



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO DEL EFECTO DE LA FORMACIÓN DE
INCRUSTACIONES MINERALES EN EL APAREJO
DE PRODUCCIÓN SOBRE EL COMPORTAMIENTO
DE POZOS PRODUCTORES DE ACEITE**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

FRANCISCO JAVIER ROJAS MARTÍNEZ



**DIRECTOR DE TESIS:
DR. EDGAR RAMÍREZ JARAMILLO
CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F. 2014**

Agradecimientos

- A quienes desde el inicio de mi vida me llevaron por un buen camino, y aunque es una forma mínima de agradecer por todo su esfuerzo y dedicación, solo quiero que sepan que todos mis logros son y serán sus logros.
- Agradecido con la vida de que me dio la fortuna de tener una familia que me ha apoyado en todo momento para la realización de mis sueños.
- Agradezco a mis padres Josué Rojas Ramírez y Hernilla Guadalupe Martínez Juárez, a mi hermana Leticia y mis hermanos Josué y Juan Manuel por toda la paciencia y todo el apoyo que me han brindado a lo largo de mis estudios, quienes también en los momentos más difíciles siempre me motivaron para seguir adelante.
- A mi director interno del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) el Doctor Eduardo Buenrostro González por la asesoría, comentarios y conocimientos transmitidos a lo largo de la realización de la tesis, así como a mi director de tesis el Doctor Edgar Ramírez Jaramillo quien mostró mucho interés y dedicación en la asesoría del presente trabajo y en especial a sus acertados consejos.

- A la Ingeniera Ruth García Zepeda del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)
por todo su tiempo y conocimientos transmitidos.

Dedicatoria

El presente trabajo lo dedico a mi familia, ya que sin ellos no hubiese podido lograr este proyecto tan anhelado de mi vida.

.

CONTENIDO

LISTA DE TABLAS	7
LISTA DE FIGURAS	7
INTRODUCCIÓN	10
RESUMEN	10
ABSTRACT	11
JUSTIFICACIÓN	11
OBJETIVO GENERAL	12
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	12
HIPÓTESIS	12
CAPÍTULO 1	14
DESCRIPCIÓN DEL FENÓMENO DE FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES Y DEPÓSITOS MINERALES	14
1.1 PROCEDENCIA DEL CONTENIDO MINERAL DEL AGUA	14
1.1.1 SUSTANCIAS QUE SE ENCUENTRAN DISUELTAS EN UN AGUA NATURAL SUBTERRANEA. IONES FUNDAMENTALES Y MENORES	15
1.1.2 AGUA DE FORMACIÓN	15
1.2 ÍNDICE DE SATURACIÓN O ESTABILIDAD	18
1.2.1 ÍNDICE DE SATURACIÓN DEL CARBONATO DE CALCIO (CaCO ₃)	18
1.2.1.1 ÍNDICE DE SATURACIÓN DE LANGELIER	18
1.2.1.2 ÍNDICE DE ESTABILIDAD DE RYZNAR	19
1.2.1.3 MÉTODO STIFF & DAVIS	20
1.2.1.4 MÉTODO ODDO Y TOMSON	23
1.3 DEFINICIÓN DE INCRUSTACIONES	24
1.3.1 ORIGEN DE LAS INCRUSTACIONES	24
1.4 CAUSAS QUE ORIGINAN LA PRECIPITACIÓN DE LOS MINERALES	24
1.5 FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES INORGÁNICAS	25
1.5.1 PROCESOS DE FORMACIÓN DE UNA INCRUSTACIÓN MINERAL	25
1.6 DEPÓSITOS ENCONTRADOS EN LAS AGUAS ASOCIADAS A LA PRODUCCIÓN DE CRUDO	27
1.7 TIPOS DE INCRUSTACIONES MINERALES	27
1.7.1 CARBONATO DE CALCIO (CaCO ₃)	27
1.7.2 SULFATO DE CALCIO (CaSO ₄)	30
1.7.3 SULFATO DE BARIO (BaSO ₄)	32
1.7.4 SULFATO DE ESTRONCIO (SrSO ₄)	33
1.7.5 CLORURO DE SODIO (NaCl)	34

1.7.5.1 MECANISMO DE FORMACIÓN DE LA HALITA _____	34
1.7.6 OTROS DEPÓSITOS _____	36
1.7.6.1 FUENTES DEL HIERRO EN EL AGUA. _____	36
1.7.6.2 INCRUSTACIONES DE MgCO ₃ Y Mg (OH) ₂ . _____	36
1.7.6.3 DEPÓSITOS BIOLÓGICOS. _____	36
1.8 RESUMEN DE INCRUSTACIONES _____	37
1.9 LUGARES DONDE PRECIPITAN INCRUSTACIONES MINERALES EN LAS OPERACIONES DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS _____	37
1.10 INCRUSTACIONES MÁS DIFÍCILES DE TRATAR _____	41
1.11 PROBLEMAS QUE OCASIONAN LAS INCRUSTACIONES EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO _____	41
1.12 OCURRENCIA DE DEPÓSITOS MINERALES EN DISTINTAS PARTES DEL MUNDO _____	42
CAPÍTULO 2 _____	44
<i>REVISIÓN DE MÉTODOS UTILIZADOS PARA LA REMOCIÓN E INHIBICIÓN DE LAS INCRUSTACIONES Y DEPÓSITOS MINERALES _____</i>	44
2. 1 MÉTODOS PARA LA REMOCIÓN DE INCRUSTACIONES _____	44
2.2 REMOCIÓN QUÍMICA DE INCRUSTACIONES _____	44
2.3 REMOCIÓN DE INCRUSTACIONES POR MÉTODOS MECÁNICOS _____	46
2.3.1 MÉTODOS MECÁNICOS CONVENCIONALES _____	46
2.3.2 MÉTODOS MECÁNICOS DE IMPACTO HIDRÁULICO _____	47
2.4 IMPLEMENTOS PARA LA REMOCIÓN DE INCRUSTACIONES _____	47
2.5 INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN _____	48
2.5.1 INHIBIDORES QUÍMICOS DE INCRUSTACIÓN _____	48
2.5.1.1 TIPOS DE INHIBIDORES QUÍMICOS DE INCRUSTACIÓN _____	49
2.6 MÉTODOS DE APLICACIÓN DE INHIBIDORES DE INCRUSTACIONES _____	54
2.6.1 APLICACIÓN EN FORMA CONTINUA _____	54
2.6.2 APLICACIÓN POR BACHES _____	54
2.6.3 APLICACIÓN FORZADA “SQUEEZ” _____	54
2.7 MECANISMOS DE CONTROL DE INCRUSTACIONES NO QUÍMICOS _____	55
2.7.1 MECANISMO MAGNÉTICO _____	55
CAPÍTULO 3 _____	56
<i>ESTUDIO DEL EFECTO DE INCRUSTACIONES MINERALES SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DE POZOS MEDIANTE ANÁLISIS NODAL _____</i>	56
3.1 FUNDAMENTOS DEL ANÁLISIS NODAL _____	56
3.1.1 ANÁLISIS NODAL _____	56
3.1.2 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL _____	56
3.1.3 PUNTOS DE ANÁLISIS Y CONDICIONES DE OPERACIÓN _____	57
3.1.4 APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL AL ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN PRESENCIA DE INCRUSTACIONES MINERALES EN EL APAREJO DE PRODUCCIÓN _____	60

3.2 UTILIZACIÓN DEL PROGRAMA PROSPER	60
(PROduction and Systems PERforance analysis software)	60
3.3 OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN	61
3.3.1 COTEJO DEL COMPORTAMIENTO ACTUAL DEL POZO (MATCH)	61
3.3.2 OPTIMIZACIÓN APLICANDO ANÁLISIS NODAL	61
3.4 CASO DE ESTUDIO	69
3.4.1 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS CON BASE A LA SALINIDAD Y PORCENTAJES DE AGUA	72
3.4.2 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE POZOS AFECTADOS POR INCRUSTACIONES MINERALES	77
3.4.3 TOTAL DE LAS INTERVENCIONES DE CADA POZO	82
3.4.4 ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS CON MAYORES PROBLEMAS DE INCRUSTACIONES MINERALES EN EL CAMPO	84
3.4.5 SELECCIÓN DE POZO	91
3.4.6 MODELO MEDIANTE ANÁLISIS NODAL DEL EFECTO DE LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES MINERALES EN EL APAREJO DE PRODUCCIÓN	91
CAPÍTULO 4	98
CONCLUSIONES	98
RECOMENDACIONES	99
BIBLIOGRAFÍA	100
ANEXOS	104

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Composición de la salmuera de dos aguas diferentes. _____	14
Tabla 2. Análisis químico de agua de formación en yacimientos con diferente composición mineral _____	17
Tabla 3. Valores de Pk_2 y Pk_s @ 25 °C para varias Fuerzas iónicas y la diferencia de ($Pk_2 - Pk_s$) para varias temperaturas _____	19
Tabla 4. Factor correspondiente a cada ion. _____	20
Tabla 5. Solubilidad del cloruro de sodio en agua a varias temperaturas. _____	34
Tabla 6. Incrustaciones más comunes en los campos de producción de crudo _____	37
Tabla 7. Ocurrencia de depósitos minerales en distintas partes del mundo, en formaciones de areniscas y carbonatos. _____	42
Tabla 8. Mecanismos de remoción química. _____	45
Tabla 9. Remoción mecánica _____	46
Tabla 10. Ejemplos de inhibidores de incrustación. _____	51
Tabla 11. Intervenciones totales realizadas en 2014. _____	82
Tabla 12. Resultado de gastos (bpd), de acuerdo a la obstrucción que presenta el aparejo de producción, en el intervalo de obstrucción de 225 a 423 metros. _____	96

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Valores de K a varias fuerzas iónicas para $CaCO_3$. _____	21
Figura 2. Gráfica para convertir ppm de Calcio y Alcalinidad a pCa y pAlk _____	22
Figura 3. Nucleación homogénea. _____	26
Figura 4. Nucleación heterogénea. _____	26
Figura 5. Tubo con incrustaciones minerales. _____	27
Figura 6. Efecto de la presión parcial del CO_2 sobre el pH del agua _____	28
Figura 7. Efecto de la presión del CO_2 sobre la solubilidad del $CaCO_3$. _____	29
Figura 8. Solubilidad del $CaCO_3$ en agua pura a una presión parcial de CO_2 de 1 atmósfera. _____	29
Figura 9. Solubilidad del $CaSO_4$ en agua pura. _____	30
Figura 10. Solubilidad del yeso en salmueras de cloruro de sodio (NaCl) a temperaturas de 0 a 90° C _____	31
Figura 11. Efecto de la presión y temperatura sobre la solubilidad del sulfato de calcio anhidro ($CaSO_4$) _____	31
Figura 12. Solubilidad del $BaSO_4$ en agua pura. _____	32
Figura 13. Solubilidad del $BaSO_4$ en soluciones de NaCl _____	33
Figura 14. Gráfico de solubilidad que muestra el efecto de concentración y temperatura sobre potencial de cristalización. _____	35
Figura 15. Sitios potenciales para el crecimiento de cristal. _____	36

Figura 16. Localización de todos los sistemas de flujo donde los depósitos de incrustaciones minerales pueden tomar lugar	38
Figura 17. Daños en un pozo inyector. Las incrustaciones que se forman pueden disminuir la permeabilidad de la formación y reducir la efectividad de la estrategia de inundación con agua.	39
Figura 18. Daños en la matriz. Los depósitos minerales restringen el flujo de los fluidos a través de la formación, lo que provoca una pérdida de permeabilidad.	40
Figura 19. Imagen en el que se muestra un ejemplo de "diablo".	47
Figura 20. Cepillos para casing.	48
Figura 21. Sistema simple de producción considerando 8 puntos de análisis.	58
Figura 22. Efecto del cambio en los diámetros del aparejo de producción sobre la capacidad de flujo.	58
Figura 23. Diámetro reducido del aparejo de producción restringe la capacidad de flujo del pozo.	59
Figura 24. El pozo se ve controlado por el rendimiento en la entrada al nodo (inflow performance)	59
Figura 25. En esta imagen se presenta de forma general el panorama de cómo se encuentra distribuido PROSPER, el cual cuenta con 6 apartados.	60
Figura 26. Sistema de Resumen.	62
Figura 27. Ventana para entrada de valores de PVT.	62
Figura 28. Ventana para seleccionar el modelo de cálculo de IPR	63
Figura 29. Gráfica de IPR de acuerdo al modelo de Vogel.	64
Figura 30. Ventana de opciones del resumen de cálculos.	64
Figura 31. Ventana para el ajuste de IPR/VLP	65
Figura 32. Ventana donde se pueden apreciar las diferentes correlaciones para flujo multifásico en tuberías.	65
Figura 33. Gráfico de Presión (kg/cm^2) Vs profundidad de fondo medida en metros.	66
Figura 34. Ventana donde se aprecia el botón para el cálculo VLP.	66
Figura 35. Visualización de ventana que muestra las diferentes correlaciones para ajuste de VLP/IPR	67
Figura 36. Ventana de resumen de resultados.	67
Figura 37. Visualización VLP/IPR	68
Figura 38. Localización del campo Teotleco	70
Figura 39. En la imagen se aprecian algunos de los pozos del Campo Teotleco.	71
Figura 40. Gráfico donde se representan los cambios de % de agua y salinidad en un tiempo determinado. Pozo T_1	72
Figura 41. Gráfico donde se representan los cambios de % de agua y salinidad en un tiempo determinado. Pozo T_4	73
Figura 42. Gráfico donde se representan los cambios de % de agua y salinidad en un tiempo determinado. Pozo T_9	73
Figura 43. Gráfico donde se representan los cambios de % de agua y salinidad en un tiempo determinado. Pozo T_11	74
Figura 44. Gráfico donde se representan los cambios de % de agua y salinidad en un tiempo determinado. Pozo T_16	74
Figura 45. Gráfico donde se representan los cambios de % de agua y salinidad en un tiempo determinado. Pozo T_42	75
Figura 46. Gráfico donde se representan los cambios de % de agua y salinidad en un tiempo determinado. Pozo T_1001	75
Figura 47. Gráfico donde se representan los cambios de Pwh y Ple en un tiempo determinado. Pozo T_1	77
Figura 48. Gráfico donde se representan los cambios de Pwh y Ple en un tiempo determinado. Pozo T_4	78
Figura 49. Gráfico donde se representan los cambios de Pwh y Ple en un tiempo determinado. Pozo T_9	78
Figura 50. Gráfico donde se representan los cambios de Pwh y Ple en un tiempo determinado. Pozo T_11	79

Figura 51. Gráfico donde se representan los cambios de Pwh y Ple en un tiempo determinado. Pozo T_16	80
Figura 52. Gráfico donde se representan los cambios de Pwh y Ple en un tiempo determinado. Pozo T_42	80
Figura 53. Gráfico donde se representan los cambios de Pwh y Ple en un tiempo determinado. Pozo T_1001	81
Figura 54. Representación esquemática de la problemática de incrustaciones en el pozo T_1	84
Figura 55. Representación esquemática de la problemática de incrustaciones en el pozo T_4	85
Figura 56. Representación esquemática de la problemática de incrustaciones en el pozo T_9	86
Figura 57. Representación esquemática de la problemática de incrustaciones en el pozo T_11	87
Figura 58. Representación esquemática de la problemática de incrustaciones en el pozo T_16	88
Figura 59. Representación esquemática de la problemática de incrustaciones en el pozo T_42	89
Figura 60. Representación esquemática de la problemática de incrustaciones en el pozo T_1001	90
Figura 61. Estado mecánico del pozo T_9 con una restricción del 9% a una profundidad de 225 - 423 metros.	91
Figura 62. Perfil de presión para una obstrucción del 9% con respecto al diametro original en tp.	92
Figura 63. Estado mecánico del pozo T_9 con una restricción del 27% a una profundidad de 225 - 423 metros.	92
Figura 64. Perfil de presión para una obstrucción del 27% con respecto al diametro original en tp.	93
Figura 65. Estado mecánico del pozo T_9 con una restricción del 36% a una profundidad de 225 - 423 metros.	93
Figura 66. Perfil de presión para una obstrucción del 36% con respecto al diametro original en tp.	94
Figura 67. Perfil de presiones de las tres simulaciones realizadas	94
Figura 68. Gráfica con la ampliación en la zona de obstrucción.	95
Figura 69. VLP/IPR sin obstrucciones (\emptyset tp de 2.75)	96
Figura 70. VLP/IPR con obstrucción del 36% (\emptyset tp de 1.76).	97

INTRODUCCIÓN

Las incrustaciones son compuestos resultantes de la cristalización y precipitación de sales minerales presentes en el agua asociada en los yacimientos de petróleo; estos iones tienden a unirse por la continua variación de las condiciones a que se ven sometidos.

Ahora bien las incrustaciones son capaces de reducir el área efectiva al flujo de un pozo productor en un lapso corto de tiempo, lo cual provoca producción diferida y por consecuencia pérdidas económicas.

El efecto de las incrustaciones en la producción de petróleo es la restricción al flujo o estrangulamiento total de la producción debido al taponamiento de la formación, de los disparos en la tubería de revestimiento, la cara del pozo cuando este es terminado en agujero abierto, o del aparejo de producción, además de cubrir y deteriorar los equipos de terminación, como las válvulas de seguridad y los mandriles de bombeo neumático.

RESUMEN

El presente trabajo es una investigación del comportamiento de las incrustaciones minerales en el aparejo de producción, con base en el análisis de los diferentes factores que involucran su formación.

En los primeros capítulos de este trabajo se describen los tipos de incrustaciones minerales más comunes que se presentan en la industria petrolera, las principales variables que causan su depositación, consecuencias de su formación así como los métodos existentes para remover y controlar dichas incrustaciones.

Los métodos de remoción y control de incrustaciones son de gran importancia, ya que una vez que el pozo se encuentra con problemas de incrustaciones se ve afectado drásticamente en su producción, lo que a su vez conlleva en pérdidas económicas.

Después se muestra un caso real de un campo petrolero perteneciente a la Región Sur donde se presenta dicha problemática. En esta parte se hace un análisis de la estadística de producción, composición de los fluidos, histórico de intervenciones, salinidad, porcentaje de agua con lo cual se seleccionó el pozo que tiene mayores problemas de incrustación y se realizaron posibles escenarios de obstrucción mediante el uso de un software comercial.

Finalmente, como último capítulo de este trabajo, se presentan conclusiones y recomendaciones.

ABSTRACT

The present work is an investigation of the behavior of mineral scale in production tubing, based on the analysis of the different factors that involve formation.

In the early chapters of this work, the most common types of mineral scales that occur in the oil industry are described, the main variables that cause its deposition, consequences of their formation as well as existing methods to remove and control these deposits. Removal methods and scale control is of great importance, since once the well is with fouling problems drastically affected in their production, which in turn leads to economic losses.

Then a real case of a member of the Southern Region where this problem occurs oilfield shown. In this part of the statistical analysis of production, fluid composition, historical interventions, salinity, water percentage with which the well was selected with greater problems of scale and clogging scenarios were performed using the use of a commercial software.

Finally, the last chapter of this study, conclusions and recommendations.

JUSTIFICACIÓN

La generación de incrustaciones minerales es un fenómeno común en los yacimientos donde existe producción de agua congénita de naturaleza incrustante y/o con alta salinidad. Las incrustaciones minerales en el sistema pozo – yacimiento afectan negativamente la producción de aceite e incrementan los costos de producción.

Esta tesis pretende llevar al ámbito de conocimiento de los ingenieros petroleros, una revisión de los fenómenos fisicoquímicos involucrados en la generación de incrustaciones o depósitos minerales, así como los métodos que actualmente se utilizan para su remoción e inhibición.

Siendo el análisis nodal una de las principales metodologías para analizar el comportamiento de pozos, esta tesis pretende ilustrar su aplicación al estudio del efecto de las incrustaciones formadas en el aparejo de producción sobre el comportamiento de flujo de un pozo de aceite.

OBJETIVO GENERAL

Presentar una revisión del estado del arte sobre la formación, remoción e inhibición de incrustaciones minerales o depósitos de sal en el sistema yacimiento – pozo, y estudiar el efecto de la formación de incrustaciones minerales en el aparejo de pozos productores de aceite.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Recopilar información general sobre las causas que originan la formación de incrustaciones en la tubería de producción, así como los métodos de remoción y control existentes.

Analizar el caso real de un campo petrolero para ilustrar el efecto sobre el comportamiento de flujo de las incrustaciones minerales formadas en la tubería de producción de pozos productores de aceite.

HIPÓTESIS

La implementación de una estrategia para evitar las incrustaciones minerales en tuberías de producción ayuda a no tener caídas drásticas en la producción de los pozos.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL FENÓMENO DE FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES Y DEPÓSITOS MINERALES

1.1 PROCEDENCIA DEL CONTENIDO MINERAL DEL AGUA

El agua que se encuentra en los yacimientos de carbonatos y areniscas cementadas con calcita por lo general contiene una gran cantidad de cationes divalentes como el calcio [Ca^{+2}] y el magnesio [Mg^{+2}]. Con frecuencia, los fluidos que se encuentran en formaciones de areniscas contienen bario [Ba^{+2}] y estroncio [Sr^{+2}]. En los fluidos de los yacimientos el total de sólidos disueltos puede llegar a 400,000 mg/L [3.34ppg]

Su composición exacta tiene una dependencia compleja de la diagénesis de los minerales y de otros tipos de alteraciones que se producen a medida que los fluidos de la formación fluyen y se mezclan en el transcurso del tiempo geológico.

El agua de mar es rica en iones negativos de SO_4^{-2} con concentraciones que en muchos casos superan los 2000 mg/L (0.02 ppg), mientras que el agua de formación contiene cationes divalentes de calcio (Ca^{+2}) y bario (Ba^{+2}). La mezcla de estos fluidos en la cara del pozo generalmente produce nuevos fluidos con concentraciones combinadas de iones que superan los límites de solubilidad de los sulfatos. En la Tabla 1 se muestra la composición de la salmuera de dos aguas diferentes.

Tabla 1. Composición de la salmuera de dos aguas diferentes. [9]

Especies de iones	Agua de formación, ppm	Agua de mar, ppm
Sodio	31.275	10.890
Potasio	654	460
Magnesio	379	1368
Bario	269	0
Estroncio	771	0
Sulfato	0	2960
Cloruro	60.412	19.766
Calcio	5038	428

Cuando en un yacimiento se inyecta agua cuya composición difiere con el agua congénita, se forman precipitados.

Cuando los iones de las aguas incompatibles reaccionan, no todas las sustancias en reacción se precipitan; solamente lo hacen las cantidades que exceden la concentración de saturación. La solubilidad de un compuesto depende de factores tales como presión, temperatura, pH y/o la presencia de otros iones.

1.1.1 SUSTANCIAS QUE SE ENCUENTRAN DISUELTAS EN UN AGUA NATURAL SUBTERRÁNEA. IONES FUNDAMENTALES Y MENORES

En un agua subterránea, la mayoría de las sustancias disueltas se encuentran en un estado iónico. Unos cuantos de estos iones se encuentran presentes y su suma representa casi la totalidad de los iones presentes.

Los iones fundamentales:

Aniones	Cationes
Cloruros Cl^-	Sodio Na^+
Sulfato $^{-2}$	Calcio Ca^{++}
Bicarbonato CO_3H^-	Bario Ba^{++}

El resto de iones y sustancias disueltas se encuentran por lo general en cantidades notablemente más pequeñas que los anteriores; se llaman iones menores a aquellos que se encuentran habitualmente formando menos del 1% del contenido iónico total.

Elementos traza a aquellos que aunque presentes están por lo general en cantidades difícilmente medibles por medios químicos usuales.

Los iones menores más importantes son los siguientes K^+ , Fe^{++} , NO_2^- , F^- , NH_4^+ , Mg^{++} , y Sr^{++} . Su concentración va de 0.0001 y 0.1 ppm.

Las aguas subterráneas llamadas dulces contienen como máximo 1000 o quizá 2000 ppm de sustancias disueltas; si el contenido es mayor, por ejemplo hasta 5000 ppm se llaman aguas salobres y hasta 40000 aguas saladas. No es raro encontrar aguas que superen los 40000 ppm de sustancias disueltas llegando a veces hasta 300000 ppm, a estas aguas se les llama salmueras y están asociadas con frecuencia a depósitos salinos, aguas de yacimientos petrolíferos o bien aguas muy antiguas situadas a gran profundidad.

1.1.2 AGUA DE FORMACIÓN

Las rocas almacén de petróleo contienen agua asociada que es generalmente salina; presentando sales disueltas como cloruros, sulfatos, carbonatos, magnesio, estroncio y calcio principalmente [2]. Otras sales como el fosfato de calcio, óxido de hierro, sulfato de bario y depósitos de sulfatos de metales pesados también pueden estar presentes [7]

El análisis de cationes y aniones contenido en aguas de formación, provee una importante herramienta para caracterizar el origen de la salinidad de los fluidos, y evaluar el grado de interacción roca-fluido, así como la evolución de la salmuera en la cuenca sedimentaria y tiempo de residencia en ella [4]. En la Tabla 2 se presenta información sobre composiciones de aguas de formación estudiadas en diversos trabajos.

