la representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción; Mientras que, la de demanda es la representación de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción.

Daño a la formación (*skin*). Cualquier restricción al flujo del fluido dentro del yacimiento.

Empacadura de producción. Es una herramienta de fondo que se usa para proporcionar un sello entre la tubería eductora y el revestimiento de producción (*casing*), a fin de evitar el movimiento vertical de los fluidos, desde la empacadura por el espacio anular, hacia arriba.

Equipos de superficie. Es todo equipo que maneja y controla las presiones en la parte superficial del pozo.

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.

IPR (*Inflow Performance Relationship*). La relación existente entre las presiones de fondo fluyente y sus correspondientes tasas de producción. (Relación de Comportamiento de Afluencia).

Levantamiento artificial por gas. Consiste en inyectar gas a presión a través del anular, dentro de la tubería de producción y a diferentes profundidades; Con el

propósito, de reducir el peso de la columna de fluido y ayudar a la energía del yacimiento en el levantamiento o arrastre de su petróleo y de gas hasta la superficie.

Nodo Solución. Punto en el cual se desea obtener la solución del sistema, por ejemplo: En el yacimiento, en el fondo del pozo, en el cabezal y/o en el separador.

Pesca. Es el procedimiento que se realiza para recuperar las herramientas que se encuentran atascadas en la tubería de producción, debido a obstrucciones y fallas mecánicas.

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

Reacondicionamiento y recompletación (RA/RC). Se refieren a todos aquellos trabajos que se realizan a los pozos activos o inactivos, cuyo objetivo principal es mejorar las condiciones productivas de los mismos (producción de hidrocarburos e inyección de fluidos).

Sarta, tubería de producción o eductor (*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.

Tubería colapsada. Es importante ver cuando hay una tubería colapsada porque permite determinar la magnitud del daño mecánico producido en la tubería por cierre de la misma, a fin de poder planificar una reparación con los equipos mayores de perforación para restaurar la producción del pozo.