La mayoría de las aguas ha estado sujeta a procesos de dolomitización; explicado por la presencia del ión calcio, así como por altos contenido de sales disueltas entre las que se destaca el NaCl. La calcita, dolomita, sulfatos (anhidrita, yeso y barita), se mencionan como las fases minerales que presentan sobresaturación, tendientes a provocar precipitación e incrustación mineral.

Tabla 2. Análisis químico de agua de formación en yacimientos con diferente composición mineral

Lugar	Lago Thau (Sureste de Francia)	Norte Central de Louisiana, USA	Mar del norte de EUA (Brent Group)	Mar del norte de EUA (Brent Group)	Mar del Norte de EUA	Kenedy Field, Sur de Texas, USA	Kenedy Field, Sur de Texas, USA	Este de Tokio (Grupo Mobara), Chiba, Japan	Este de Tokio (Grupo Tokio) Chiba, Japan	Oilfield China
Profundidad (m)	407	2295	2557	12 190	-	13 261	4159	1304	1300	>4000
Litología	Carbonatos	Areniscas	Areniscas	Areniscas	Areniscas	Carbonatos	Carbonatos	Areniscas	Areniscas	-
Temperatura (°C)	36.9	37.1	93	107	98	160	170	25-40	25-40	60- 119
Ph	6.29	5.57	5.83	5.90	5.55	4.95	6.2	8.0	6.8	
	mg L ⁻¹	mg L ⁻¹	mg L ⁻¹	mg L ⁻¹	mg L ⁻¹	mg L ⁻¹	mg L ⁻¹	mg L ⁻¹	mg L ⁻¹	mg L ⁻¹
TDS	15 736	134876	21773	99 614	21 740	84109	180 590	30 393	29 066	80 634
I										
Li	0.163	-	-	-	-	-	-	0.97	0.6	-
Na	4582	49 151	8000	31275	16120	21 500	37 500	11000	10 100	23 635.1
K	116	858.00	210	654	550	890	2 800	283	364	1671.6
Mg	549.5	481.62	86	739	340	370	520	374	73	8.8
Ca	650	2 152	600	5 038	4090	8 530	26 200	134	1210	72.2
Sr	4.663	213.79	88	771	390	1090	1 800	6.8	22.2	-
Ba	0.054	-	32	269	250	-	-	3.8	2.6	-
Fe	-	18.42	-	-	-	-	-	-	-	-
F	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cl	8165	81 915.6	13357	60,848	-	51 500	111 300	18300	17200	15 348.9
Br	-	87.091	-	-	-	-	470	156	78	-
I	-	-	-	-	-	-	-	133	16	-
HCO₃⁻	560	-	-	-	-	229	-	-	-	39656.1
SO₄²⁻	1108	-	0	0	-	-	-	<2	<2	62.5
H₂S	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SiO₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B	1.08	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuerza iónica (I, mol/kg)	0.3217	2.3879	0.4040	1.8802	0.6021	1.4664	3.8150	0.5401	0.5348	1.0823
Referencia	Ref. 4	Ref.10	Ref. 6	Ref. 6	Ref. 13	Ref. 23	Ref. 23	Ref.24	Ref.24	Ref. 27
Tipo	Na- SO ₄ -Cl	Na-K-Cl	Na-K-Cl	Na-Ca-Cl	Na-K-Ca	Na-Ca-Cl	Na-Ca-Cl	Na-Mg-Cl	Na-Ca-Cl	HCO ₃ .Cl-Na
Na/Cl (molar)	0.8638	0.923	0.9218	0.7953	-	0.6441	0.519	0.9267	0.9037	2.36
Cl/Br (molar)	-	2122	-	-	-	-	541.37	264.61	497.74	-
Ca/Mg (molar)	0.7190	2.71	0	4.11	7.29	13.98	30.55	0.2171	10.083	4.97

1.2 ÍNDICE DE SATURACIÓN O ESTABILIDAD

1.2.1 ÍNDICE DE SATURACIÓN DEL CARBONATO DE CALCIO (CaCO₃)

El índice de saturación (SI), sirve como una indicación de la tendencia del agua para disolver o precipitar el carbonato de calcio. Existen diferentes formas de evaluar esta característica, las cuales involucran diversos parámetros.

Aunque hay reglas para definir el índice de Saturación, algunos investigadores han usado diferente nomenclatura para describir el término:

INVESTIGADOR	NOMBRE DEL INDICE	ABREVIACIÓN
Langelier	Índice de Saturación	SI
Ryznar	Índice de Estabilidad	SI
Stiff & Davis	Índice de Estabilidad	SI
Oddo & Tompson	índice de Saturación	I _s

1.2.1.1 ÍNDICE DE SATURACIÓN DE LANGELIER

Langelier desarrolló un índice para predecir si un agua fresca saturada con oxígeno disuelto, en un rango de pH de 6.5 a 9.5, formará incrustación de carbonato de calcio o será corrosiva. Este es llamado Índice de Saturación de Langelier y es calculado con la siguiente ecuación empírica:

$$SI = pH - pH_s = pH - [(Pk'_2 - Pk'_s) + pCa^{++} + pAlk] \quad \dots (ec.1)$$

$$pCa^{++} = \log \frac{1}{\text{Moles de } Ca^{++}/\text{litro}} \quad \dots (ec.2)$$

$$pAlk = \log \frac{1}{\text{Equivalentes de la alcalinidad total}} \quad \dots (ec.3)$$

donde:

SI = Es el índice de saturación de Langelier.

pH = Es el pH real del agua.

pH_s = Es el pH de saturación.

Pk'₂ y Pk'_s = Son constantes empíricas.

Alcalinidad Total = CO₃⁼ + HCO₃⁻

Tabla 3. Valores de pK'_2 y pK'_s @ 25 °C para varias Fuerzas iónicas y la diferencia de $(pK'_2 - pK'_s)$ para varias temperaturas

Fuerza Iónica	Sólidos Disueltos Totales (ppm)	25 °C			$(pK'_2 - pK'_s)$									
		pK'_2	pK'_s	$(pK'_2 - pK'_s)$	0 °C	10 °C	20 °C	30 °C	40 °C	50 °C	60 °C	70 °C	80 °C	90 °C
0.0000		10.26	8.32	1.94	2.45	2.23	2.02	1.86	1.68	1.52	1.36	1.23	1.08	0.95
0.0005	20	10.26	8.23	2.03	2.54	2.32	2.11	1.95	1.77	1.61	1.45	1.32	1.17	1.04
0.0010	40	10.26	8.19	2.07	2.58	2.36	2.15	1.99	1.81	1.65	1.49	1.36	1.21	1.08
0.0020	80	10.25	8.14	2.11	2.62	2.40	2.19	2.03	1.85	1.69	1.53	1.40	1.25	1.12
0.0030	120	10.25	8.10	2.15	2.66	2.44	2.23	2.07	1.89	1.73	1.57	1.44	1.29	1.16
0.0040	160	10.24	8.07	2.17	2.68	2.46	2.25	2.09	1.91	1.75	1.59	1.46	1.31	1.18
0.0050	200	10.24	8.04	2.20	2.71	2.49	2.28	2.12	1.94	1.78	1.62	1.49	1.34	1.21
0.0060	240	10.24	8.01	2.23	2.74	2.52	2.31	2.15	1.97	1.81	1.65	1.52	1.37	1.24
0.0070	280	10.23	7.98	2.25	2.76	2.54	2.33	2.17	1.99	1.83	1.67	1.54	1.39	1.26
0.0080	320	10.23	7.96	2.27	2.78	2.56	2.35	2.19	2.01	1.85	1.69	1.56	1.41	1.28
0.0090	360	10.22	7.94	2.28	2.79	2.57	2.36	2.20	2.02	1.86	1.70	1.57	1.42	1.29
0.0100	400	10.22	7.92	2.30	2.81	2.59	2.38	2.22	2.04	1.88	1.72	1.59	1.44	1.31
0.0110	440	10.22	7.90	2.32	2.83	2.61	2.40	2.24	2.06	1.90	1.74	1.61	1.46	1.33
0.0120	480	10.21	7.88	2.33	2.84	2.62	2.41	2.25	2.07	1.91	1.75	1.62	1.47	1.34
0.0130	520	10.21	7.86	2.35	2.86	2.64	2.43	2.27	2.09	1.93	1.77	1.64	1.49	1.36
0.0140	560	10.20	7.85	2.36	2.87	2.65	2.44	2.28	2.10	1.94	1.78	1.65	1.50	1.37
0.0150	600	10.20	7.83	2.37	2.88	2.66	2.45	2.29	2.11	1.95	1.79	1.66	1.51	1.38
0.0160	640	10.20	7.81	2.39	2.90	2.68	2.47	2.31	2.13	1.97	1.81	1.68	1.53	1.40
0.0170	680	10.19	7.80	2.40	2.91	2.69	2.48	2.32	2.14	1.98	1.82	1.69	1.54	1.41
0.0180	720	10.19	7.78	2.41	2.92	2.70	2.49	2.33	2.15	1.99	1.83	1.70	1.55	1.42
0.0190	760	10.18	7.77	2.41	2.92	2.70	2.49	2.33	2.15	1.99	1.83	1.70	1.55	1.42
0.0200	800	10.18	7.76	2.42	2.93	2.71	2.50	2.34	2.16	2.00	1.84	1.71	1.56	1.43

1.2.1.2 ÍNDICE DE ESTABILIDAD DE RYZNAR

Es un buen indicador de incrustación ya si bien no es exacto por lo menos da un valor aproximado de la cantidad. Ryznar desarrolló una ecuación empírica para calcular el "Índice de Estabilidad" de un agua fresca, éste se puede determinar mediante la siguiente ecuación:

$$SI = 2 \text{ pH}_s - \text{pH} = 2 [(pK'_2 - pK'_s) - \log(\text{Ca}^{++}) - \log(\text{Alk}) + 9.30 + \frac{2.5\sqrt{\mu}}{1+5.3\sqrt{\mu}+5.5\mu}] - \text{pH}$$

... (ec.4)

donde:

pK'_2 y pK'_s = Son constantes empíricas medidas por Langelier.

Ca^{++} = Es la concentración del ión calcio (Ca^{++}), [ppm].

Alk = Es la concentración de los iones $\text{CO}_3^- + \text{HCO}_3^-$, [ppm como CaCO_3].

μ = Es la fuerza iónica molar de la solución.

No sólo indica la tendencia de un agua de incrustar carbonato de calcio o de corroer (si está saturada con oxígeno), sino también da un valor semi-cuantitativo de la cantidad de incrustación depositada o de la gravedad de la corrosión.

Los valores del Índice de Estabilidad de Ryznar, siempre son positivos. Y pueden ser interpretados como sigue:

1. Índice de Estabilidad = 5.5, indica que hay una cantidad apreciable de la incrustación de CaCO_3 .

Con el índice menor, la incrustación será mayor.

2. Un Índice de Estabilidad = 7.5, indica que hay corrosión.

Con el índice mayor, la corrosión será más severa.

1.2.1.3 MÉTODO STIFF & DAVIS

Stiff y Davis ampliaron empíricamente el índice de saturación de Langelier para aplicarlo a las salmueras de los yacimientos petrolíferos, en donde la salinidad afecta a la fuerza iónica e influye en la solubilidad del CaCO_3 . Su ecuación es la siguiente:

$$\text{SI} = \text{pH} - \text{pH}_s \quad \dots \text{(ec. 5)}$$

$$\text{pH}_s = K + \text{pCa} + \text{pAlk} \quad \dots \text{(ec. 6)}$$

$$\text{SI} = \text{pH} - K - \text{pCa} - \text{pAlk} \quad \dots \text{(ec. 7)}$$

$$\text{pCa}^{++} = -\log (\text{Moles de Ca}^{++}/\text{litro}) = \log \left(\frac{1}{\text{Moles de Ca}^{++}/\text{litro}} \right) \quad \dots \text{(ec.8)}$$

$$\text{pAlk} = \text{p} (\text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{=}) = \log \left(\frac{1}{\text{Moles de HCO}_3^- + \text{CO}_3^{=}/\text{litro}} \right) \quad \dots \text{(ec.9)}$$

$$\text{Alcalinidad total} = \text{CO}_3^{=} + \text{HCO}_3^-$$

$$\text{La fuerza iónica es: } \mu = \frac{1}{2} (\text{C}_1\text{Z}_1 + \text{C}_2\text{Z}_2 + \text{C}_3\text{Z}_3 + \dots \text{C}_n\text{Z}_n) \quad \dots \text{(ec.10)}$$

donde:

SI = Es el índice de estabilidad. Si este índice es negativo, el agua esta bajo saturada con CaCO_3 y la formación de incrustación es improbable (el agua es corrosiva).

Si el índice es positivo, el agua esta supersaturada con CaCO_3 y la formación de incrustación es probable. Aparte si el índice es cero, el agua está en el punto de saturación.

pH = Es el pH real del agua

pH_s = Es el pH en el cual el sistema estaría saturado con CaCO_3

K = Es una constante empírica la cual es una función de la salinidad, composición y temperatura del agua. Los valores de K son obtenidos de una correlación gráfica con la fuerza iónica y la temperatura del agua.

FUERZA IÓNICA TOTAL. Es la suma total de las fuerzas iónicas individuales de cada ión y se obtiene multiplicando la cantidad de cada ión en mg/L de cada ión por el factor correspondiente de acuerdo con la Tabla 4.

Tabla 4. Factor correspondiente a cada ion.

IÓN	FACTOR
Na ⁺	2.2x10 ⁻⁵
Ca ⁺	5.0x10 ⁻⁵
Mg ⁺⁺	8.2x10 ⁻⁵
Cl ⁻	1.4x10 ⁻⁵
HCO ₃ ⁻	0.8x10 ⁻⁵
SO ₄ ⁼	2.1x10 ⁻⁵

Para calcular el SI debe conocerse la temperatura, el pH y las concentraciones de HCO_3^- y $\text{CO}_3^{=}$. Además, un análisis completo del agua para calcular la fuerza iónica.

Es importante determinar el pH y los iones HCO_3^- y $\text{CO}_3^{=}$ en campo, inmediatamente después de muestrear; ya que estos parámetros cambian rápidamente cuando la muestra es trasladada de un sistema presurizado a un no presurizado.

Los valores de K como una función de la fuerza iónica, están dados en la figura 1 y para pCa y pAlk en la figura 2.

donde :

$$C = \frac{\text{meq/L}}{z (1,000 \times \text{Sp Gr} - \frac{\text{SDT}}{1,000})} \quad \dots (\text{ec.11})$$

meq/L = Es la concentración del ion.

z = Es la valencia del ión.

Sp Gr = Es la gravedad específica de la salmuera.

SDT = Son los sólidos disueltos totales, [mg/L]

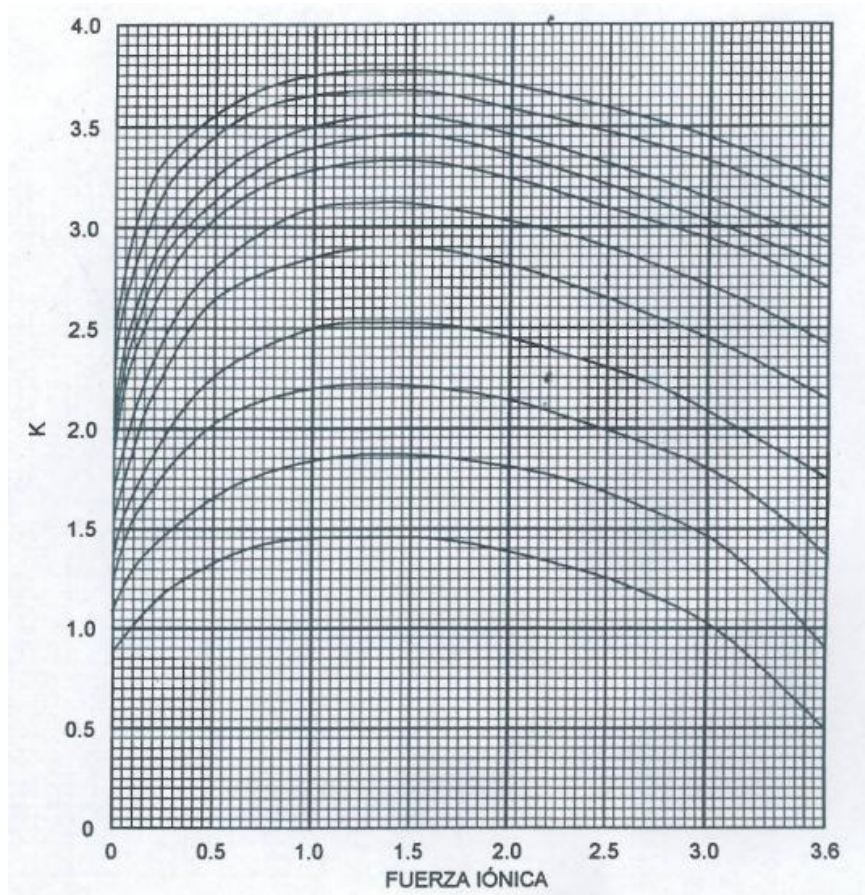


Figura 1. Valores de K a varias fuerzas iónicas para CaCO_3 . [1]

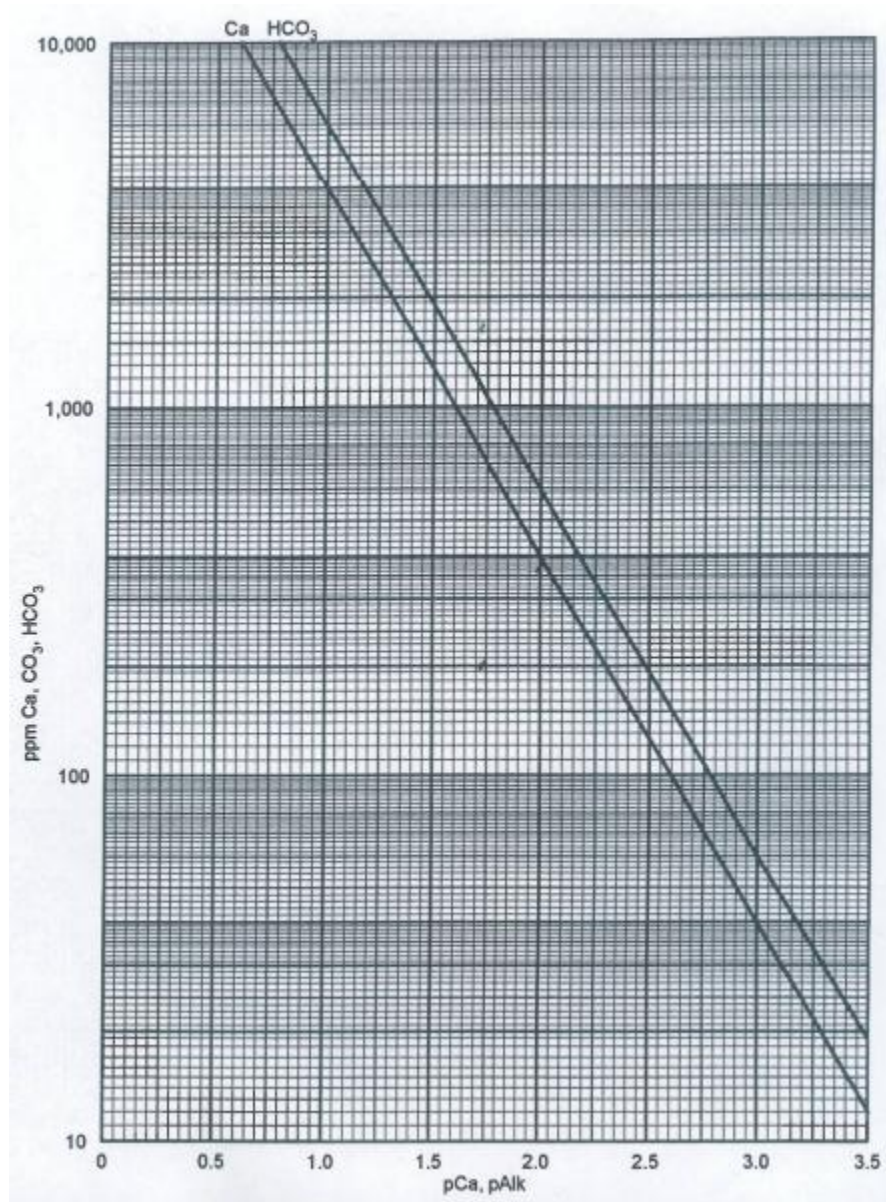


Figura 2. Gráfica para convertir ppm de Calcio y Alcalinidad a pCa y pAlk [1]

El método Stiff & Davis es una gráfica, en la cual los valores de mili-equivalentes por litro son plasmados. Los iones positivos son colocados en el lado izquierdo de la gráfica y los iones negativos en el lado derecho. La escala usada para ion puede variar, para enfatizar los valores que son más significativos. Esto puntos son unidos para formar el patrón, el cual ha sido nombrado como el diagrama “mariposa”.

1.2.1.4 MÉTODO ODDO Y TOMSON

Recientemente Oddo y Tomson desarrollaron un método para calcular un Índice de Saturación (I_s), para la incrustación de carbonato de calcio, el cual incluye el efecto de la presión. El método permite el cálculo del pH en sistemas de dos fases (gas y agua); considera la presión total así como las variaciones de las presiones parciales del CO_2 . El significado es análogo al Índice de Stiff y Davis. Las ecuaciones están dadas como sigue:

1. Sistema de dos fases (gas y agua), donde el pH es desconocido:

$$I_s = \log [T_{\text{Ca}} A_{\text{lk}}^2 / P_T X_{\text{CO}_2}] + 5.89 + 1.549 \times 10^{-2} T - 4.26 \times 10^{-6} T^2 - 7.44 \times 10^{-5} P - 2.55 \mu^{0.5} + 0.919 \mu \dots \text{ (ec.12)}$$

2. Cualquier sistema (una fase o multifásico), donde el pH es conocido, se calcula:

$$I_s = \log T_{\text{Ca}} A_{\text{lk}} + \text{pH} - 2.78 + 1.143 \times 10^{-2} T - 4.72 \times 10^{-6} T^2 - 4.37 \times 10^{-5} P - 2.05 \mu^{0.5} + 0.727 \mu \dots \text{ (ec.13)}$$

3. Cálculo del pH en un sistema de dos fases:

$$\text{pH}_c = \log [P_T X_{\text{CO}_2} / A_{\text{lk}}] + 8.68 + 4.05 \times 10^{-3} T + 4.58 \times 10^{-7} T^2 - 3.07 \times 10^{-5} P - 0.477 \mu^{0.5} + 0.477 \mu \dots \text{ (ec.14)}$$

donde:

I_s = Es el índice de saturación.

pH_c = Es el pH calculado.

T_{Ca} = Es la concentración del Ca^{++} , [moles/litro].

A_{lk} = Es la concentración del HCO_3^- , [moles/litro].

P_T = Es la presión total, [psia].

$$I_s = \log(T_{\text{Ca}} A_{\text{lk}}) + \text{pH} - 2.78 + 1.143 \times 10^{-2} T - 4.72 \times 10^{-6} T^2 - 4.37 \times 10^{-5} P - 2.05 \mu^{0.5} + 0.727 \mu \dots \text{ (ec.15)}$$

X_{CO_2} = Es la fracción mol del CO_2 en la fase gas.

T = Es la temperatura, [°F]

μ = Es la fuerza iónica, [moles/litro]

Este método es válido bajo las siguientes condiciones:

Fuerza Iónica Molar: 0 - 4.0

Temperatura: 32 – 392 °F [0 – 200 °C]

Presión: 0 – 20,000 psig (0- 1408 kg/cm²)

1.3 DEFINICIÓN DE INCRUSTACIONES

Las incrustaciones son un recubrimiento denso de un material predominante inorgánico, formado por la precipitación química de sus constituyentes, que se vuelven insolubles en el agua que los transporta por cambios de temperatura y presión, que causa un exceso en su producto de solubilidad de estos componentes en el sistema.

La incrustación es la precipitación “in situ” de minerales inorgánicos previamente disueltos en el agua. [3]

1.3.1 ORIGEN DE LAS INCRUSTACIONES

La formación de una incrustación inorgánica puede ocurrir en cualquier punto de un sistema de producción (ej. formación productora, aparejo de producción líneas de transporte o tuberías) cuando ciertas especies químicas en solución alcanzan su límite de saturación, debido a la alteración en su estado termodinámico o equilibrio químico, ante cambios de presión, temperatura o mezclado de dos aguas incompatibles.

Por lo general, un incremento de la temperatura provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua: más iones se disuelven a temperaturas más elevadas. En forma similar al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir. [9]

No todos los minerales se ajustan a la tendencia típica de la temperatura; por ejemplo, el carbonato de calcio presenta la tendencia inversa, es decir que la solubilidad en agua aumenta cuando las temperaturas disminuyen.

Una complejidad adicional es la solubilidad de los minerales de carbonatos en presencia de gases ácidos, como el dióxido de carbono (CO_2) y el ácido sulfhídrico (H_2S).

1.4 CAUSAS QUE ORIGINAN LA PRECIPITACIÓN DE LOS MINERALES

Las incrustaciones suceden por la precipitación de los minerales presentes en el agua de formación, originada por reacción química, o como resultado de la sobresaturación de los componentes minerales en el agua producida, lo cual puede deberse a la mezcla de dos aguas incompatibles que se encuentran en el fondo del pozo [5] o a cambios de temperatura y en menor medida, de presión.

La formación de cristales comienza en soluciones sobresaturadas con pares de iones que forman cristales individuales (nucleación homogénea), sin embargo también puede iniciar sobre defectos preexistentes en las superficies, como puntos ásperos en la superficie de la tubería en contacto con el líquido, denominado nucleación heterogénea, dichos tipos de nucleación se consideran con mayor detalle más adelante. La

comprensión de los procesos de nucleación ha permitido desarrollar productos que utilizan químicos diseñados para atacar los procesos de nucleación y los procesos de formación de incrustaciones, de modo tal que se reduzca su incidencia [9].

1.5 FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES INORGÁNICAS

La manera de como se forman las incrustaciones (scale) es explicada a continuación; se tomará el sulfato de bario como ejemplo. Se tiene una solución sobresaturada de iones de bario (Ba^{++} , cargados positivamente) y iones sulfato (SO_4^{--} , cargados negativamente), estos al estar en constante movimiento y frecuente contacto, tenderán a atraerse ya que tienen cargas opuestas, al unirse estos iones formarán inicialmente los llamados *clusters* (racimos) que constantemente se irán formando y creciendo o en su defecto desintegrándose. Cuando un cluster crece lo suficiente se convierte en un *crystal*, el cual es una partícula microscópica. Los cristales se van uniendo y creciendo hasta convertirse en un depósito incrustante (*scale*), el cual se puede apreciar a simple vista y está adherido a la superficie de las estructuras.

El conjunto de clusters es el resultado de la nucleación.

La formación de incrustaciones inorgánicas en tuberías profundas de pozos petroleros es un fenómeno que repercute en la disminución de la producción de los pozos y su ocurrencia depende de varios factores.

En los yacimientos de petróleo la temperatura suele ser cercana al gradiente térmico promedio de la tierra, 25- 30 °C/km. Considerando que algunos pozos producen a profundidades grandes (5-6 km), la temperatura alcanza valores del orden de hasta 200 °C; lo que denota la existencia de un gradiente local ligeramente mayor al promedio [41]

1.5.1 PROCESOS DE FORMACIÓN DE UNA INCRUSTACIÓN MINERAL

El crecimiento de incrustaciones resulta de dos procesos que se realizan en forma paralela: nucleación homogénea y heterogénea, que se describen a continuación:

Nucleación homogénea

Es la formación de cristales en el seno de la solución debido a un incremento de la solubilidad relativa de los iones presentes (comienza en soluciones sobresaturadas con pares de iones que forman cristales individuales). El primer crecimiento dentro de un fluido saturado es la formación de grupos de átomos inestables; los grupos de átomos forman pequeños cristales (semillero de cristales) provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas [9]. Posteriormente los cristales crecen por la adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de los cristales, con lo cual aumenta el tamaño del cristal [3].

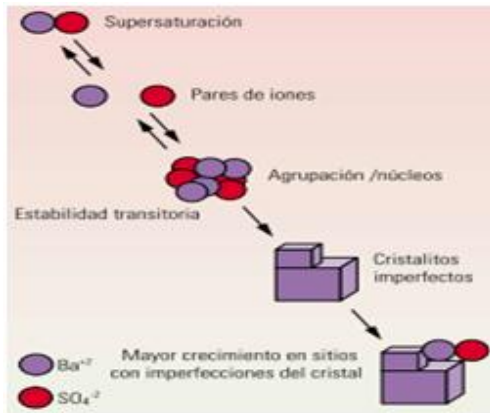


Figura 3. Nucleación homogénea. [9]

También pueden ocurrir sobre defectos preexistentes en las superficies, como puntos ásperos de las superficies de la tubería en contacto con el líquido, denominada **nucleación heterogénea**.

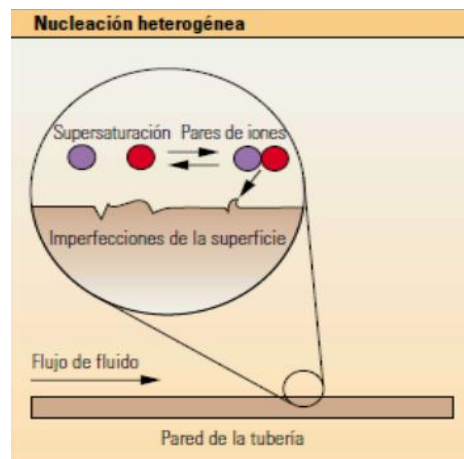


Figura 4. Nucleación heterogénea. [9]

Las incrustaciones depositadas en una forma rápida tienden a ser porosas, a poseer canales y su remoción con ácidos o removedores no es tan difícil; en cambio, los que se depositan lentamente son frecuentemente duros, y su remoción puede ser mucho más complicada.

1.6 DEPÓSITOS ENCONTRADOS EN LAS AGUAS ASOCIADAS A LA PRODUCCIÓN DE CRUDO



Figura 5. Tubo con incrustaciones minerales.

Los depósitos del agua pueden ser clasificados como incrustaciones y *sludges* (barros y lodos). Estos se diferencian básicamente porque la incrustación es un depósito formado en la superficie donde aguas incompatibles tienen contacto, mientras que el sludge puede formarse en un sitio y depositarse en otro. El sludge puede acumularse en zonas del sistema donde la velocidad de flujo es bajo o donde las líneas de flujo son curvas: en estos lugares se irán acumulando depósitos los cuales reducirán el flujo.

Los sludges son generalmente menos adherentes que las incrustaciones y por lo tanto menos difíciles de remover por medios mecánicos. Mientras que las incrustaciones por su naturaleza de formación son más duros y más impermeables que los sludges.

Si se quiere ser más específico, los depósitos encontrados en el agua se pueden clasificar como: incrustaciones, sludges, productos de corrosión y depósitos orgánicos (ceras y asfáltenos).

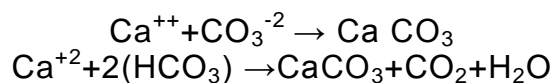
El agua contiene algunos iones que al combinarse forman compuestos de baja solubilidad, los cuales al sobrepasar el límite que tiene el agua para mantenerlos en solución, se precipitan formando incrustaciones, que a su vez son adherentes y duros.

1.7 TIPOS DE INCRUSTACIONES MINERALES

1.7.1 CARBONATO DE CALCIO (CaCO_3)

La incrustación de carbonato de calcio, o calcita, es una de las más frecuentes encontradas en la industria petrolera.

El carbonato puede ser identificado cualitativamente mediante la adición de unas gotas de ácido clorhídrico. Es de suma importancia mencionar que el carbonato de calcio puede ser formado por la combinación del ión calcio ya sea con el ión carbonato o bicarbonato.



La solubilidad del carbonato de calcio es ampliamente influenciada por la presión parcial del CO₂, temperatura y concentración de sales en solución. (Ref.8)

Efecto de la presión. La solubilidad del CaCO₃ incrementa cuando la presión aumenta. Las caídas de presión a través de una restricción tales como válvulas u orificios pueden inducir turbulencia local, la cual puede ayudar a iniciar la depositación de incrustación.

Efecto de la Presión Parcial del CO₂. En cualquier punto del sistema donde ocurra una caída de presión, la presión parcial del CO₂ en la fase gas disminuye, el dióxido de carbono sale de la solución y el pH del agua aumenta. Esto puede observarse en la figura 6 la cual ilustra el efecto de la presión parcial del CO₂ sobre el pH del agua conteniendo poco o nada de minerales disueltos.

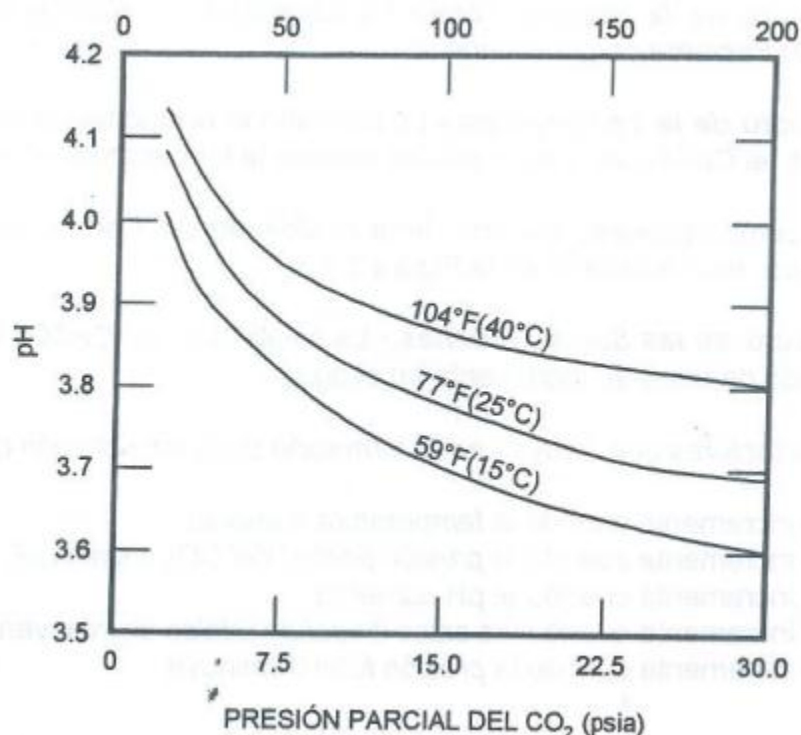


Figura 6. Efecto de la presión parcial del CO₂ sobre el pH del agua [38]

En la figura 6 se muestra el efecto de la presión parcial del CO₂ sobre la solubilidad del CaCO₃ en agua pura, la solubilidad de CaCO₃ se incrementa con

la presión parcial del CO_2 . El efecto es menos pronunciado cuando la temperatura se incrementa.

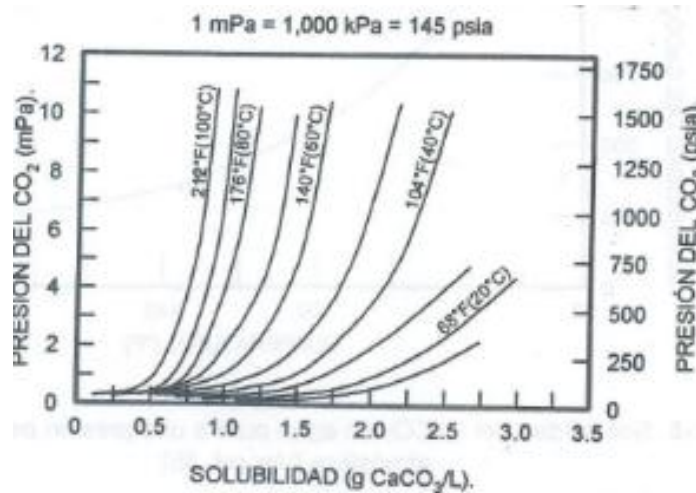


Figura 7. Efecto de la presión del CO_2 sobre la solubilidad del CaCO_3 . [38]

Efecto de la temperatura. Contrario al comportamiento de muchos materiales, el carbonato de calcio llega a ser menos soluble a medida que la temperatura aumenta. El agua del yacimiento disminuirá su temperatura a medida que esta ascienda hacia la superficie, esto ayuda a incrementar la solubilidad del carbonato de calcio; es decir la disminución de la temperatura cerca de la superficie incrementa la solubilidad.

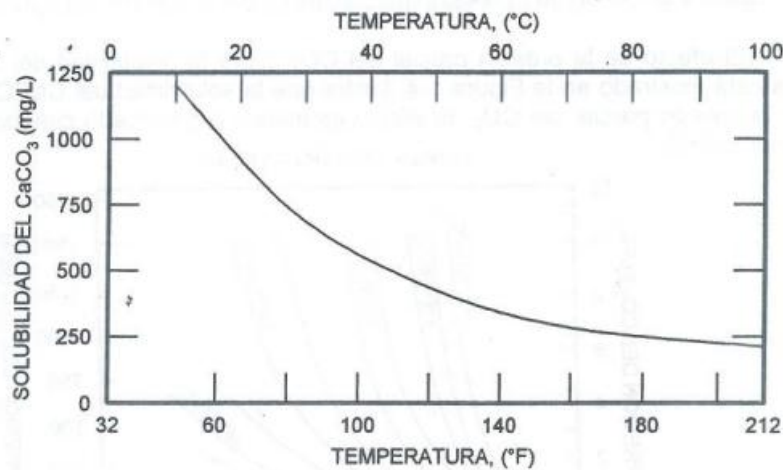


Figura 8. Solubilidad del CaCO_3 en agua pura a una presión parcial de CO_2 de 1 atmósfera. [38]

Efecto del pH. La cantidad de CO_2 presente en el agua, afecta el pH del agua y la solubilidad del CaCO_3 . Cuando el pH es más alto, hay mayor probabilidad que la precipitación ocurra.

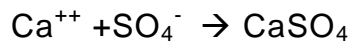
Efecto de las sales minerales. La solubilidad del carbonato de calcio aumenta a medida que el contenido de sales disueltas en el agua aumenta.

Los factores que influyen en la formación de la incrustación de CaCO_3 son:

- Se incrementa cuando la temperatura aumenta, ya que hay menor solubilidad.
- Se incrementa cuando la presión parcial del CO_2 disminuye.
- Se incrementa cuando el pH aumenta.
- Se incrementa cuando la presión total disminuye.

1.7.2 SULFATO DE CALCIO (CaSO_4)

La precipitación del sulfato de calcio resulta de la reacción:



Las incrustaciones de sulfato de calcio son más pequeñas que las de carbonato de calcio, pero generalmente más duras y densas que estas.

Efecto de la presión. La solubilidad del sulfato de calcio en agua se incrementa con la presión. La caída de presión puede ser una de las principales causas de incrustación de CaSO_4 en pozos productores. La caída de presión cerca de la cara del pozo puede crear incrustación en la formación y también en la tubería de producción.

Efecto de la temperatura. La solubilidad del yeso se incrementa a temperaturas menores de 100°F (38°C), a una temperatura mayor disminuye, como se aprecia en la siguiente figura.

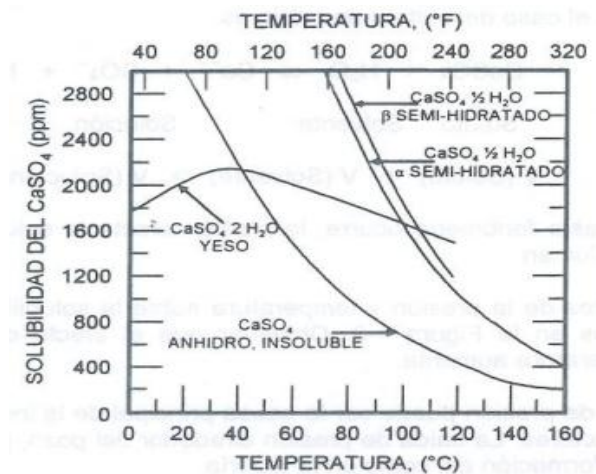


Figura 9. Solubilidad del CaSO_4 en agua pura. [38]

Efecto de las Sales Disueltas. La presencia de NaCl u otras sales disueltas diferentes a los iones calcio o sulfato, incrementa la solubilidad del CaSO_4 exactamente igual que al CaCO_3 , el valor máximo de sales es a una concentración de 150,000 mg/L. Incrementos superiores en el contenido de sal disminuye la solubilidad del CaSO_4 . Esto lo podemos observar en la figura 10.

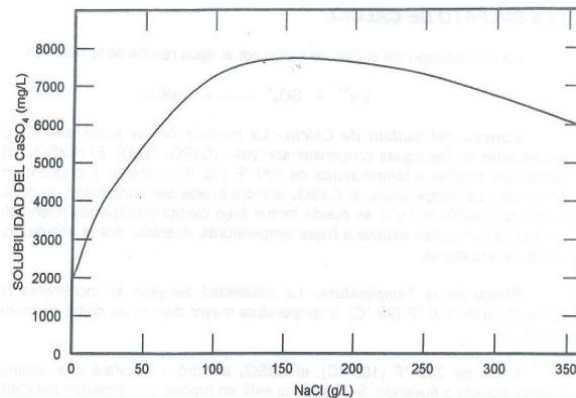


Figura 10. Solubilidad del yeso en salmueras de cloruro de sodio (NaCl) a temperaturas de 0 a 90° C [38]

Efecto de la presión. La solubilidad de todas las incrustaciones en el agua se incrementan con la presión. Este incremento en la solubilidad se debe que cuando la incrustación está disuelta en el agua, hay una disminución en el volumen total. Los efectos de la presión y temperatura sobre la solubilidad del CaSO_4 anhidro, se muestran en la figura 11. Hay que destacar que el efecto de la presión disminuye cuando la temperatura aumenta.

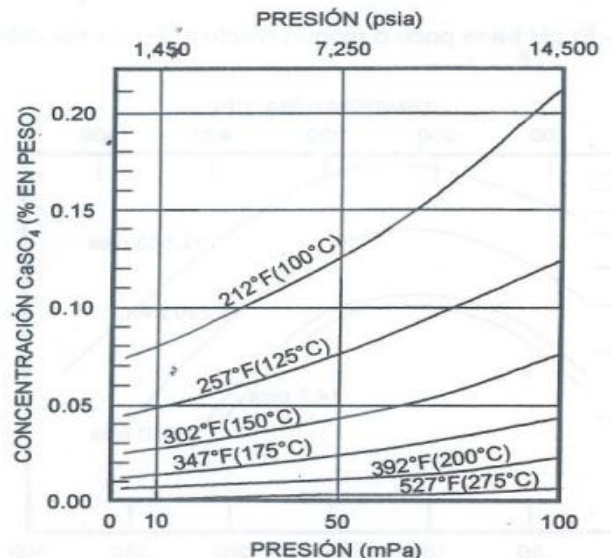
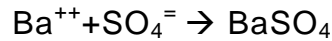


Figura 11. Efecto de la presión y temperatura sobre la solubilidad del sulfato de calcio anhidro (CaSO_4) [38]

1.7.3 SULFATO DE BARIO (BaSO₄)

De los incrustantes el sulfato de bario es el menos soluble, se presenta cuando se combinan el ión de bario con los iones de sulfato; este tipo de incrustaciones por lo general se encuentra junto a los depósitos de sulfato de estroncio.

Resulta de la reacción:



Efecto de la temperatura. La solubilidad del sulfato de bario se incrementa con la temperatura hasta 212°F (100°C). El BaSO₄ es bastante insoluble incluso con altas temperaturas.

A temperaturas mayores a 212°F (100°C), la solubilidad disminuye como se muestra en la Figura 12.

Efecto de la presión. La presión incrementa la solubilidad del BaSO₄ de la misma forma como se incrementa la solubilidad del CaSO₄.

Efecto del pH. El pH tiene poco o ningún efecto sobre la solubilidad del BaSO₄.

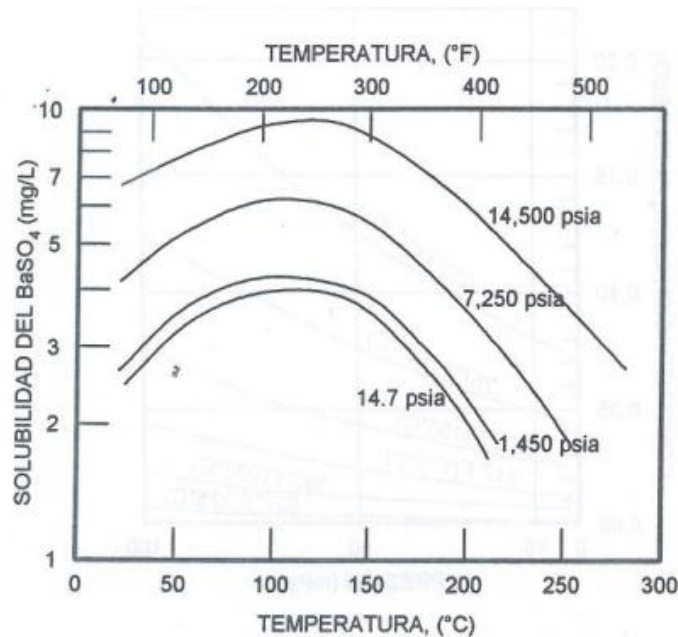


Figura 12. Solubilidad del BaSO₄ en agua pura. [35]

Efecto de las sales disueltas. La solubilidad del sulfato de bario en agua se incrementa por las sales disueltas este es el caso del carbonato y sulfato de calcio.

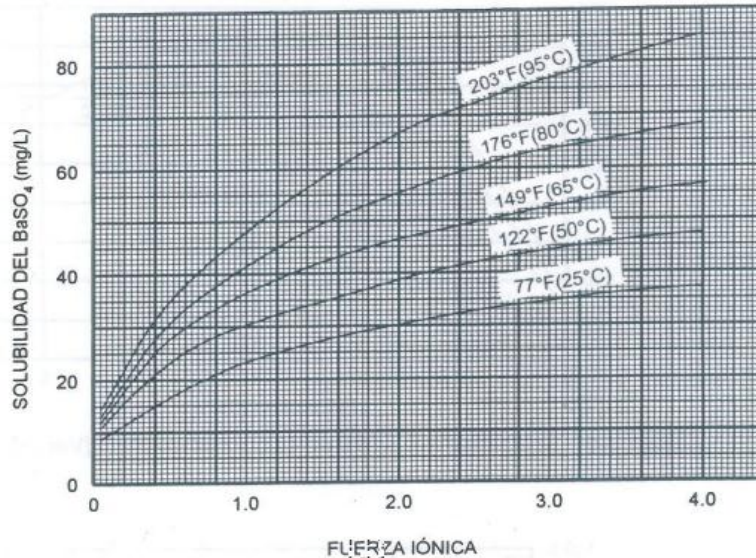
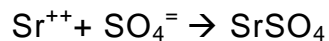


Figura 13. Solubilidad del BaSO₄ en soluciones de NaCl [38]

1.7.4 SULFATO DE ESTRONCIO (SrSO₄)

El sulfato de estroncio se forma de la reacción del ión estroncio con los iones sulfato



El nombre del mineral formado por el sulfato de estroncio es la celestita. El sulfato de estroncio es mucho más soluble que el sulfato de bario.

Efecto de la temperatura. La solubilidad del SrSO₄ disminuye con el aumento de la temperatura al igual que ocurre con el carbonato de calcio.

Efecto de la presión. La solubilidad del SrSO₄ en salmueras de NaCl se incrementa con la presión, por el mismo mecanismo del CaCO₄.

Efecto de sales disueltas. La solubilidad del SrSO₄ se incrementa cuando el máximo contenido de NaCl en el agua es de hasta 175,000 mg/L cualquier incremento en la salinidad resulta en una disminución de la solubilidad. En salmueras que contienen calcio o magnesio, la solubilidad del SrSO₄ es mayor que en una salmuera de NaCl.

1.7.5 CLORURO DE SODIO (NaCl)

Causas por las cuales se forma la incrustación de Cloruro de Sodio (NaCl)

Los sedimentos de cloruro de sodio (halita) se forman a partir de salmueras de alta salinidad (supersaturación) que sufren descensos de temperatura pronunciados o incluso aumentos si hay evaporación de agua. El agua puede transportar 100 lbm/bbl (218 kg/m³) de halita a 200°C, pero no más de 80 lbm/bbl (174 kg/m³) a la temperatura de superficie.

La siguiente tabla muestra la solubilidad del cloruro de sodio en agua a varias temperaturas.

Tabla 5. Solubilidad del cloruro de sodio en agua a varias temperaturas.

Temperatura °F	Temperatura °C	Sal en Solución		
		% en peso	PPM	Mg/lt
32	0°C	25.9	259 000	310 000
86	30°C	26.8	268 000	323 000
140	60°C	27.1	271 000	327 000
176	80°C	27.1	277 000	335 500
212	100°C	28.5	285 000	346 500

El estado final del cristal o forma de la incrustación tiene un parecido a las palomitas de maíz o sea en forma floreada y estas pueden ser permeables, impermeables, blandas, densas o una combinación de estas.

Las incrustaciones impermeables son el resultado de un desarrollo lento en el cual forman un cristal que tiene pocas imperfecciones y la estructura de entrelace es muy compacta. Las incrustaciones permeables y blandas frecuentemente son depositadas rápidamente y contienen imperfecciones en el entrelace de sus cristales [11].

1.7.5.1 MECANISMO DE FORMACIÓN DE LA HALITA

El mecanismo de la formación [39] de sal se puede resumir como sigue:

Sal en solución → Supersaturación → Nucleación → Crecimiento de cristal

Supersaturación. Es la fuerza motriz mediante la cual produce la nucleación y es el requisito más importante para la cristalización.

En la figura 14 se muestra un gráfico típico de solubilidad/supersolubilidad

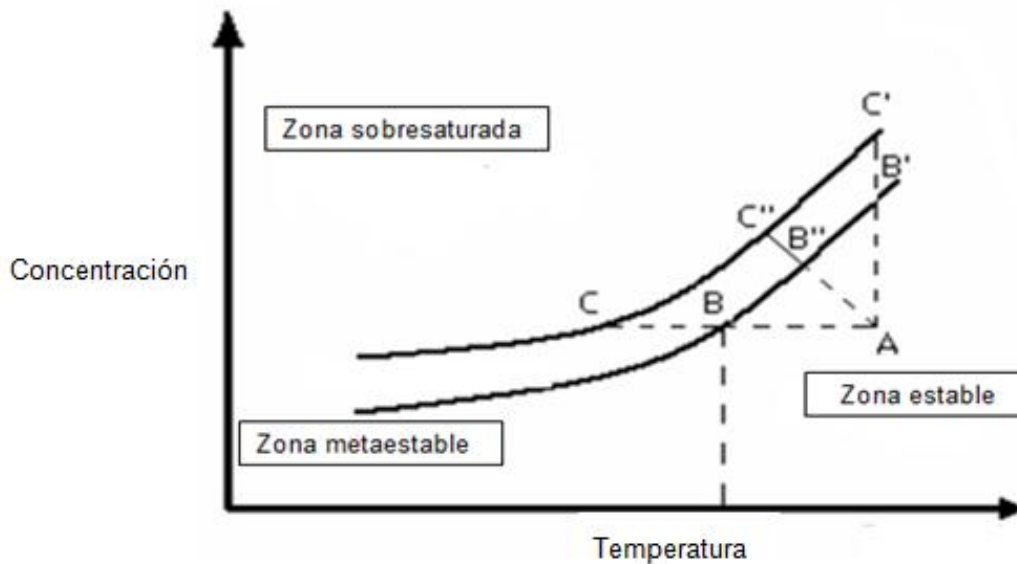


Figura 14. Gráfico de solubilidad que muestra el efecto de concentración y temperatura sobre potencial de cristalización.

En la figura 14 se observan tres zonas:

- 1) Zona estable de solución conocida como bajosaturado, donde no es posible la nucleación o crecimiento de los cristales.
- 2) Zona metaestable sobresaturada donde puede ocurrir el crecimiento, pero no hay ninguna nucleación espontánea.
- 3) Zona sobresaturada de nucleación espontánea y rápida.

La formación de una solución sobresaturada es necesaria para que se produzca la cristalización y esto puede ocurrir a través de enfriamiento de una solución saturada, representada por la línea CA, o la concentración de una solución saturada por evaporación del disolvente, representado por AC' o la combinación de ambos AC''.

Nucleación. No se produce hasta que se alcanza el punto C en el límite metaestable. La nucleación es la primera etapa en el proceso de cristalización donde nace un nuevo cristal.

Se cree que el proceso es iniciado en una serie de colisiones moleculares para formar un agregado de grupos moleculares embrionarios.

Hay un tamaño de clúster crítico (r_c) por debajo del cual el embrión es inestable y puede desintegrarse; el tamaño crítico del clúster se convierte en un núcleo estable que crece para formar un cristal.

Crecimiento de cristal. El crecimiento de cristales puede ocurrir en tres posibles sitios:

- 1) Sitios de plataforma. La incorporación en una superficie plana que tiene solo un sitio (o la cara de la superficie) para intermolecular (bloque color azul).
- 2) Sitios de paso. Incorporación en una superficie que tiene dos sitios de posible interacción (bloque color amarillo).
- 3) Sitios compuestos. Tres posibles sitios intermoleculares (bloque color rojo). Los 3 posibles sitios se observan en la figura 15. [12]

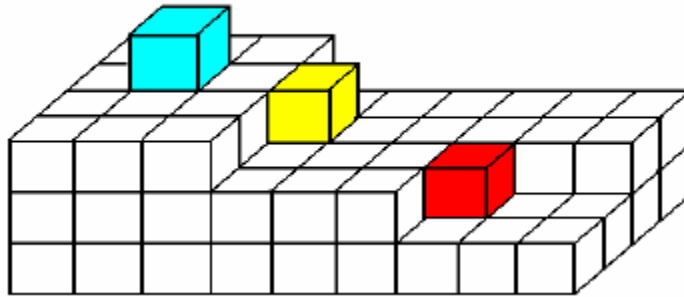


Figura 15. Sitios potenciales para el crecimiento de cristal.

1.7.6 OTROS DEPÓSITOS

1.7.6.1 FUENTES DEL HIERRO EN EL AGUA. Los iones de hierro pueden estar presentes en el agua en forma natural o como resultado de la corrosión.

1.7.6.2 INCRUSTACIONES DE $MgCO_3$ Y $Mg(OH)_2$. Se encuentran en sistemas que manejan agua de mar y salmueras superficiales que contengan elevadas cantidades de magnesio en solución. Estos depósitos se presentan cuando el pH aumenta o cuando ocurre evaporación.

Para su remoción se emplean ácidos. El carbonato de magnesio es mucho más soluble que el carbonato de calcio y su depositación es afectada por los mismos factores que influyen en la depositación del carbonato de calcio.

1.7.6.3 DEPÓSITOS BIOLÓGICOS. Se presentan con frecuencia en sistemas que manejan aguas superficiales, generalmente se presentan simultáneamente con otras incrustaciones y su remoción con agentes oxidantes fuertes tales como cloro e hipoclorito de sodio es sencilla.

1.8 RESUMEN DE INCRUSTACIONES

En la tabla 6 se muestra en forma resumida las incrustaciones más comunes que se presenta en los campos de producción de crudo.

Tabla 6. Incrustaciones más comunes en los campos de producción de crudo [14]

Nombre	Fórmula Química	Variable Primaria
Carbonato de calcio	CaCO_3	Presión parcial de CO_2 , temperatura, sales totales disueltas, pH.
Sulfato de calcio: Yeso Hemihidratos Anhidrita	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ $\text{CaSO}_4 \cdot 1/2\text{H}_2\text{O}$ CaSO_4	Temperatura, sales totales disueltas y presión
Sulfato de bario	BaSO_4	Temperatura, presión
Sulfato de estroncio	SrSO_4	Temperatura, presión, sales totales disueltas.

1.9 LUGARES DONDE PRECIPITAN INCRUSTACIONES MINERALES EN LAS OPERACIONES DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

En la figura 16 se expone una revisión de los ambientes que propician la formación de incrustaciones minerales por efecto de la composición en el agua de mar, acuíferos naturales, disminución de la presión, producción de agua y reinyección de agua.

[15, 17]

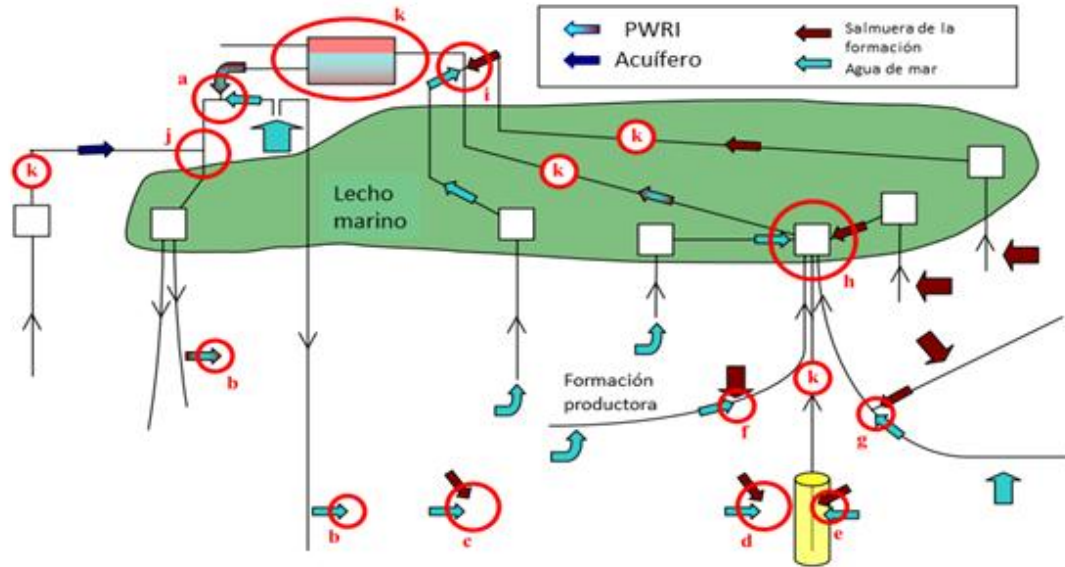


Figura 16. Localización de todos los sistemas de flujo donde los depósitos de incrustaciones minerales pueden tomar lugar [25]

De la figura 16, es importante destacar los siguientes aspectos que favorecen la formación de los depósitos minerales en los sistemas de flujo:

- ❖ Antes de hacer una inyección de agua (a), como método de recuperación secundaria. Produce water re-injection (PWRI).
- ❖ Alrededor del aparejo de fondo (b), en el pozo inyector, cuando la salmuera es inyectada, entra en contacto con la salmuera de la formación.

Los daños provocados por las incrustaciones en los pozos inyectoros, por lo general, se originan en procesos activados por la temperatura del agua de inyección. Además, en las inmediaciones del pozo puede producirse una mezcla incompatible cuando el agua de inyección se pone en contacto con el agua de formación o con la salmuera de terminación.

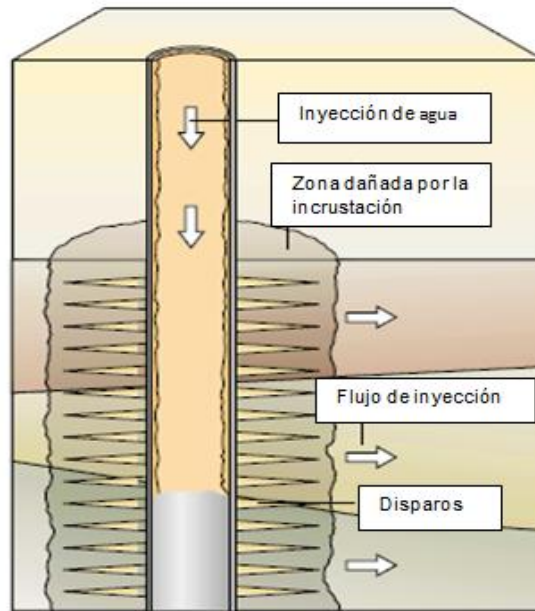


Figura 17. Daños en un pozo inyector. Las incrustaciones que se forman pueden disminuir la permeabilidad de la formación y reducir la efectividad de la estrategia de inundación con agua. [9].

Posteriormente el fluido sube a superficie y es llevado a las baterías, en este recorrido se presentan caídas de presión y temperatura en estranguladores, válvulas, cambios de diámetro interno de tuberías, codos, rugosidades de las tuberías, etc.

Las incrustaciones también se pueden presentar en las restricciones y accesorios de las líneas de flujo.

Y finalmente el agua es inyectada y se presentarán incrustaciones por caídas de presión, cambios de temperatura e incompatibilidad de aguas.

- ❖ Cuando la salmuera de inyección y la salmuera de formación convergen en la ruta de llegada hacia el pozo en producción (**d**), donde el radio de acción de un tratamiento inhibidor de incrustación mineral no alcanza.
- ❖ En las profundidades de la formación (**c**), debido al desplazamiento de la salmuera de la formación por la salmuera inyectada, o debido a rutas de combinación de estas salmueras.
- ❖ En la cara del pozo, el primer sitio donde existe caída de presión es la cara de la formación productora y los orificios de las perforaciones.

Las incrustaciones de carbonatos o sulfatos típicas de la zona cercana al pozo presentan partículas de menor tamaño respecto a las incrustaciones que se encuentran en las tuberías, se miden en micrones en vez de centímetros. *Este tipo de incrustaciones se puede definir como daño a la formación productora.*

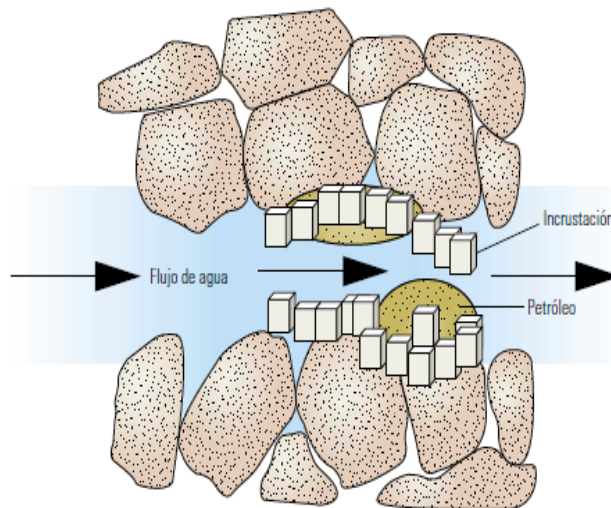


Figura 18. Daños en la matriz. Los depósitos minerales restringen el flujo de los fluidos a través de la formación, lo que provoca una pérdida de permeabilidad. [9].

- ❖ En la unión de un pozo multilateral (**g**), donde una rama está produciendo salmueras de un tipo determinado, y la otra rama está produciendo salmueras incompatibles.
- ❖ En un cabezal submarino, donde un pozo está produciendo un tipo de salmuera y otro pozo está produciendo salmuera diferente (**h**).
- ❖ En las instalaciones de superficie, donde una corriente de producción es un flujo de agua salada y en otra corriente de producción se tiene una salmuera de composición diferente (**i**).
- ❖ Durante la producción de agua en un acuífero y procesos de reinyección que permiten la formación de incrustaciones dentro de una salmuera saturada o bien por la mezcla incompatible con salmuera de la formación (**j**).
- ❖ Durante la reducción de presión y/o variación de temperatura en la tubería de producción, o equipos de proceso en superficie (**k**).

1.10 INCRUSTACIONES MÁS DIFÍCILES DE TRATAR

El sulfato de bario puro es normalmente de baja porosidad y totalmente impenetrable con agentes químicos, y sólo se puede remover lentamente utilizando algún método mecánico [3]. Las incrustaciones de sulfatos son las más difíciles de eliminar porque tienen un grado muy bajo de solubilidad ácida; considerando el grupo de sulfatos (sulfato de calcio, bario y estroncio) en una escala de solubilidad, la de menor solubilidad sería el sulfato de bario seguida de la del estroncio.

Los carbonatos son muy solubles en ácido clorhídrico y, por lo tanto, se pueden disolver con mayor facilidad.

1.11 PROBLEMAS QUE OCASIONAN LAS INCRUSTACIONES EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

Las incrustaciones originan muchos problemas en la industria del petróleo algunos de los cuales serán nombrados a continuación:

- ❖ Disminución en la productividad de los pozos.
- ❖ Taponamiento en la matriz y las fracturas de la formación productora.
- ❖ Taponamientos en la cara de la formación.
- ❖ Obstrucción de los disparos.
- ❖ Restricción de flujo a través de las tuberías (taponamiento del aparejo de producción y las líneas de flujo)
- ❖ Mal funcionamiento de bombas y válvulas de seguridad de superficie y fondo.
- ❖ Imposibilidad de trabajar con línea de acero.
- ❖ Cambios totales o parciales de líneas y accesorios.
- ❖ Costos adicionales para la recuperación de líneas y equipos mediante la utilización de métodos de remoción (métodos mecánicos y/o químicos).
- ❖ Re-perforación de pozos productores afectados gravemente por incrustaciones.
- ❖ Pérdida de tiempo y dinero en el mantenimiento de líneas y equipos.
- ❖ Se requieren tratamientos frecuentes (limpiezas, estimulaciones ácidas e inyección cíclica de agua dulce)
- ❖ Aumentos en los costos de producción debido a la implementación de programas de control de incrustaciones (inhibidores químicos y sistemas mecánicos)
- ❖ Incrementos en el peso de las varillas de bombeo mecánico y en consecuencia aumento en la carga de levantamiento para la unidad de superficie.
- ❖ Incremento en el costo y consumo de los combustibles debido al aumento en la presión de las bombas de transferencia, incremento de la potencia de la máquina.

1.12 OCURRENCIA DE DEPÓSITOS MINERALES EN DISTINTAS PARTES DEL MUNDO

En la tabla 7 se presenta en forma resumida la ocurrencia de depósitos minerales en distintas partes del mundo, en formaciones de areniscas y carbonatos. Se observa que la mayor ocurrencia de fases minerales son los carbonatos de calcio, sulfatos de calcio, y sulfato de bario.

Tabla 7. Ocurrencia de depósitos minerales en distintas partes del mundo, en formaciones de areniscas y carbonatos.

Ref.	Lugar	Formación	Principal incrustación	Menor incrustación	Causa del depósito	Remoción Química
14	Golfo de Persia (Siric)	Granos finos de caliza que provienen de arrecifes (Mishrif).	CaCO ₃	SrSO ₄ (Celestita)	Mezclas de salmueras, cambios de T y P.	15% HCl
14	Golfo de Persia (Nosrat)	Granos finos de caliza que provienen de arrecifes (Mishrif).	CaSO ₄ .2H ₂ O	CaCO ₃ (Calcita)	Mezclas de salmueras, cambios de T y P.	Conversión de la solución con disolventes EDTA
18	Norte de Dakota, USA	Areniscas y calizas	CaCO ₃ , FeCO ₃ , FeS, ZnS	ZnCO ₃	Mezclas de salmueras, cambios de T y P.	15% HCl y Ácidos secuestrantes
13	Mar del Norte, Océano Atlántico	Areniscas >97% de cuarzo	BaSO ₄ (Barita)	-	Mezcla de salmueras	Conversión de la solución con disolventes EDTA
26	Mar del Norte (UK, Norway, Denmark)	Calizas	CaCO ₃	SrSO ₄ (Celestita)	Mezclas de salmueras, cambios de T y P.	15% HCl
16	Campos de Brasil	Arenas	BaSO ₄ , SrSO ₄ , CaSO ₄ , CaSO ₄ .2H ₂ O	-	Mezclas de salmueras, posibles cambios de T y P.	Conversión de la solución con disolventes EDTA
19	Activo Luna, México	Calizas arcillosas	CaCO ₃ , CaSO ₄ , CaF ₂ , ZnS	BaSO ₄ , CaSO ₄ .2H ₂ O	Mezclas de salmueras o cambios de T y P.	15% HCl, EDTA, y ácidos secuestrantes.
28	Campos del Sureste de México	Calizas	CaCO ₃ , CaSO ₄ , Mg(OH) ₂	BaSO ₄	Mezclas de salmueras o cambios de T y P.	Conversión de la solución con disolventes EDTA
30	Campos de España	Carbonatos	CaCO ₃ ,	ZnS, PbS, BaSO ₄	Mezclas de salmueras, cambios de T	Conversión de la solución con

					y P.	disolventes EDTA (BaSO ₄)
28	Campos del Sureste Mexicano		NaCl (Halita)		Evaporación de agua	Disolución con agua, 1- 3% HCl

CAPÍTULO 2

REVISIÓN DE MÉTODOS UTILIZADOS PARA LA REMOCIÓN E INHIBICIÓN DE LAS INCRUSTACIONES Y DEPÓSITOS MINERALES

2.1 MÉTODOS PARA LA REMOCIÓN DE INCRUSTACIONES

Las incrustaciones en la industria del petróleo pueden ser removidos por métodos mecánicos y mediante el uso de productos químicos. La selección del método para remover incrustaciones depende de:

- ❖ La adherencia de la incrustación
- ❖ Espesor de la incrustación
- ❖ Tipo de incrustación
- ❖ Costos que involucren la remoción de la incrustación por uno o por otro método

Los métodos pueden ser usados por separado o juntos para dar una mayor eficiencia al trabajo.

2.2 REMOCIÓN QUÍMICA DE INCRUSTACIONES

La remoción de incrustaciones con productos químicos es, por lo general, el más usado sobre todo cuando las incrustaciones se ubican en puntos de difícil acceso.

Por ejemplo, los carbonatos son muy solubles en ácido clorhídrico y, por lo tanto, se pueden disolver con menor dificultad. Las incrustaciones duras de sulfatos son más difíciles de eliminar porque tienen un grado muy bajo de solubilidad ácida.

Una vez que se ha formado la incrustación, debe ser removida para minimizar los problemas causados por la misma.

En las líneas de flujo algunas veces las incrustaciones están cubiertas por parafinas o películas finas de aceite que obstruyen la labor del agente removedor de incrustación, en estos casos es necesario agregar surfactante al ácido para darle mayor penetración, en algunos casos es necesario inyectar solventes para diluir asfáltenos o aceite caliente para parafinas [40].

Para la remoción de incrustaciones y algunos otros depósitos se utilizan los siguientes tipos de químicos:

- Ácidos (para los carbonatos)
- Alcalis (para los sulfatos)
- Ácidos orgánicos, sales y secuestrantes.
- Surfactantes, solventes orgánicos, etc.

Tabla 8. Mecanismos de remoción química. [9]

Herramienta	Descripción	Limpieza de accesorios de la tubería	Ventajas	Desventajas
Limpieza química				
Herramienta fija de lavado	Herramienta fija con muchas boquillas de diámetros grandes. Normalmente se utiliza solo con disolventes químicos.	Si el depósito es soluble.	Herramienta simple y robusta.	Se pierde casi toda la fuerza del fluido por la fricción de la circulación. Si la presión de la tobera baja en demasía no puede remover los depósitos.
Herramienta de impacto hidráulico	El torque de rotación lo proveen las toberas apartadas del eje de la herramienta. No hay control de la velocidad.	Si el depósito es soluble.		Lanzamiento a chorro ineficiente debido a las altas velocidades de rotación. (>5000 rpm)
	La cabeza de la tobera rota 90° cuando se cicla la presión de la tubería flexible. La cabeza posee muchas toberas de pequeño diámetro para mejorar la cobertura del pozo.	Si el depósito es soluble.	Herramienta simple. Cobertura completa del pozo al rotar los chorros.	Requiere múltiples corridas de limpieza incrementando el tiempo de trabajo y la fatiga de la tubería flexible. Radio de limpieza pequeño debido al pequeño tamaño de las toberas.

Consecuencias negativas de los tratamientos de remoción química

La principal desventaja de trabajar con tratamientos de remoción química basada en ácidos o álcalis es la aparición temprana de corrosión en las tuberías, por lo cual después de realizar este tipo de tratamientos es necesario inyectar inhibidores de corrosión.

2.3 REMOCIÓN DE INCRUSTACIONES POR MÉTODOS MECÁNICOS

2.3.1 MÉTODOS MECÁNICOS CONVENCIONALES

Las soluciones mecánicas para eliminar depósitos minerales ofrecen una amplia variedad de herramientas y técnicas aplicables en las tuberías de pozos y en la formación.

Uno de los primeros métodos utilizados fue una derivación del uso de explosivos para hacer vibrar los tubos y desprender las incrustaciones más quebradizas. Los explosivos proporcionaban cargas de alto impacto que podían remover las incrustaciones, pero a menudo dañaban las tuberías y el cemento.

Las incrustaciones gruesas, en especial las que se encuentran dentro de las tuberías, por lo general son demasiado duros para el uso de explosivos y, con porosidad baja, que hace ineficientes a los tratamientos químicos. Para la eliminación de este tipo de incrustaciones es necesario recurrir a las técnicas utilizadas para perforar rocas y triturar acero.

Los molinos y barrenas han sido desarrolladas para funcionar con tuberías flexibles dentro de las tuberías de producción y utilizando distintos molinos cinceladores y variadas configuraciones de fresado. Como fuente de energía se utiliza, por lo general, un motor hidráulico o martillo. En los motores, impulsados por fluidos, el movimiento del molino responde a la combinación del estator y el rotor.

La potencia depende del gasto de fluido y el tamaño del motor: los motores más pequeños que se usan dentro de las tuberías, por lo general son de $1^{11}/_{16}$ a $1^{3}/_{4}$ pulgadas de diámetro, proporcionan un torque de 100 a 130 lbf-pie. Dado que las incrustaciones rara vez se depositan en forma uniforme sobre las paredes de los tubos, los requerimientos de potencia de fresado varían enormemente, ya que cuando los motores no cuentan con la potencia necesaria se atasca y se detiene el proceso. Como resultado de ello las tasas de remoción de incrustaciones varían según el tipo de incrustación. En general, éstas oscilan desde 5 hasta más de 30 pies lineales (1.5 m hasta 9 m) de incrustaciones eliminadas por hora de trabajo [9]

Tabla 9. Remoción mecánica [9]

Herramienta	Descripción	Limpieza de zonas difíciles	Ventajas	Desventajas
Limpieza mecánica				
Motor de desplazamiento positivo y fresa	Motor y fresa impulsados por fluidos. La fresa remueve los depósitos, triturándolos.	Sí, pero la velocidad de limpieza puede ser muy lenta.	Pequeños cortes hacen más fácil la limpieza del pozo.	El estator del motor y la fresa son consumibles caros. Límite de 300°F (150°C). La fresa puede dañar las tuberías.
Martillo de impacto	Martillo de percusión impulsado por fluidos. Las fuerzas de alto impacto destrozan los depósitos.	Sí, pero la velocidad de limpieza puede ser muy lenta.		El tamaño grande de los cortes hace más difícil la limpieza del pozo.

2.3.2 MÉTODOS MECÁNICOS DE IMPACTO HIDRÁULICO

Estas herramientas cuentan con varios orificios de expulsión, o bien con una cabeza de expulsión que tiene un mecanismo que le permite cubrir todo el diámetro del pozo. Se puede utilizar con productos químicos para atacar los depósitos solubles.

El chorro de agua puede resultar efectivo para remover incrustaciones blandas, como halita, y detritos.

Consecuencias negativas de los tratamientos de remoción mecánica

Las consecuencias negativas que presentan los tratamientos mecánicos son el desgaste o deterioro en las tuberías.

2.4 IMPLEMENTOS PARA LA REMOCIÓN DE INCRUSTACIONES

Implementos mecánicos para la remoción de incrustaciones en líneas de superficie

Los dispositivos que se introducen en tuberías y viajan a través de ellas son los llamados “*diablos*” y son utilizados para la remoción de depósitos incrustantes poco adheridos y para arrastrar sólidos después de un trabajo de remoción con productos químicos. Los diablos pueden ser de espuma, de platos de caucho, de cepillos y mixtos (platos de caucho con cepillos).



Figura 19. Imagen en el que se muestra un ejemplo de “*diablo*”.

Implementos mecánicos para la remoción de incrustaciones en el fondo de pozo

En operaciones en el fondo de pozo se puede decir que los diablos no pueden ser utilizados, por lo tanto se emplean algunas herramientas especiales como cortadores de parafinas, cepillos para el casing y empacadores tipo squeeze.



Figura 20. Cepillos para casing.

Eliminación de incrustaciones por métodos de remoción

En cuanto a los métodos de remoción, las técnicas utilizadas para eliminar las incrustaciones deben: ser rápidas, y no dañar las tuberías ni el ambiente de la formación productora. La selección de la técnica dependerá del tipo y la cantidad de incrustaciones, así como de su ubicación.

El grado de resistencia y la textura de las incrustaciones presentes en las tuberías tienen gran importancia en la elección de la técnica de remoción. La resistencia y las texturas pueden variar desde hilos delicados y quebradizos hasta capas de aspecto rocoso de baja permeabilidad y porosidad. [41]

2.5 INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN

2.5.1 INHIBIDORES QUÍMICOS DE INCRUSTACIÓN

Los inhibidores son sustancias químicas que previenen la formación de incrustaciones a través de cantidades mínimas de inhibidor (20-200 ppm) [21]. Los inhibidores actúan de acuerdo a uno o más de los siguientes mecanismos de interferencia con el crecimiento del cristal [40, 41]:

- (i) Previniendo la nucleación, esto es impidiendo la formación de los cristales a partir de sus primeras semillas mediante una acción quelante o secuestrante sobre los cationes, lo que permite mantener a los iones en solución y evita su precipitación.
- (ii) Dispersando cristales insipientes o clusters de cristales.
- (iii) Evitan el crecimiento de los cristales cuando los mismos comienzan a formarse; en este caso el inhibidor se adsorbe sobre la superficie de los cristales mientras ellos están todavía diminutos y previenen así su

crecimiento ordenado lo que limita su tamaño, la velocidad de crecimiento o cristalinidad (ordenamiento) de su estructura. Los cristales pequeños o amorfos tienen poca o ninguna adherencia y se dispersan con menor dificultad.

- (iv) Evitan que se adhieran nuevos cristales a depósitos incrustantes ya formados.

Para que el tratamiento de inhibición sea efectivo el inhibidor debe aplicarse antes (corriente arriba) del punto donde se presentan las condiciones de precipitación o depositación de los cristales y de manera continua.

La mayoría de los inhibidores de incrustación, usan la alteración de la morfología del cristal como mecanismo de inhibición, lo que se conoce como el efecto de entrada (threshold effect). Los secuestrantes o agentes quelantes tales como el ácido ethylenediaminetetra-acético (EDTA) y el ácido nitrolotriacético (NTA) no utilizan el mecanismo anterior.

Los polímeros a base de fosfonato actúan en la primera etapa de precipitación, cuando muchos cristales diminutos se precipitan los iones fosfonatos cubren estos diminutos cristales antes de que puedan agruparse y crecer. Este mecanismo es conocido como la adsorción del fosfonato sobre la incrustación. De esta forma una gran masa de incrustación puede ser tratada con poca cantidad de polisfosfonato. Pero también se debe tenerse en cuenta que muchos inhibidores pueden adsorberse sobre los sólidos suspendidos en el agua (productos de corrosión, arenas y arcillas) provocando esto que se deban emplear dosis mayores de inhibidor para compensar estas pérdidas por adsorción de manera que puedan cumplir su función de adsorción sobre el núcleo de incrustación. [32, 33]

2.5.1.1 TIPOS DE INHIBIDORES QUÍMICOS DE INCRUSTACIÓN

a) Inhibidores químicos orgánicos. Son los que se utilizan con mayor frecuencia. Para el caso de pozos productores, éstos son tratados con inyección continua desde superficie o por inyección forzada del inhibidor dentro de la formación productora (tratamiento squeeze).

Esteres orgánicos. Son los más efectivos inhibidores en el control de depósitos de CaSO_4 . No se recomiendan por encima de 212°F (100°C). Los más usados son: amino fosfato estere, y alcohol fosfato ester.

Fosfatos orgánicos. Son los más usados para inhibir incrustaciones de CaCO_3 . Son más estables que los esterés a altas temperaturas. Los más usados en la industria petrolera son: ATMP, HEDP, EDTMP, HMDTMP, DETPMP, BHMTMP.

Polímeros orgánicos. Estos se utilizan principalmente a altas temperaturas (mayores a 350°F [177°C]). Los polímeros orgánicos más comúnmente usados son: poliacrilatos,

polimetacrilato, poliacrilamida, polimeleato, polímeros de ácido itacónico y copolímeros de ácido itacónico y vinil sulfonatos.

b) Inhibidores químicos inorgánicos. Dentro de este grupo tenemos a los polifosfatos inorgánicos, que son materiales sólidos inorgánicos no cristalinos que se encuentran como polifosfatos de solubilidad simple, estos se disuelven en agua rápidamente y son más costosos. Los polifosfatos genéricos inorgánicos más usados son: hexametáfosfato de sodio, tripolifosfato de sodio, tripolifosfato de potasio. [31]

En la tabla 10 se muestran algunos ejemplos de inhibidores de incrustaciones.

Tabla 10. Ejemplos de inhibidores de incrustación. [31, 32, 33]

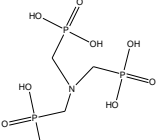
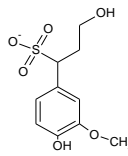
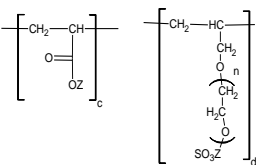
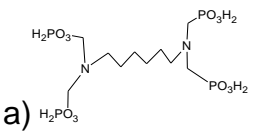
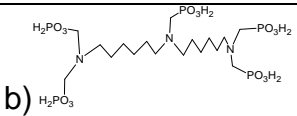
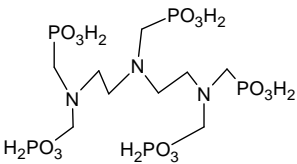
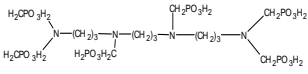
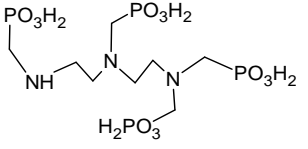
Inhibidor de Incrustación	Estructura/Mecanismo de Inhibición	Fases minerales que inhibe	Tipo de estudio	Aspecto Relevante del estudio o la invención
Aminotris (ácido metilén fosfónico) AMP (Fosfonato)	 Dispersión	CaCO ₃	Estudio de polímeros que controlan la precipitación de fosfonatos	Homopolímeros como poli(ácido acrílico), poli(ácido maleico), poli(acrilamida) y poli(ácido 2-acrilamido sulfónico 2-metil propano) exhiben pobres rendimientos para evitar la precipitación de fosfonatos.
Lignosulfato de sodio (LS)	 Dispersión	CaCO ₃	Contribución del Lignosulfato de sodio para la dispersión de CaCO ₃ en agua	El LS tiene limitada habilidad de inhibición de CaCO ₃ de acuerdo a pruebas estáticas, pero una estructura modificada mediante un copolímero le provee características de buena dispersión de CaCO ₃ y fácil adsorción en superficies metálicas minimizando la corrosión.
Acido/polietilén glicol monoail éter sulfato (Acido itaconico)		CaCO ₃	Obtención del ácido itaconico a partir de un polímero que contiene un radical aniónico de grupos: SO ₃ , PO ₃ , COO.	Z es un hidrógeno o catión soluble en agua como Na, Ca, NH ₄ o F
a)Hexametildiamino tetrametilén fosfónico- HMDP	 a)	CaCO ₃ y BaSO ₄	Estabilidad térmica de inhibidores de incrustación de fosfonatos metilaminas.	Estas especies se analizaron en soluciones de agua de formación stock y probadas térmicamente, en condiciones de 160° C y pH de 5 y 2.. Resultaron ser las más estables térmicamente de 5 especies, a un pH

Tabla 10. Ejemplos de inhibidores de incrustación. [31, 32, 33]

<p>b)Bis (Hexametilén) triamina penta bis (ácido metilén fosfónico) HMPMP</p>	 <p>b)</p> <p>Dispersión</p>			<p>de 5, sin embargo a pH de 2 todas las soluciones tratadas térmicamente que contenían las especies químicas reportaron una baja eficiencia de inhibición de incrustación. Esto se atribuyó a las cadenas de hexil, las cuales reducen los efectos estéricos y favorecen su estabilidad cuando las soluciones de estas moléculas se tratan térmicamente.</p>
<p>Tetrahydrofuran an tetracarboxylic acid anion (Acido Policarboxílico)</p>	<p>$C_4H_4O(COOH)_4$ Distorsión o modificación cristalina</p>	<p>Calcita</p>	<p>Velocidad de inhibición en el crecimiento del cristal de calcita.</p>	<p>Mostró una efectiva velocidad de inhibición de calcita a bajas concentraciones (0.01 a 1 mg/L). Se observó una variada morfología de los cristales y la velocidad de reducción del crecimiento se atribuye a la orientación estereoquímica de su molécula que controla la superficie de interacción de calcita con inhibidores.</p>
<p>Inhibidor de Incrustación</p>	<p>Estructura/Mecanismo de Inhibición</p>	<p>Fases minerales que inhibe</p>	<p>Tipo de estudio</p>	<p>Aspecto Relevante del estudio o la invención</p>
<p>Dietiléntriamino penta (ácido metil fosfónico) DETPMP</p>	 <p>Dispersión</p>	<p>$BaSO_4$</p>	<p>Mecanismos de inhibición de varios inhibidores de sulfato de bario, al cruzar un rango de temperatura.</p>	<p>Descripción del mecanismo de retardación de crecimiento del cristal de sulfato de bario, suponiendo que el inhibidor actúa por efecto de dispersión. Su mecanismo de inhibición es por retardación en el crecimiento del cristal y es afectado por la presencia de calcio y magnesio</p>

				en la solución.
Fosfonatos poliaminometileno		BaSO ₄	Invencción de un polímero para inhibición de incrustaciones en aguas con alto contenido de bario y bajo pH a partir de un fosfonato modelo	Inhibición de sulfato de bario a pH muy bajos (4-6) y contenidos de bario en la salmuera empleada en el rango de 500-3000 ppm en pruebas estáticas. El producto resultó ser estable térmicamente. Puede utilizarse como mezcla con agentes quelantes como EDTA.
Diethylenetriamino penta (metil fosfónico) DETPMP		CaCO ₃ y BaSO ₄	Estabilidad térmica de inhibidores de incrustación de fosfonatos metilaminas.	Especie analizada en soluciones de agua de formación stock y probadas térmicamente, en condiciones de 160° C y pH de 5 y 2. No resultó ser estable térmicamente de a ningún valor de pH, ya que su eficiencia de inhibición fue baja (<20%) según las pruebas estáticas y dinámicas. Sin embargo en los dos rangos de pH sin ningún tratamiento térmico la solución acuosa de inhibidor mostró una alta eficiencia de inhibición de sulfato de bario (>90%).

2.6 MÉTODOS DE APLICACIÓN DE INHIBIDORES DE INCRUSTACIONES

2.6.1 APLICACIÓN EN FORMA CONTINUA

Es la forma más común de aplicación de los inhibidores de incrustación, en donde una bomba de inyección de químico lo introduce al fluido las 24 horas del día, dando una protección más efectiva contra la formación de incrustaciones en el sistema.

Se debe tener en cuenta que el inhibidor de incrustaciones debe ser aplicado tan lejos como sea posible de la incrustación.

Ventajas:

- ❖ Los químicos son suministrados en forma continua obteniéndose protección continua en el pozo, bombas, tubería y válvulas.
- ❖ El tipo de químico y concentración puede ser cambiado cuando sea necesario.
- ❖ Provee protección superior comparada a los tratamientos por baches.

Desventajas:

- ❖ Se requiere monitorear las bombas de químico, se debe asegurar la compatibilidad del producto con los fluidos de la corriente en donde será inyectado.

2.6.2 APLICACIÓN POR BACHES

- ❖ Recomendado para tratamientos en pozos poco profundos.
- ❖ Aplicación con menos uso dentro de la industria petrolera

2.6.3 APLICACIÓN FORZADA “SQUEEZ”

Es una inyección forzada en la cual el químico es colocado a contra flujo de la formación productora a una presión menor a la presión de fractura de ésta. La concentración de inhibidor inyectado en la formación puede variar entre 1 y 10% en volumen. El inhibidor debe ser empujado por un bache de agua de formación limpia u otro fluido compatible con el agua de formación.

Posteriormente la concentración del inhibidor en el fluido producido es monitoreada para saber en qué momento es necesario realizar una nueva aplicación de inhibidor.

2.7 MECANISMOS DE CONTROL DE INCRUSTACIONES NO QUÍMICOS

2.7.1 MECANISMO MAGNÉTICO

Un campo magnético creado por un imán o en su defecto por un electroimán (impuesto por un magneto permanente o un electromagneto) [15], El campo magnético perturba el ordenamiento de los iones impidiendo la formación de cristales e impidiendo su adsorción sobre la superficie metálica, teniendo como consecuencia la prevención de la formación de incrustaciones.

Ventajas:

- ❖ Es un método no invasivo.
- ❖ Previene la formación de incrustaciones y la acumulación de parafinas.
- ❖ Remueve los depósitos de incrustaciones y parafinas ya existentes en un tiempo de 90 a 100 días, con un porcentaje de remoción de 90 a 95%, excepto la incrustación de sulfato de bario.
- ❖ No requiere de químicos para el tratamiento.
- ❖ No existe contaminación del medio ambiente.
- ❖ No requiere mantenimiento, limpieza y/o reemplazo de químicos.
- ❖ Solo requiere de una fuente externa de energía que genere 5 amperios o 110 a 120 voltios.
- ❖ No es afectada por la temperatura, volumen o cualquier tipo de crudo.
- ❖ Se encuentra disponible en todos los tamaños y rangos de trabajo de acuerdo a los requerimientos de la industria. [34]

Desventajas:

- ❖ Su principal desventaja es su limitado alcance, su efectividad se reduce significativamente a unas decenas o, en el mejor de los casos, cientos de metros del punto donde se genera el pulso magnético. Lo que limita su uso a aplicaciones superficiales o unos metros de profundidad en los aparejos de producción.

CAPÍTULO 3

ESTUDIO DEL EFECTO DE INCRUSTACIONES MINERALES SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DE POZOS MEDIANTE ANÁLISIS NODAL

3.1 FUNDAMENTOS DEL ANÁLISIS NODAL

3.1.1 ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal de un sistema de producción permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir el sistema integral de producción en nodos solución para calcular caídas de presión y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un pozo.

Con base en este se puede incrementar la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y la línea de descarga por la cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

El análisis nodal es una herramienta que permite evaluar y simular un gran número de parámetros de interés, entre los cuales se encuentran los siguientes:

- ❖ Determinar el daño
- ❖ Diseñar SAP
- ❖ Obtener pronósticos de producción
- ❖ Determinar caídas de presión
- ❖ Evaluar producción simulando diferentes cambios en el Sistema Integral de Producción
- ❖ Determinar el diámetro óptimo en tuberías de producción

3.1.2 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal es utilizado para el diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema artificial de producción.

El análisis nodal evalúa un sistema de producción dividiéndole en tres componentes básicos:

1. Flujo a través de un medio poroso en el yacimiento, considerando el daño ocasionado por los lodos de perforación y cementación, penetración parcial por disparos, etc.
2. Flujo a través de la tubería vertical en la sarta de producción, considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad y estranguladores de fondo.

3. Flujo a través de la tubería horizontal en la línea de descarga, considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias posiciones claves dentro del Sistema Integral de producción.

Entonces variando los gastos y empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

3.1.3 PUNTOS DE ANÁLISIS Y CONDICIONES DE OPERACIÓN

Después de seleccionar un nodo de solución, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, el cual generalmente es la presión estática del yacimiento, hasta que se alcanza la convergencia en las iteraciones de cálculo para obtener el valor del nodo de solución. Para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión en el punto de partida.

En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo estas la presión estática del yacimiento (P_{ws}) y la presión de separación en la superficie (P_{sep})

Por lo tanto, los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida.

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para determinada serie de condiciones, sino que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

Las curvas de comportamiento de afluencia (inflow) obtenidas, son función de los siguientes puntos clave del sistema:

- a) Características del yacimiento
- b) Propiedades petrofísicas
- c) Presión en el nodo inicial y final del sistema
- d) Porcentaje de agua producida
- e) Temperatura
- f) Propiedades de los fluidos a producir (R_s , B_o , μ_o , μ_g)
- g) Inclinación del pozo
- h) Tipo de terminación del pozo

El efecto de cambio del diámetro del aparejo de producción por uno de mayor diámetro, siempre y cuando no sea muy grande, provoca un aumento del caudal y un consecuente aumento en la presión en la boca del pozo.

El análisis usado más frecuente es el de seleccionar el nodo entre el yacimiento y el sistema de producción de superficie, este punto se puede observar en la posición 6 de la figura 21, y la presión en el nodo es P_{wf} .

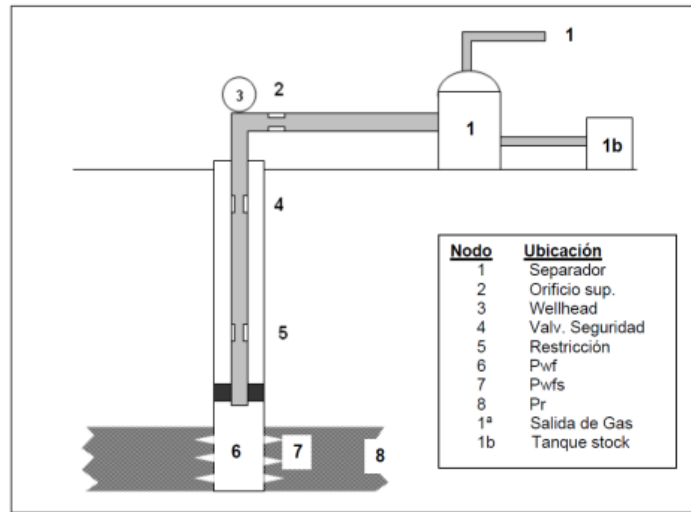


Figura 21. Sistema simple de producción considerando 8 puntos de análisis.

Seleccionando el nodo en este punto se divide el pozo en dos componentes: el yacimiento y el sistema de producción en superficie.

El efecto del cambio en los diámetros del aparejo de producción sobre la capacidad del flujo del sistema es ilustrado en la figura 22.

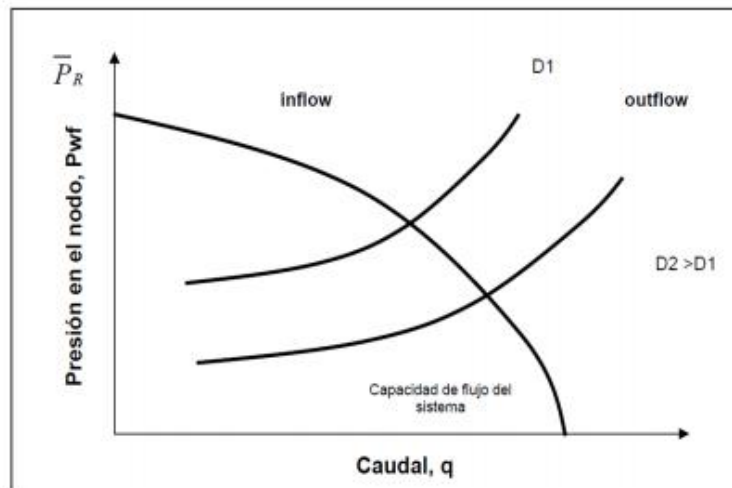


Figura 22. Efecto del cambio en los diámetros del aparejo de producción sobre la capacidad de flujo.

Un sistema de producción puede ser optimizado seleccionando una combinación de componentes característicos que permitan lograr la máxima producción al menor costo posible, sin afectar la Recuperación final en el yacimiento.

Si las caídas de presión son grandes en un componente o módulo, habrá una insuficiente presión remanente para un rendimiento eficiente de los otros módulos. La figura 23 se muestra gráficamente un ejemplo donde el diámetro reducido del aparejo de producción restringe la capacidad de flujo del pozo, mientras que en la figura 24 el rendimiento del pozo se ve controlado por el rendimiento en la entrada (inflow performance) donde se tienen fuertes caídas de presión debido al daño.

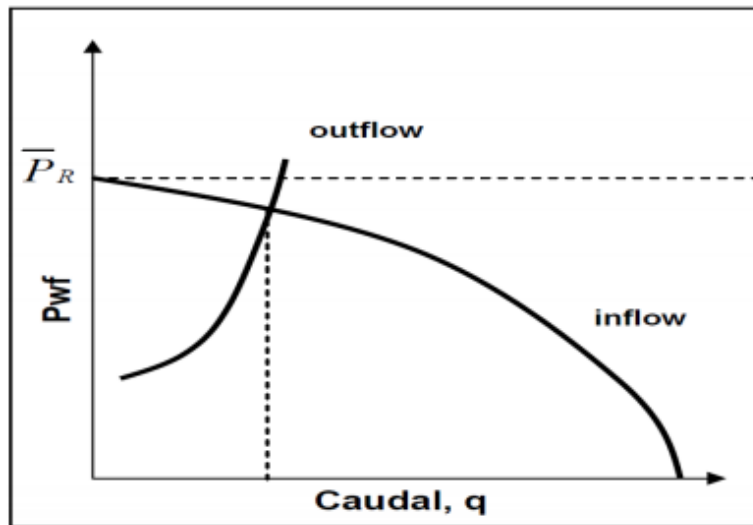


Figura 23. Diámetro reducido del aparejo de producción restringe la capacidad de flujo del pozo.

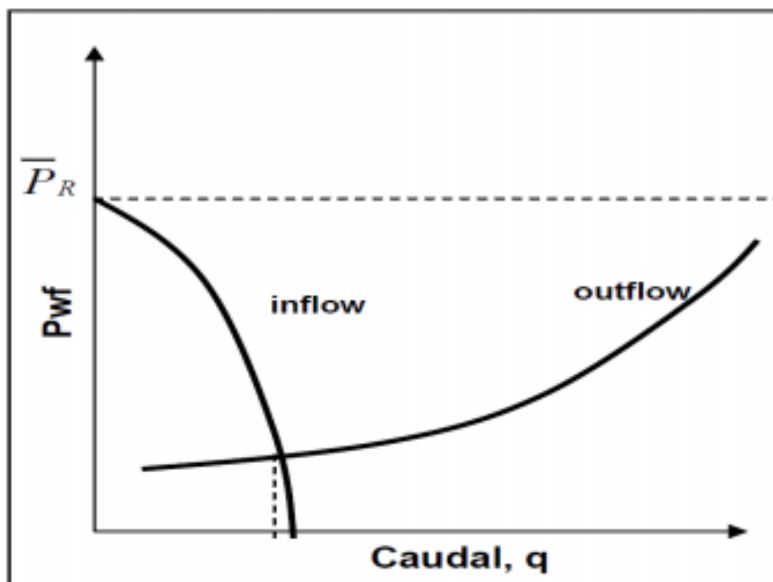


Figura 24. El pozo se ve controlado por el rendimiento en la entrada al nodo (inflow performance)

3.1.4 APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL AL ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN PRESENCIA DE INCRUSTACIONES MINERALES EN EL APAREJO DE PRODUCCIÓN

Cuando se evalúa la producción por medio del análisis nodal, este puede indicar la presencia de incrustaciones en las tuberías si por ejemplo, un pozo presenta restricciones en las tuberías que no se percibían durante las primeras etapas de la producción.

El comienzo de producción de agua es, a menudo, un signo de problemas potenciales de incrustaciones, en especial si coincide con una reducción simultánea de la producción de petróleo.

Cuando se tiene producción de agua se debe analizar la composición química del agua y, en particular, el contenido de iones disueltos en el mismo. Si se observa un cambio notable en la concentración de iones de ciertos minerales, como Bario (Ba^{+2}) o sulfato (SO_4^{-2}), que coincide con una disminución de la producción del petróleo y un aumento en el corte de agua, puede ser un indicio de que el agua de inyección ha invadido y se han comenzado a formar incrustaciones.

Es de gran importancia realizar una detección temprana de la formación de incrustaciones, dado que estas se pueden formar en un período de 24 horas o incluso menos [9].

3.2 UTILIZACIÓN DEL PROGRAMA PROSPER

(PROduction and Systems PERformance analysis software)

Con la finalidad de realizar algunas simulaciones con los intervalos de restricciones ocasionadas por incrustaciones minerales se hizo uso del programa Prosper

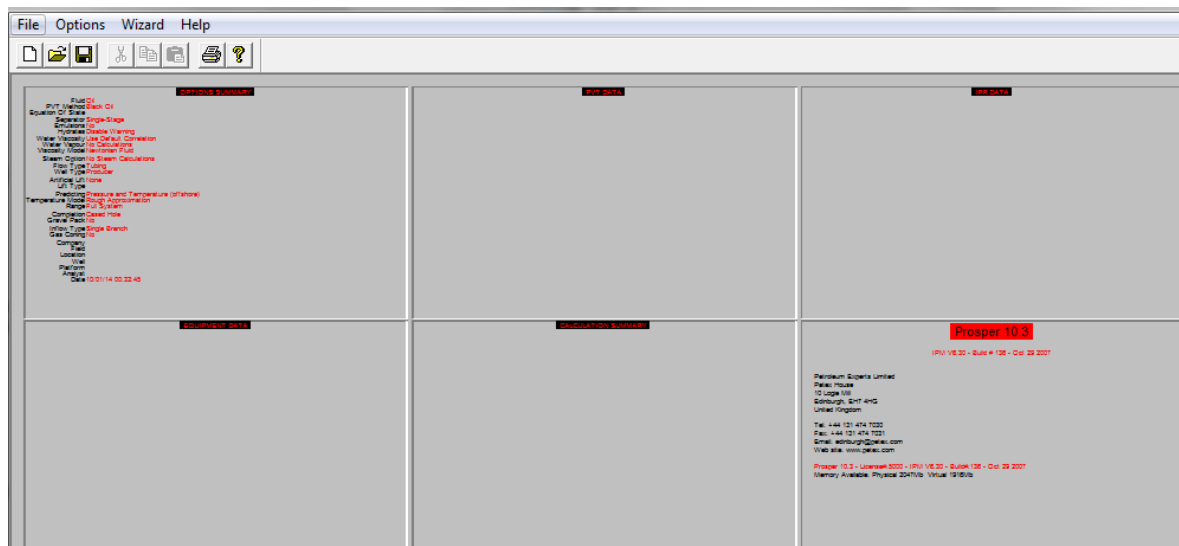


Figura 25. En esta imagen se presenta de forma general el panorama de cómo se encuentra distribuido PROSPER, el cual cuenta con 6 apartados.

- ❖ Apartado 1. Opciones de resumen
 - ❖ Apartado 2. Datos PVT
 - ❖ Apartado 3. Datos IPR
- ❖ Apartado 4. Datos de equipo superficial y del pozo
 - ❖ Apartado 5. Resumen de Cálculos
- ❖ Apartado 6. Datos de Contacto del programa PROSPER

Para poder llevar a cabo las simulaciones primero se realiza el ajuste de algunas correlaciones según las condiciones de producción, propiedades de los fluidos, condiciones mecánicas del pozo, Sistemas Artificiales de Producción, etc.

3.3 OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

Para optimizar el sistema se realiza:

3.3.1 COTEJO DEL COMPORTAMIENTO ACTUAL DEL POZO (MATCH)

Descripción

Consiste en reproducir para el gasto de producción obtenido durante la prueba del pozo, el perfil de presiones desde cabeza del pozo hasta el fondo del pozo, utilizando las correlaciones empíricas más apropiadas para determinar las propiedades de los fluidos y las correlaciones de flujo multifásico que reproduzcan aceptablemente las caídas de presión en la tubería de producción.

3.3.2 OPTIMIZACIÓN APLICANDO ANÁLISIS NODAL

Descripción

Consiste en realizar varios análisis de sensibilidad de las variables más importantes y cuantificar su impacto sobre la producción. Las variables que mayor impacto tienen sobre la producción son los cuellos de botella (reducciones de diámetro) del sistema.

Cotejo del comportamiento actual.

Para poder llevar a cabo el ajuste del comportamiento actual del pozo realizamos lo siguiente.

a) Entrada de valores utilizados por el programa

Se entra a PROSPER en el cual se desprende la siguiente ventana la cual debe ser llenada con la información solicitada por el simulador.

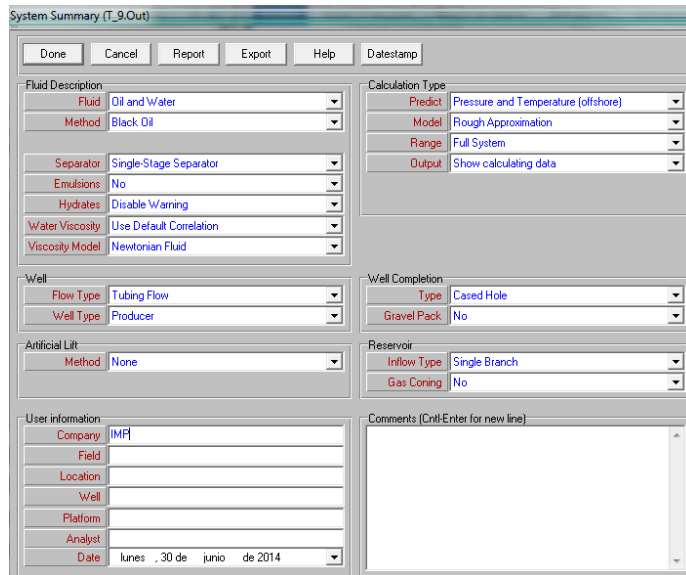


Figura 26. Sistema de Resumen.

Se introducen los valores solicitados en cada uno de estos espacios y después de cargar la información se selecciona la opción “Done” para que realice y haga los cambios.

Se introducen algunos de los valores solicitados en el apartado PVT, como son los siguientes RGA, densidad del aceite, densidad del gas, salinidad, componentes no hidrocarburos (H_2S , CO_2 , y N_2).

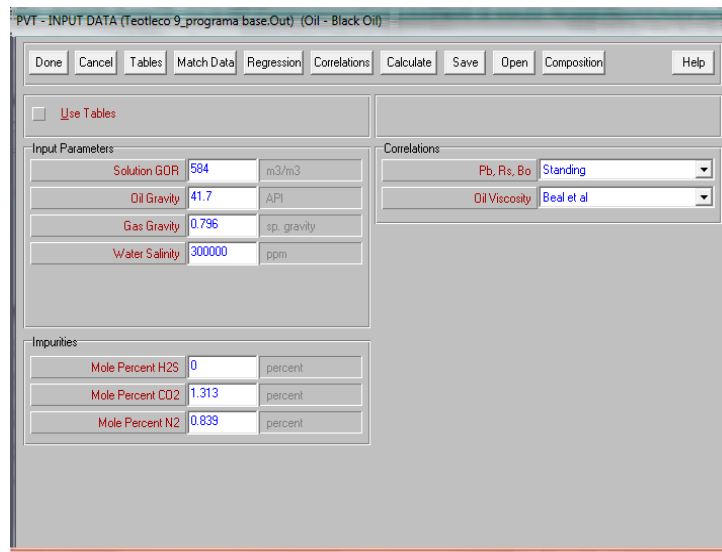


Figura 27. Ventana para entrada de valores de PVT.

En esta parte se entra con una Relación Gas Aceite de $584 \text{ m}^3/\text{m}^3$, la densidad del aceite 41.7° API , la densidad relativa del gas 0.796 , salinidad de $300,000 \text{ ppm}$,

impurezas de ácido sulfhídrico (H₂S) de 0 %, impureza de dióxido de carbono (CO₂) de 1.313 %, impureza de nitrógeno (N₂) de 0.839 %.

La correlación que se ocupó para Presión de burbuja (P_b), Relación de solubilidad (R_s) y el factor de volumen del aceite (B_o) fue la de Standing ya es la que mejor ajuste presentó. Mientras que para la viscosidad del aceite se ocupó la correlación Beal et al, las cuales se obtienen de un ajuste, tomando las de menor desviación estándar.

Curva IPR

Se deberán introducir los datos necesarios de acuerdo al modelo IPR que mejor represente el pozo, en este caso se usó el modelo IPR de Vogel.

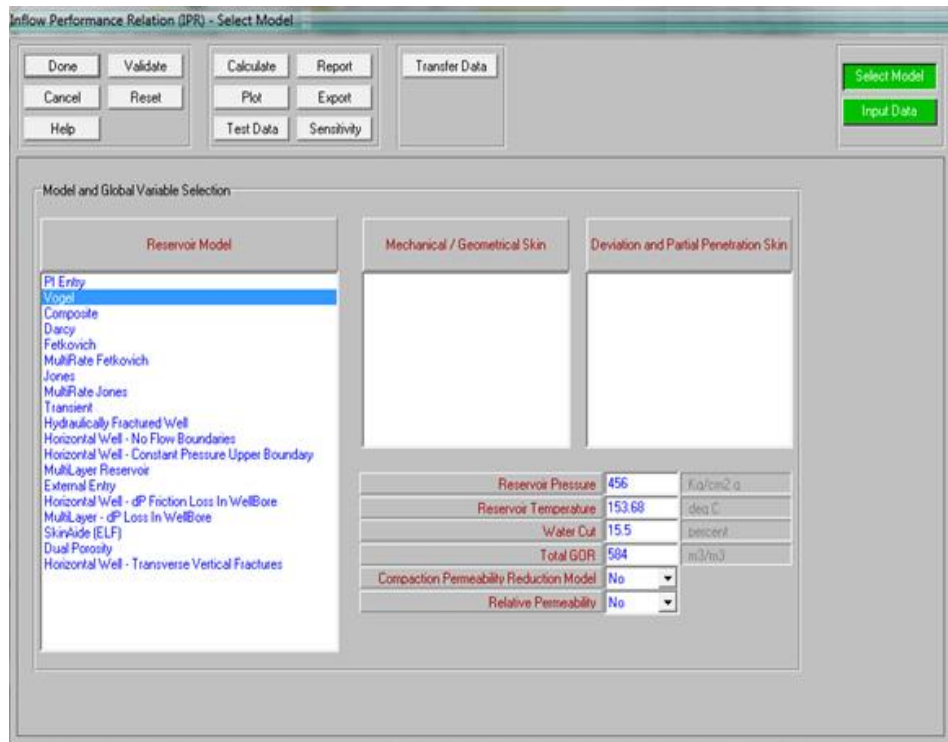


Figura 28. Ventana para seleccionar el modelo de cálculo de IPR

En el apartado de IPR se trabajó bajo el modelo de Vogel como se puede apreciar en la figura 28.

De acuerdo a los siguientes datos:

Presión del yacimiento = 456 kg/ cm²

Temperatura del yacimiento = 153.68 ° C

Relación Gas Aceite = 584 m³/ m³

Corte de agua =15.5 %

Un Gasto reportado de 1907 barriles/ día a una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) de 436 kg/ cm².

Se calcula y grafica con lo cual se obtiene la curva IPR:

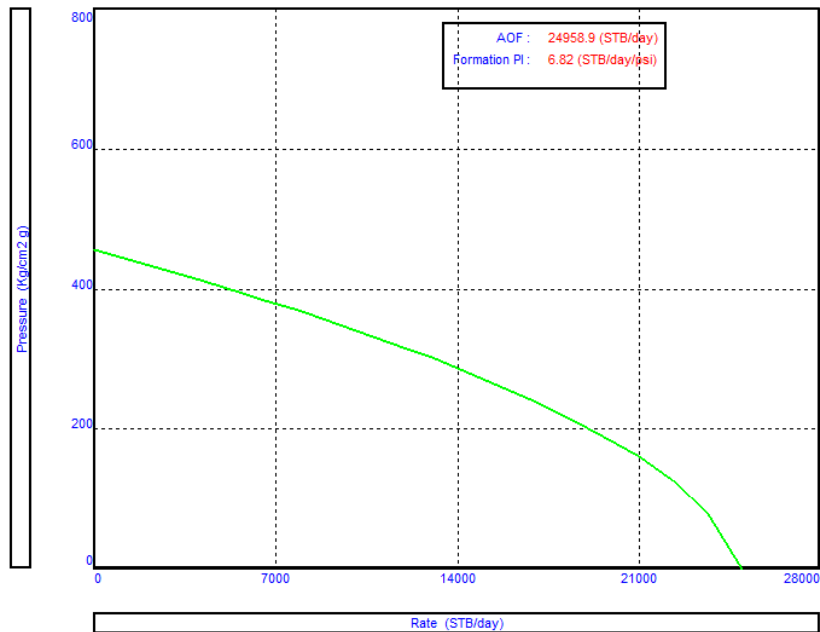


Figura 29. Gráfica de IPR de acuerdo al modelo de Vogel.

En la cual se observa un índice de productividad de 6.82 (bpd/psi) y un gasto máximo de 24,958.9 bpd. Absolut Open Flow (AOP) (Flujo absoluto de aceite)

Se dirige a la sección ajuste de VLP/ IPR (Vertical Lift Performance/ Inflow Performance Relationship).

Cotejo del comportamiento actual de producción

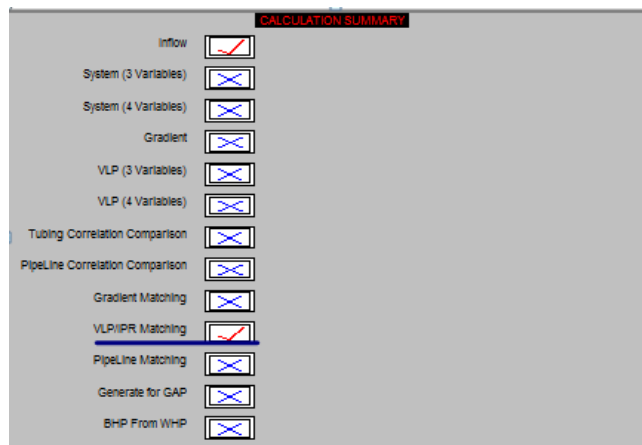


Figura 30. Ventana de opciones del resumen de cálculos.

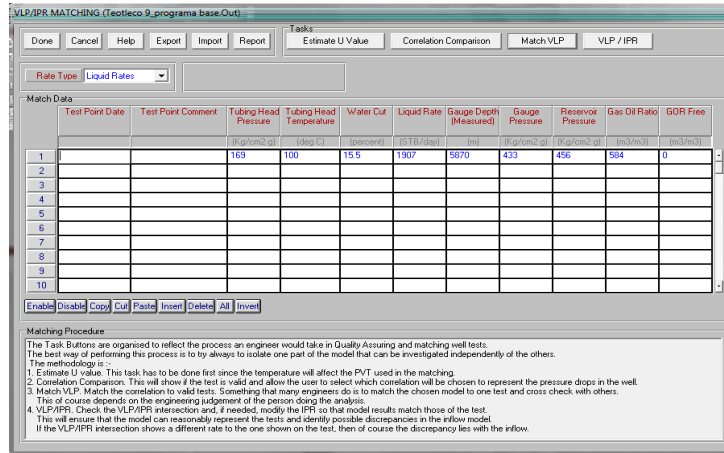


Figura 31. Ventana para el ajuste de IPR/VLP

La presión fluente obtenida por el sensor debe ser introducida en “Gauge Pressure”. Los valores que necesita esta sección para poder realizar los cálculos son los siguientes:

- Presión en la cabeza del pozo (P_{wh}) = 169 kg/cm^2
- Temperatura en cabeza de pozo (T_{wh}) = 100°C
- Corte de agua al 15.5 %
- Gasto de aceite (Q_o) = 1907 bpd
- Profundidad del sensor = 5870 metros
- Presión de fondo fluendo medida por el sensor = 433 kg/cm^2
- Presión estática de fondo (P_{ws}) = 456 kg/cm^2
- Relación gas aceite = $584 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- GOR Free = $0 \text{ m}^3/\text{m}^3$

Se realiza la comparación de correlaciones para ver cuál es la que mejor se ajusta.

Selección y ajuste de las correlaciones de flujo multifásico en tuberías

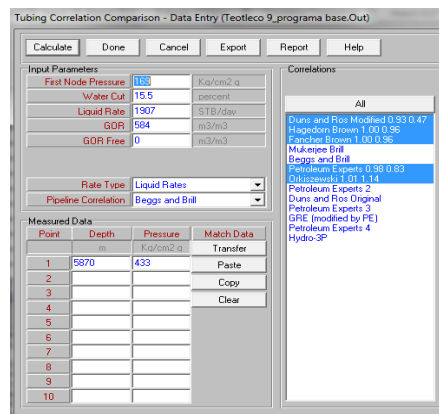


Figura 32. Ventana donde se pueden apreciar las diferentes correlaciones para flujo multifásico en tuberías.

En esta sección nuevamente se tienen que colocar muchos de los valores que anteriormente ya se habían introducido.

Cabe señalar que en este apartado se encuentran varias correlaciones pero en el caso de las siguientes correlaciones: Duns and Ros Modified, Duns and Ros Original y Fancher Brow, solo son usadas para cerciorarse que se encuentra dentro de valores cercanos y coherentes al ajuste de la curva.

Se seleccionan las correlaciones de acuerdo a las propiedades de los fluidos, y se selecciona la opción calcular.

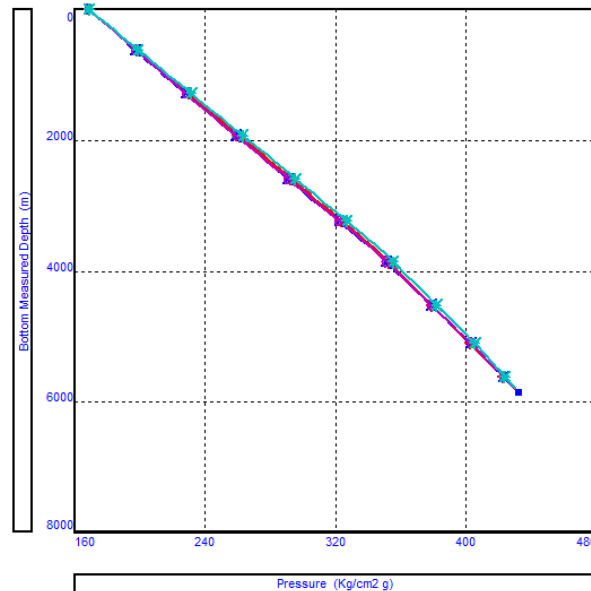


Figura 33. Gráfico de Presión (kg/cm^2) Vs profundidad de fondo medida en metros.

Al representar los valores obtenidos tenemos una gráfica de Presión (kg/cm^2) Vs profundidad de fondo medida (metros).

El visualizar la gráfica anterior es de gran utilidad ya que se aprecia que la curva toca o se acerca más al punto de presión y profundidad al cual se quiere ajustar.

Para este caso la correlación que mejor ajuste presentó y que se usó de acuerdo a las características del fluido fue Hagedorn Brown.

Ahora se dirige a la parte de ajuste VLP (Vertical Lift Performance)

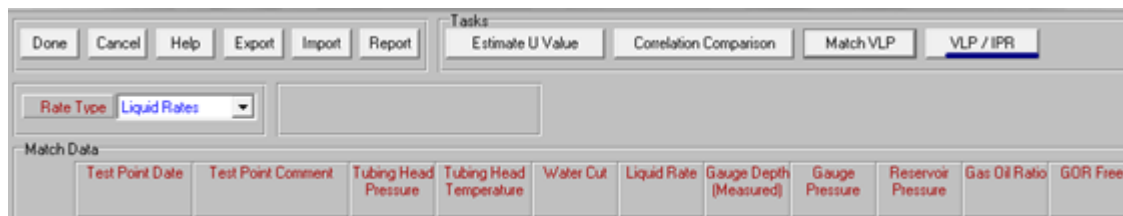


Figura 34. Ventana donde se aprecia el botón para el cálculo VLP.

Una vez realizado esto se selecciona únicamente la correlación que mejor ajuste haya presentado de acuerdo a los cálculos anteriores, recordando que para el

caso la de mejor ajuste y de acuerdo a las características de los fluidos fue Hagerdon Brown.

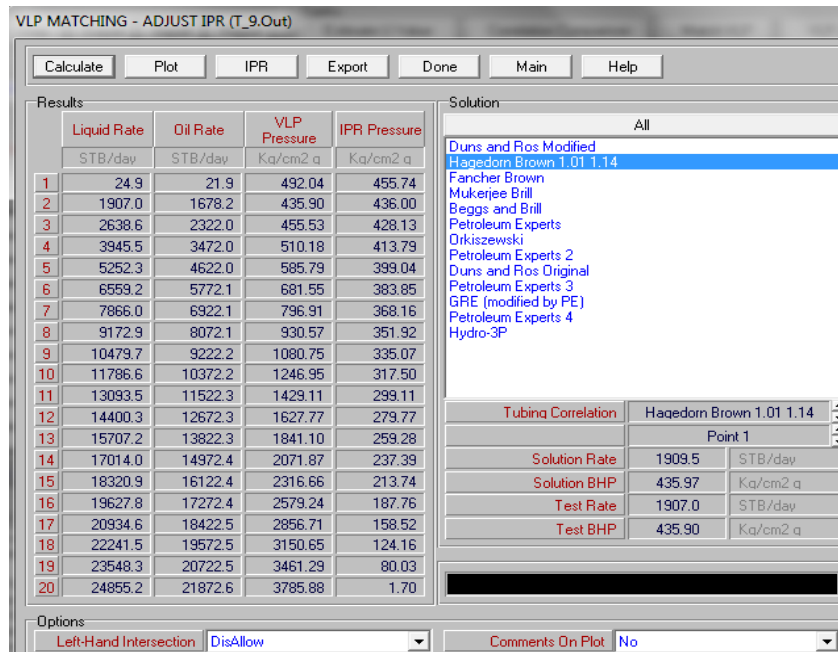


Figura 35. Visualización de ventana que muestra las diferentes correlaciones para ajuste de VLP/IPR

El programa realiza los cálculos y se observa la diferencia obtenida ente la solución de flujo calculada y la real, así como la presión de fondo fluyendo calculada y la real, finalmente en el módulo de IPR se corrige la Pwf llevada de la profundidad del sensor al nivel medio de los disparos con la correlación de flujo multifásico que mejor ajustó.

LIQUID RATE (STB/day)			
Measured	Calculated	% Difference	
1	1907.0	1909.5	0.1333

BOTTOM HOLE PRESSURE (Kg/cm2 g)			
Measured	Calculated	% Difference	
1	435.90	435.97	0.015649

Figura 36. Ventana de resumen de resultados.

Al graficar estos cálculos se tienen lo siguiente:

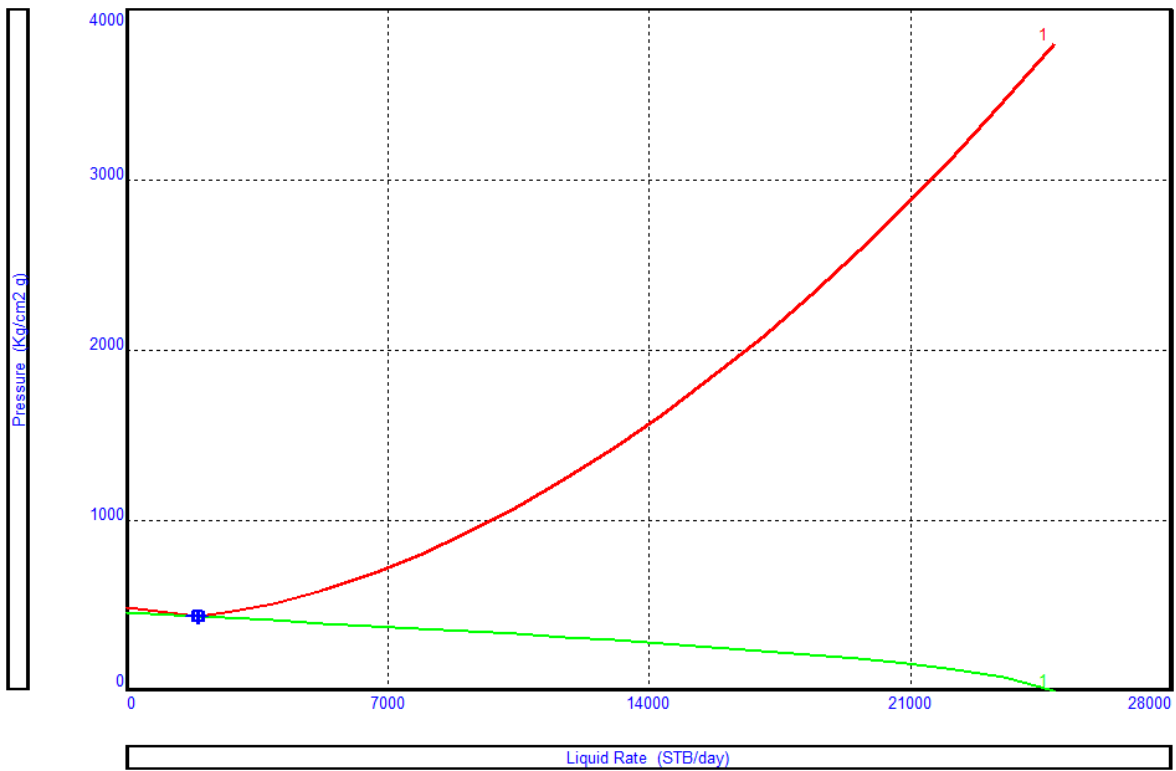


Figura 37. Visualización VLP/IPR

De esta forma se tiene cotejado el comportamiento actual de producción.

3.4 CASO DE ESTUDIO

PEMEX ha dividido todo su territorio de producción en regiones con el objeto de facilitar tanto su administración como para obtener indicativos de fallas y/o funcionalidades de la siguiente forma:

REGIONES

1. REGION SUR
 - a). SAMARIA LUNA
 - b). BELLOTA JUJO
 - c). CINCO PRESIDENTES
 - d). MACUSPANA
 - e). MUSPAC
2. REGION NORTE
3. MARINA NORESTE
4. MARINA SUROESTE

Actualmente los activos de Macuspana y Muspac se han visto en la necesidad de sumar su producción por lo que es evidente que en común presentan algún problema que los conduce a la disminución en su producción.

El activo MACUSPANA-MUSPAC cuenta con varios campos por mencionar algunos están Cactus, Gaucho, Teotleco, Juspí, Sitio Grande, Muspac, Catedral, Sunuapa y Artesa, dentro de los que sobre sale el Campo Teotleco justamente por su problemática incrustaciones minerales.

A fin de visualizar ampliamente el panorama se muestra una descripción general del campo.

Activo de Producción Macuspana – Muspac

Campo Teotleco

- Área del campo: 10.7 km²

Características de la roca

- Formaciones productoras KS-AN, KS (Cretácico Superior) y KM (Cretácico Medio)
- Tipo: Naturalmente fracturado
- Roca: Calizas y Dolomías
- Porosidad: 5%
- Permeabilidad: 22 – 650 mD
- Espesor neto: 70 – 100 m

- Profundidad: 5600 m

Características del fluido

- Tipo de fluido: aceite volátil de alto encogimiento
- Densidad de aceite: 42 ° API
- RGAi: 520 m³/ m³

Modelo Geológico

- Los pozos que se encuentran perforados en el campo Teotleco principalmente son rocas del Cretácico Medio, la roca almacén lo constituyen dolomías fracturadas

Localización

El campo Teotleco se ubica en el municipio de Reforma, estado de Chiapas, a 41 km al S61° 25'W de la ciudad de Villahermosa, Tabasco.

Colindancia: al Sur con Juspí, al NW-SE con Paredón y al Este con Cactus.

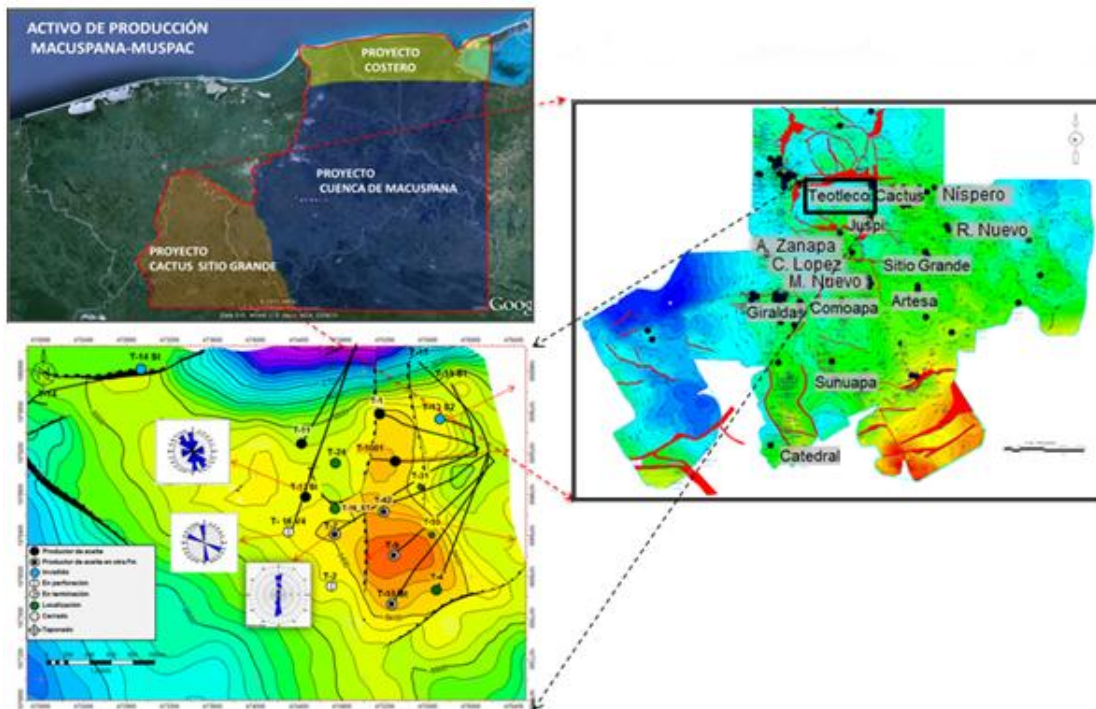


Figura 38. Localización del campo Teotleco

Distribución del campo

En la siguiente imagen se muestran algunos de los pozos del campo petrolero.

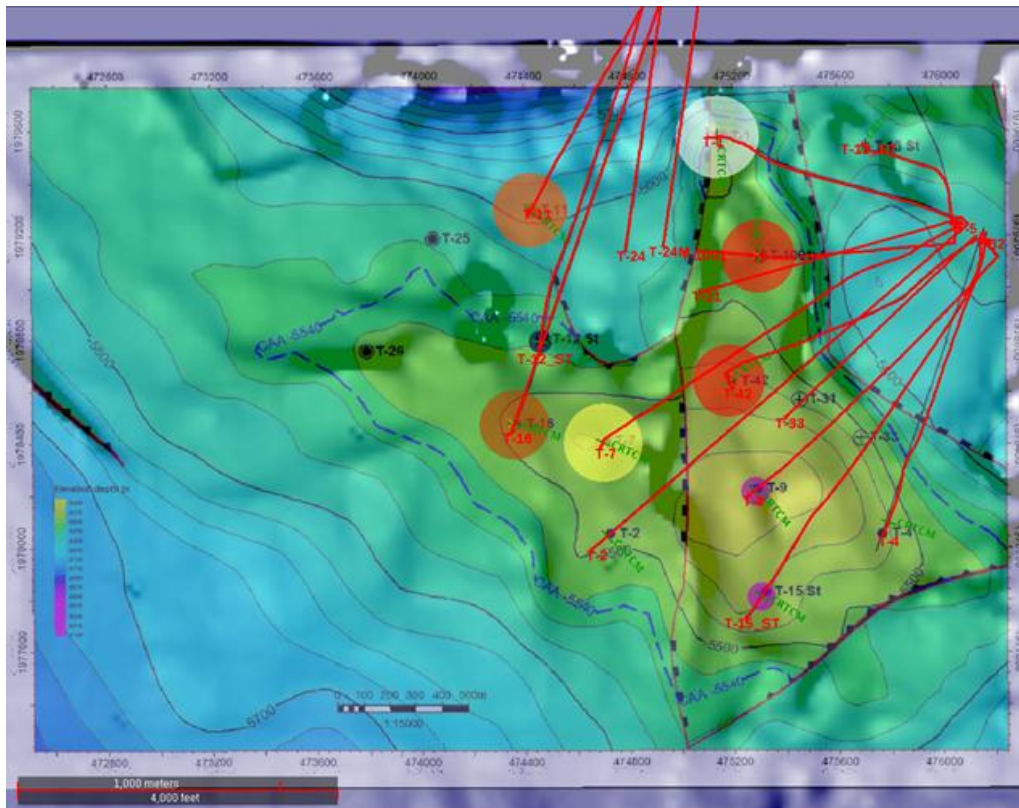


Figura 39. En la imagen se aprecian algunos de los pozos del Campo Teotleco.

Desde el inicio del desarrollo de este trabajo de investigación se consideraron datos de 7 pozos de un total de 12 del Campo de Teotleco; los pozos son los siguientes; Teotleco 1, Teotleco 4, Teotleco 9, Teotleco 11, Teotleco 16, Teotleco 42 y Teotleco 1001 (en adelante T_1, T_4, T_9, T_11, T_16, T_42 y T_1001). La investigación implicó el análisis de cada uno cuya finalidad fue determinar el pozo más crítico y proponer una posible solución.

3.4.1 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS CON BASE A LA SALINIDAD Y PORCENTAJES DE AGUA

Partiendo de la hipótesis de que las incrustaciones son uno de los principales factores de afectación en la producción de pozos de forma gráfica mostraremos el comportamiento de 7 pozos luego de manifestar baja productividad y de tomar medidas de solución.

A continuación se grafican cada uno de los 7 pozos de estudio según su salinidad y porcentajes de agua durante el periodo de junio del 2013 a junio del 2014

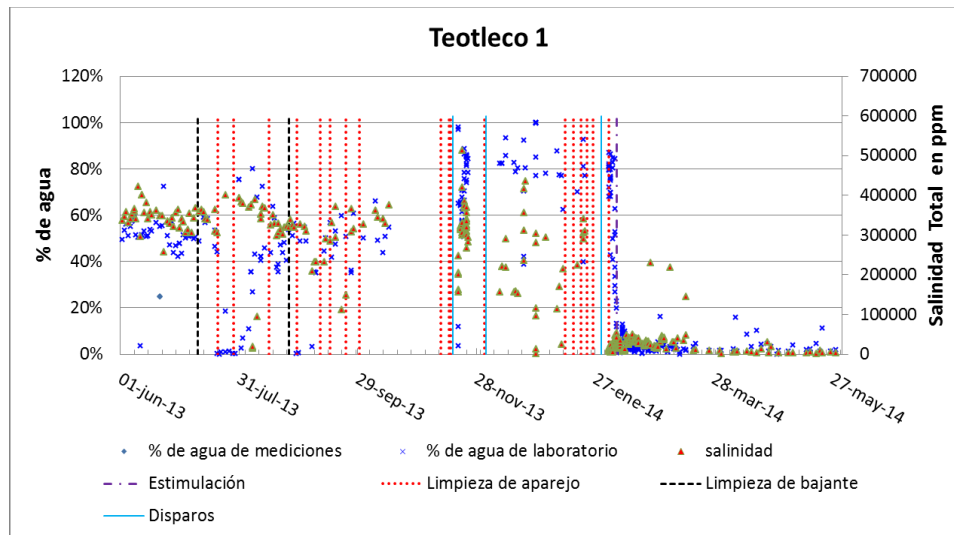


Figura 40. Gráfico donde se representan los cambios de % de agua y salinidad en un tiempo determinado. Pozo T_1

En la gráfica del pozo T_1 se puede observar que de las 8 limpiezas en el aparato de producción llevadas a cabo en el periodo comprendido del 19 de julio al 30 de septiembre del 2013 no ayudaron de mucho pues la salinidad se mantuvo hasta inicios de octubre del 2013, después el pozo tuvo que ser cerrado en los periodos del 5 al 9 de octubre y del 16 de octubre al 11 de noviembre. por igualación de presiones.

Para los meses de noviembre a diciembre se llevaron a cabo 3 limpiezas lo cual trajo un aumento en el porcentaje de agua pero la salinidad disminuyó.

Del 10 al 23 de enero se llevaron a cabo limpiezas continuas de aparato logrando disminuir en gran medida los altos niveles de salinidad.

Del 5 al 11 de diciembre nuevamente el pozo tuvo que ser cerrado. Finalmente para enero del 2014 se cambió de intervalo, lo cual trajo consigo muchos beneficios pues los porcentajes de agua y salinidad bajaron drásticamente.

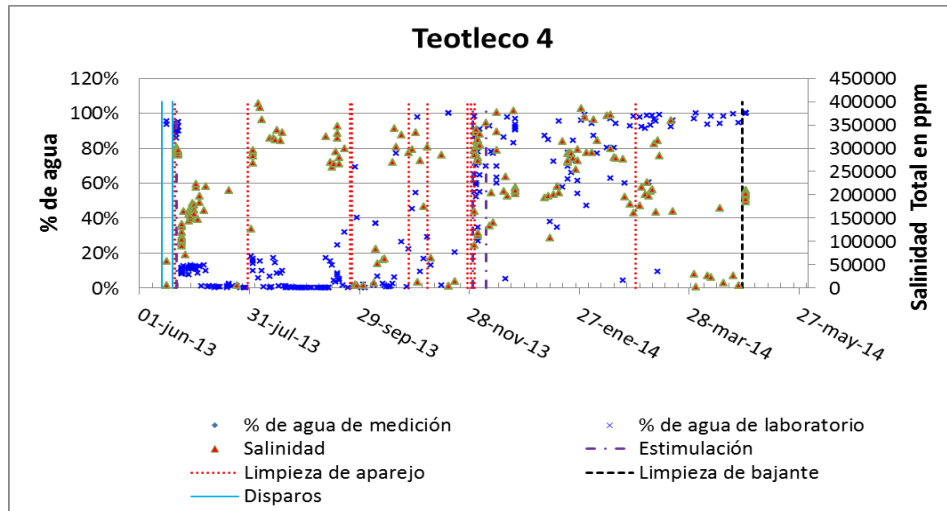


Figura 41. Gráfico donde se representan los cambios de % de agua y salinidad en un tiempo determinado. Pozo T_4

En la gráfica del pozo T_4 se puede ver que del 20 de junio al 26 de octubre del 2013 los porcentajes de agua son del orden de 7 % mientras que salinidad varía de 100,000 a 300,000 ppm, por lo cual la estimulación realizada el 24 de junio del 2013 no fue benéfica pues ocasiono el aumento de la salinidad. Fue hasta finales de noviembre del 2013 cuando se realizaron 4 limpiezas consecutivas y 2 estimulaciones cuando la salinidad comenzó a mostrar números inferiores. Pero esto solo duro del 10 de diciembre del 2013 al 13 de enero del 2014, ya que para los siguientes reportes hubo un aumento en la salinidad pasando de 200,000 a 300,000 ppm. Para el 27 de febrero nuevamente se realizó una limpieza de aparejo, lo cual tampoco duró mucho, ya que para el 5 de mayo el pozo fue cerrado.

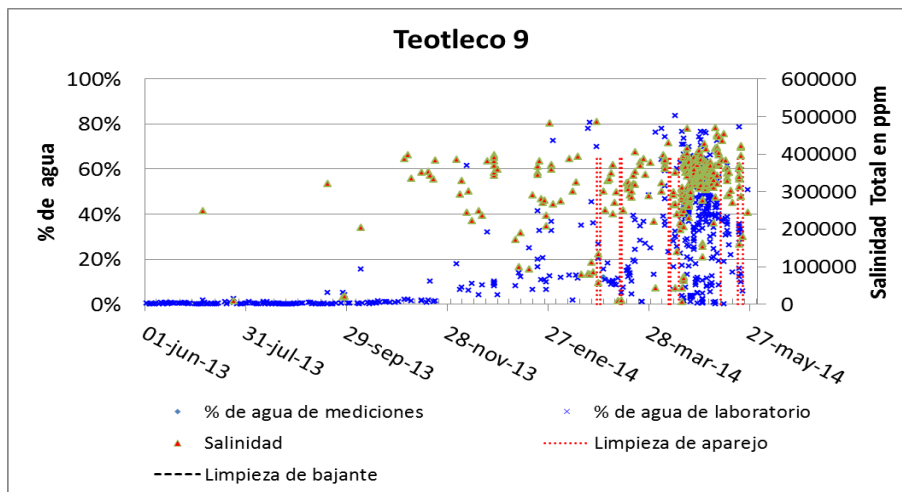


Figura 42. Gráfico donde se representan los cambios de % de agua y salinidad en un tiempo determinado. Pozo T_9

En la gráfica del pozo T_9 se puede ver que de junio a octubre del 2013 este pozo no presentaba ningún problema, fue hasta la primera semana de noviembre

cuando comenzaron a tener constantes reportes de alta salinidad, y esto se mantuvo hasta mediados del mes de mayo del 2013, durante este periodo el porcentaje de agua va del 30 hasta el 80 %, aún con las constantes limpiezas de aparejo no se pudo restablecer la producción. Lo cual provocó que fuese cerrado continuamente.

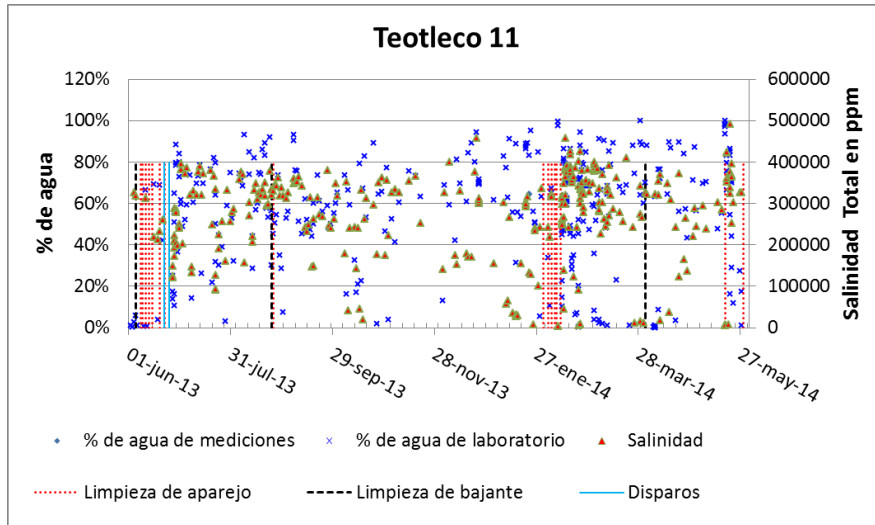


Figura 43. Gráfico donde se representan los cambios de % de agua y salinidad en un tiempo determinado. Pozo T_11

En la gráfica del pozo T_11 se puede ver que durante el mes de junio del 2013 se realizaron continuas limpiezas de aparejo ya que durante 2 ocasiones del mes de junio fue cerrado el pozo.

A este pozo pareciera que le han beneficiado muy poco cada una de las limpiezas de aparejo y bajante, pues como se puede ver los niveles de salinidad se mantienen constantes.

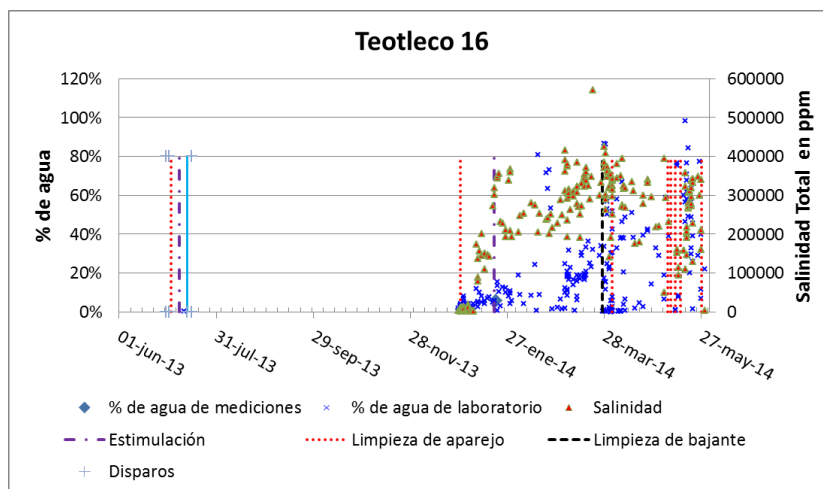


Figura 44. Gráfico donde se representan los cambios de % de agua y salinidad en un tiempo determinado. Pozo T_16

En la gráfica del pozo T_16 se puede ver que este pozo hoy día reporta alta salinidad.

Este pozo fue cerrado del 10 al 13 de mayo del 2013. El 14 de mayo se realizó una limpieza de aparejo y fue puesto nuevamente a producción, pero no se cuenta con la información de salinidad y porcentaje de agua del 13 de mayo al 26 de diciembre del 2013.

Las constantes limpiezas de aparejo realizadas del 4 de mayo del 2014 al 16 de junio del 2014 han logrado disminuir en una pequeña proporción la salinidad.

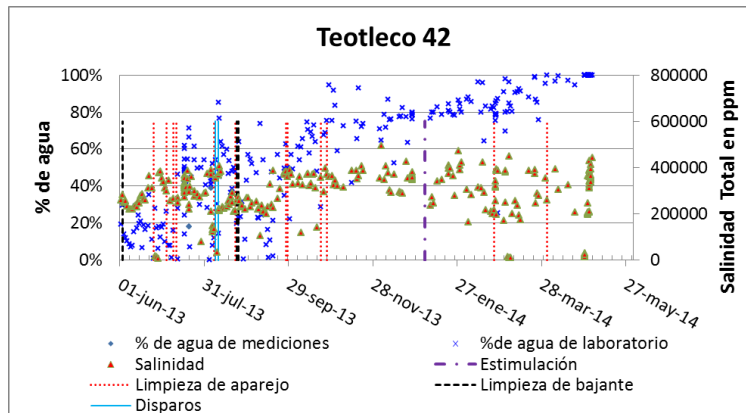


Figura 45. Gráfico donde se representan los cambios de % de agua y salinidad en un tiempo determinado. Pozo T_42

En la gráfica del pozo T_42 se puede ver que existen continuas limpiezas en el aparejo de producción lo cual solo han ayudado a mantener la salinidad reportada desde inicios de mayo del 2013.

Del 4 de enero al 28 de abril del 2014 los porcentajes de agua van en aumento pasando del 80 al 100%, lo cual fue provocado por la estimulación ya que lejos de beneficiar trajo serios problemas pues provocó canalización en fracturas ocasionando mayor irrupción de agua.

Este pozo fue cerrado el 8 de mayo del 2014.

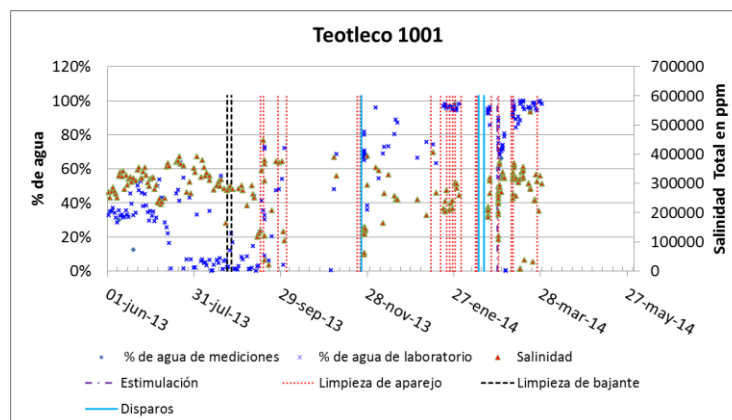


Figura 46. Gráfico donde se representan los cambios de % de agua y salinidad en un tiempo determinado. Pozo T_1001

En la gráfica del pozo T_1001 se puede ver que el aumento de la salinidad comenzó a partir del 5 de mayo del 2013, aunque se realizaron 3 limpiezas del aparejo de producción del 13 de septiembre al 30 de septiembre, no mejoraron en mucho, pues el 22 de septiembre se cerró el pozo. El 24 de septiembre del 2013 fue abierto el pozo, pero solo duro muy pocos días operando, desde el 5 de octubre fue cerrado y abierto hasta el 22 de noviembre del 2013.

Del 11 de enero al 26 de marzo se realizaron continuas limpiezas de Tp pero solo se logró el aumento del porcentaje del agua hasta un 100 % provocando que se cerrara el pozo el día 1 de abril del 2014.

Se puede ver que en los 7 pozos se tiene una presencia elevada de salinidad lo cual en repetidas ocasiones ha llevado el tener producción diferida o bien pozos cerrados por un lapso de tiempo.

3.4.2 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE POZOS AFECTADOS POR INCRUSTACIONES MINERALES

La presión en cabeza de pozo y la línea de escurrimiento es un factor que determina el flujo del hidrocarburo por lo que es importante el análisis de los elementos que afectan u ocasionan la caída de presión.

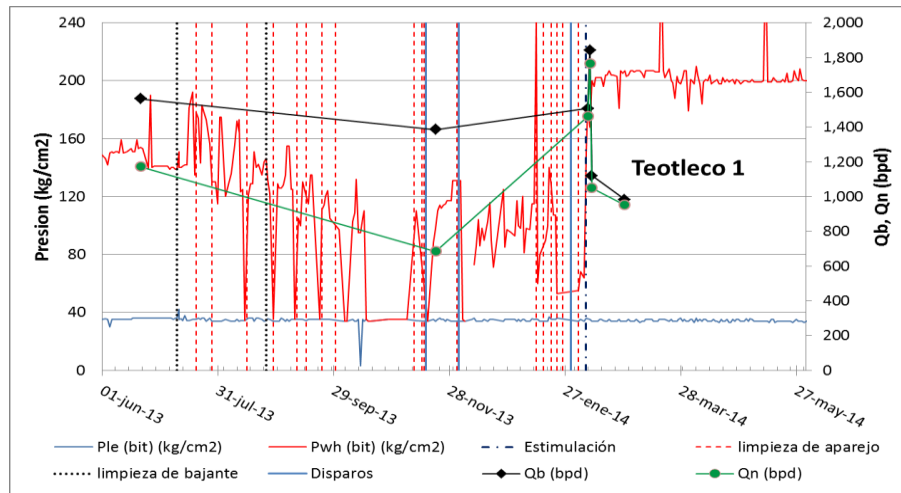


Figura 47. Gráfico donde se representan los cambios de Pwh y Ple en un tiempo determinado. Pozo T_1

En la gráfica del pozo T_1 se puede apreciar que del periodo del 15 de junio a mediados de febrero se muestran grandes variaciones de la presión en cabeza de pozo y línea de escurrimiento, debido a la presencia de restricciones ocasionadas por las incrustaciones de sal. Lo cual trajo consigo una caída en la producción.

Aunque se realizaron continuas limpiezas de aparejo y 2 limpiezas de bajante en los meses de julio y agosto, no se vio reflejado de inmediato pues se observa que el gasto de aceite iba a la baja y hasta el 21 de noviembre la producción del pozo T_1 comenzó a ir hacia la alza.

El 10 de febrero se vuelve a mostrar nuevamente una caída de producción pero se desconoce por qué ya que no aparece información en bitácora de estos días y en datos de aforo solo son reportados tal como se muestran en la gráfica.

En el periodo de junio del 2013 a de junio del 2014, el pozo se cerró 9 veces por encontrarse las presiones igualadas.

Cabe mencionar que la producción promedio del pozo T_1 es de 1,181 bpd y en cada uno de los pozos es colocado este valor, pues es una variable de gran peso para determinar a que pozo se tomará como prioridad.

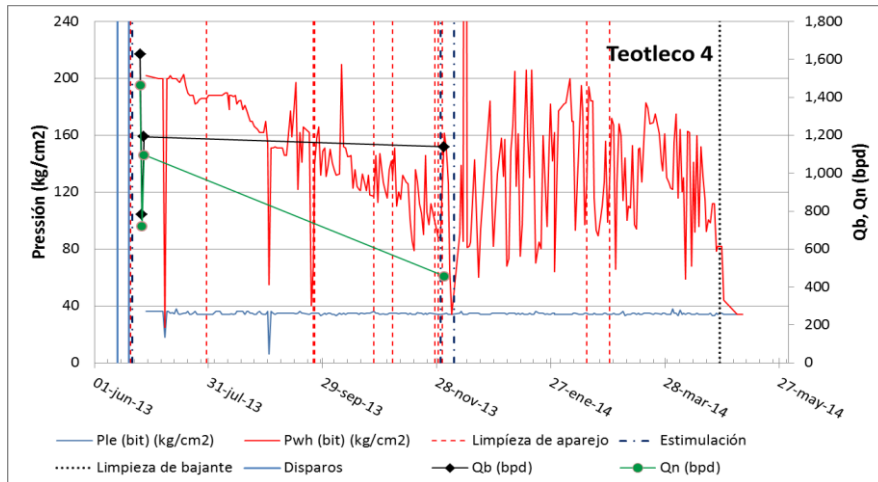


Figura 48. Gráfico donde se representan los cambios de Pwh y Ple en un tiempo determinado. Pozo T_4

En la gráfica del pozo T_4 se puede ver que del 28 de junio al 25 de noviembre del 2013 se presentó una caída drástica en la presión de cabeza de pozo y es la misma fecha en la cual se reporta una caída de producción, aunque durante este periodo se realizaron 4 limpiezas de aparejo, estas no fueron exitosas pues siguió la baja en la presión y la producción.

El 30 de noviembre y el 7 de diciembre del 2013 la presión comenzó a mostrarse en aumento, pero no se cuenta con datos de producción.

El pozo T_4 fue cerrado el 5 de mayo del 2014 y hasta el momento no se ha abierto.

Producción promedio del pozo T_4 es de 935 bpd.

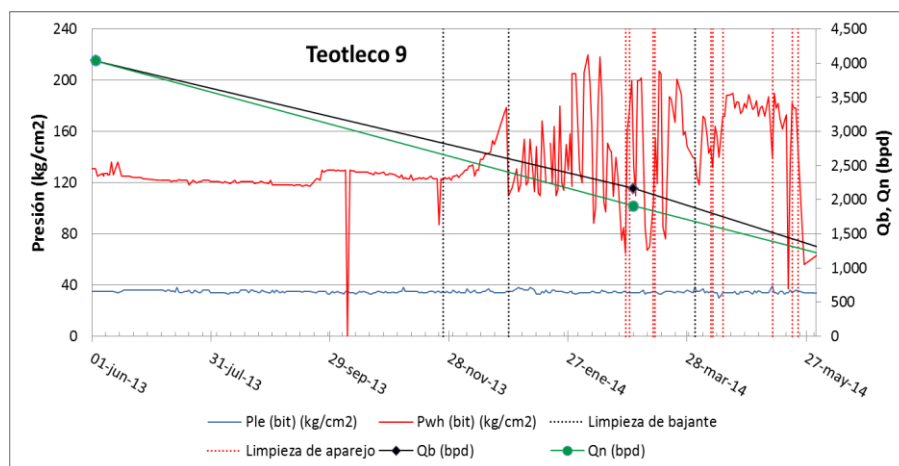


Figura 49. Gráfico donde se representan los cambios de Pwh y Ple en un tiempo determinado. Pozo T_9

En la gráfica del pozo T_9 se puede apreciar que del periodo del 26 de marzo del 2013 al 26 de marzo del 2014 las presiones en cabeza de pozo y línea de escurrimiento se han igualado 6 veces, lo cual ha generado que tenga limpiezas de aparejo continuas, pero estas limpiezas no han generado un cambio bueno,

pues como se observa la caída de producción ha sido severa pasando de 4036 bpd a 803 bpd según aforos realizados el 3 de junio del 2013 y 6 de julio del 2014 respectivamente.

En el periodo del 23 de junio del 2013 al 25 de enero del 2014, el pozo se cerró 9 veces por encontrarse igualadas las presiones entre la cabeza de pozo y línea de escurrimiento.

En el periodo de junio del 2013 a de junio del 2014, el pozo se cerró 6 veces por encontrarse igualadas las presiones entre la cabeza de pozo y línea de escurrimiento.

Producción promedio del pozo T_9 es de 1930 bpd.

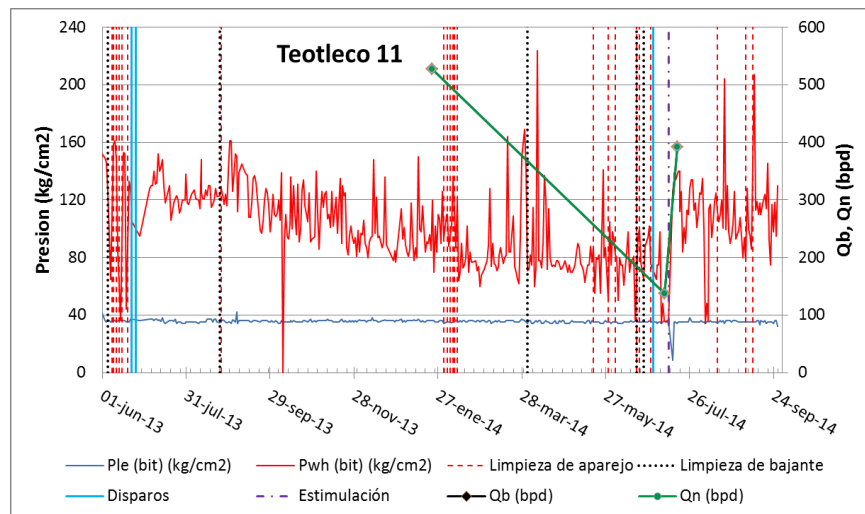


Figura 50. Gráfico donde se representan los cambios de Pwh y Ple en un tiempo determinado. Pozo T_11

En la gráfica del pozo T_11 se puede ver que aunque la presión en cabeza de pozo no se muestra uniforme no muestra elevaciones ni caídas de presión severas. Este pozo se ha igualado durante 5 veces en el periodo del 14 de junio del 2013 al 6 de agosto del 2014.

En el periodo de junio del 2013 a de junio del 2014, el pozo se cerró 5 veces por encontrarse igualadas las presiones entre la cabeza de pozo y línea de escurrimiento.

Producción promedio del pozo T_11 es de 139 bpd.

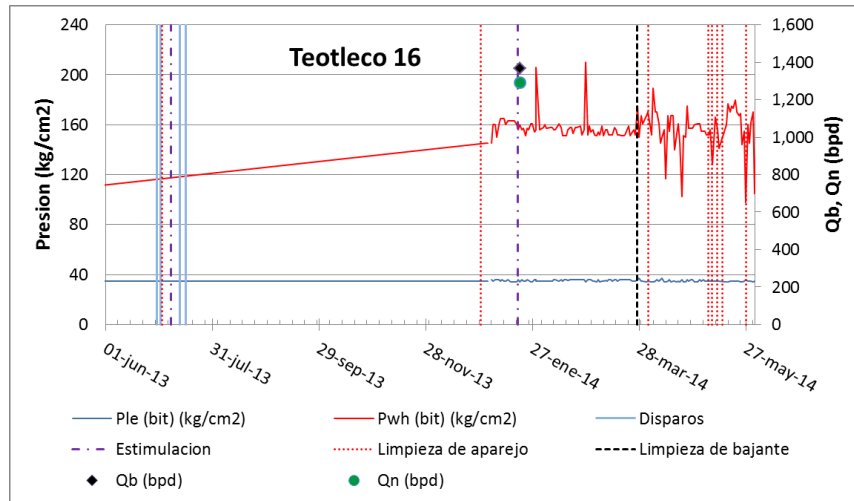


Figura 51. Gráfico donde se representan los cambios de Pwh y Ple en un tiempo determinado. Pozo T_16

En la gráfica del pozo T_16 se puede ver que hay continuas limpiezas en el aparejo de producción desde el 27 de marzo del 2014 hasta el 19 de septiembre del mismo año.

Las ultimas 5 limpiezas de aparejo no fueron tan benéficas como se esperaba pues la tercera semana de junio del 2014 a la primera semana de septiembre se presentaron mayores caídas de presión en la cabeza de pozo, aun con las continuas limpiezas.

En el periodo de junio del 2013 a de junio del 2014, el pozo se cerró 3 veces por encontrarse igualadas las presiones entre la cabeza de pozo y línea de escurrimiento.

Producción promedio del pozo T_16 es de 989 bpd

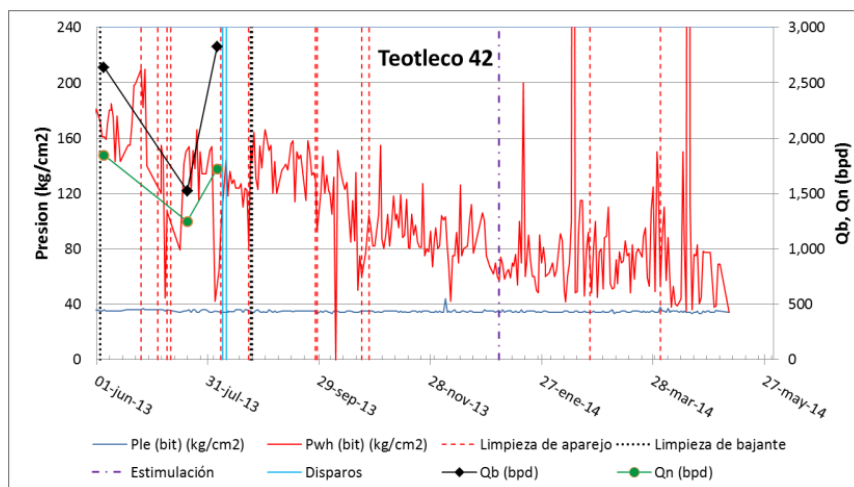


Figura 52. Gráfico donde se representan los cambios de Pwh y Ple en un tiempo determinado. Pozo T_42

En la gráfica del pozo T_42 se puede ver que del 23 de agosto al 01 de enero del 2014 se tuvieron severas caídas de presión en cabeza del pozo, después se estabilizó un poco y aunque en todo este periodo no contamos con mediciones de la producción podemos inducir que la producción al 1 de enero cayó drásticamente, después se mantuvo por algún lapso de tiempo hasta continuamente se presentaron igualaciones de presiones.

En el periodo de junio del 2013 a de junio del 2014, el pozo se cerró 5 veces por encontrarse igualadas las presiones.

Cabe señalar que el pozo T_42 fue cerrado el 8 de mayo del 2014 y aún no ha sido abierto.

Producción promedio del pozo T_42 es de 1605 bpd.

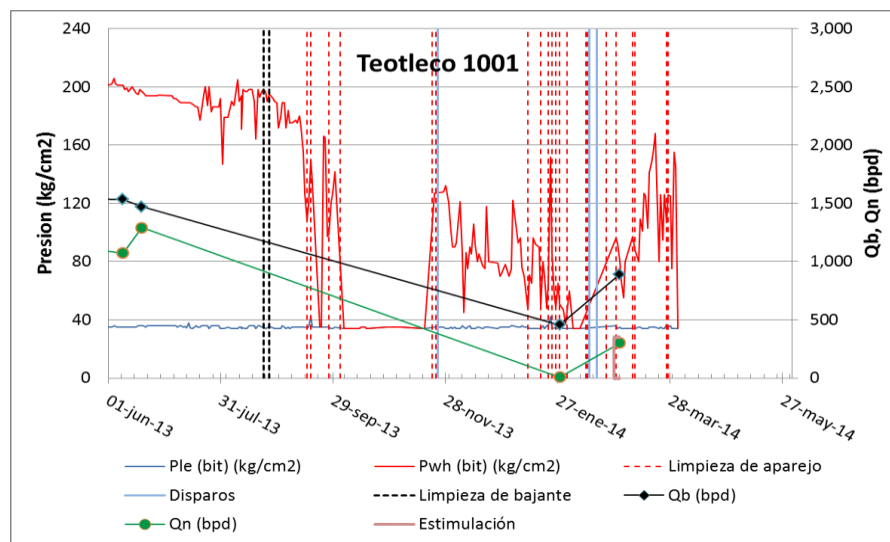


Figura 53. Gráfico donde se representan los cambios de Pwh y Ple en un tiempo determinado. Pozo T_1001

En la gráfica del pozo T_1001 se pueden ver variaciones de presiones en cabeza de pozo y línea de escurrimiento de enero 2013 a abril del 2014.

En la misma se puede apreciar que del 6 de septiembre al 3 de octubre se tuvieron fuertes caídas de presión, después el pozo permaneció cerrado 117 días, se realizaron dos limpiezas de aparejo, y consecutivamente se realizaron disparos. El pozo trabajó bien por poco tiempo ya que nuevamente se tuvieron fuertes caídas de presión y fue necesario recurrir a limpiezas continuas del aparejo de producción.

En el periodo de junio del 2013 a de junio del 2014, el pozo se cerró 6 veces por encontrarse igualadas las presiones entre la cabeza de pozo y línea de escurrimiento.

Este pozo fue cerrado el 1 de abril del 2014 y aún no ha sido abierto.

Producción promedio del pozo T_1001 es de 1142 bpd.

3.4.3 TOTAL DE LAS INTERVENCIONES DE CADA POZO

En la siguiente tabla se aprecia que los pozos a los cuales se realizaron mayor número de intervenciones son T_9, 1001 y T_16. Pero esto no significa que ambos tengan la misma incidencia de incrustaciones.

Tabla 11. Intervenciones totales realizadas en 2014.

Pozo	Limpieza de aparejo	Bombeo de agua	Limpieza de bajante, cambio, limpieza y obstrucción en estrangulador	Estimulación	Total de intervenciones
T_1	16	1	2	1	20
T_11	10	11	2	1	24
T_1001	17	6	3	1	27
T_42	12	8	3	1	24
T_4	13	2	2	4	21
T_9	13	12	3	0	28
T_16	18	5	3	1	27

Para el pozo T_1 de las 16 limpiezas de aparejo reportadas 9 fueron exitosas, mientras que las 7 restantes no lo fueron, en cuanto a las limpiezas en la bajante se reportaron 2 actividades pero solo 1 fue exitosa y para la estimulación reportada fue exitosa.

Para el pozo T_4 de las 13 limpiezas de aparejo reportadas solo 5 fueron exitosas, mientras que las 8 restantes no lo fueron, en cuanto a las limpiezas en la bajante ninguna de las 2 fueron exitosas y con respecto a las estimulaciones, de las 4 estimulaciones reportadas solo 2 fueron exitosas.

Para el pozo T_9 de las 13 limpiezas de aparejo reportadas todas fueron exitosas, en cuanto a las limpiezas en la bajante las 3 fueron exitosas.

Para el pozo T_11 de todas las intervenciones reportadas todas fueron exitosas.

Para el pozo T_16 de las 13 limpiezas de aparejo reportadas solo 5 fueron exitosas, mientras que las 8 restantes no lo fueron, en cuanto a las limpiezas en la

bajante ninguna de las 2 fueron exitosas y para la estimulación de las 4 estimulaciones reportadas solo 2 fueron exitosas.

Para el pozo T_42 de las 12 limpiezas de aparejo reportadas 8 fueron exitosas, mientras que las 4 restantes no lo fueron, en cuanto a las limpiezas en la bajante las 3 fueron exitosas y en cuanto a la estimulación, fue exitosa.

Para el pozo T_1001 de las 17 limpiezas de aparejo reportadas solo 9 fueron exitosas, mientras que las 8 restantes no lo fueron, en cuanto a las limpiezas en la bajante las 2 fueron exitosas y en cuanto a la estimulación, fue exitosa.

3.4.4 ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS CON MAYORES PROBLEMAS DE INCRUSTACIONES MINERALES EN EL CAMPO

Con la finalidad de tener una mejor visualización de que pozo presenta mayores obstrucciones se procedió a realizar una búsqueda de restricciones reportadas en la bitácora de PEMEX para cada uno de los pozos de análisis. Este fue llevado a cabo de junio del 2013 a junio del 2014.

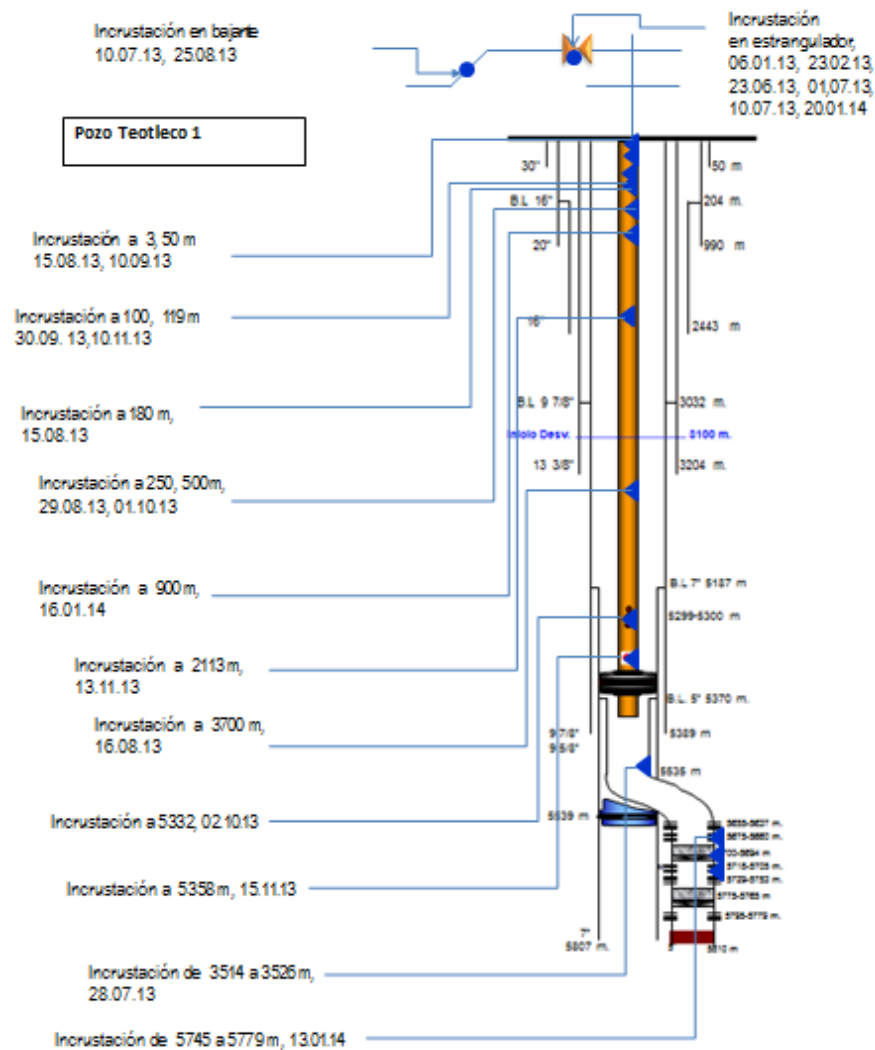


Figura 54. Representación esquemática de la problemática de incrustaciones en el pozo T_1

En el caso del pozo T_1 se encontraron 14 reportes de incrustaciones (de los cuales 2 son encontrados como intervalos de incrustaciones y los 12 restantes como incrustaciones puntuales, es decir solo se encontraban en un punto en específico) en el aparejo de producción con un promedio de ocurrencia de 12 días, por otra parte en el estrangulador se encontraron 6 reportes de

incrustaciones con un promedio de ocurrencia de 76 días, mientras que para la línea de escurrimiento solo se encontraron 2 reportes de incrustaciones.

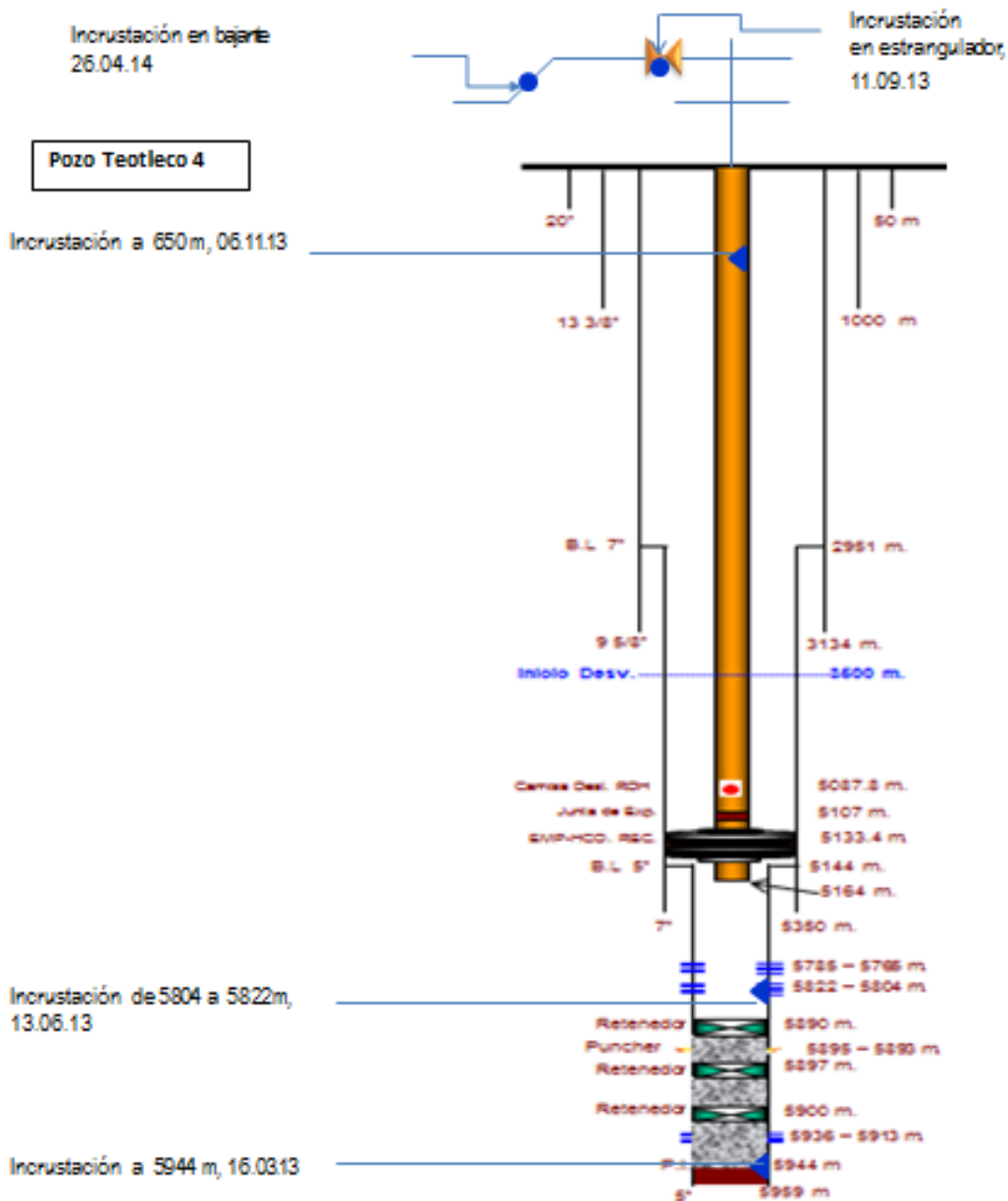


Figura 55. Representación esquemática de la problemática de incrustaciones en el pozo T_4

Para el pozo T_4 se encontraron 3 reportes de incrustaciones (de los cuales 1 es encontrado como intervalo de incrustación y los 2 restantes como incrustaciones puntuales, es decir solo se encontraban en un punto en específico) en el aparato de producción con un promedio de ocurrencia de 79 días, por otra parte en el estrangulador se encontró 1 reporte de incrustación, y para la línea de escurrimiento también se encontró 1 reporte de incrustación.

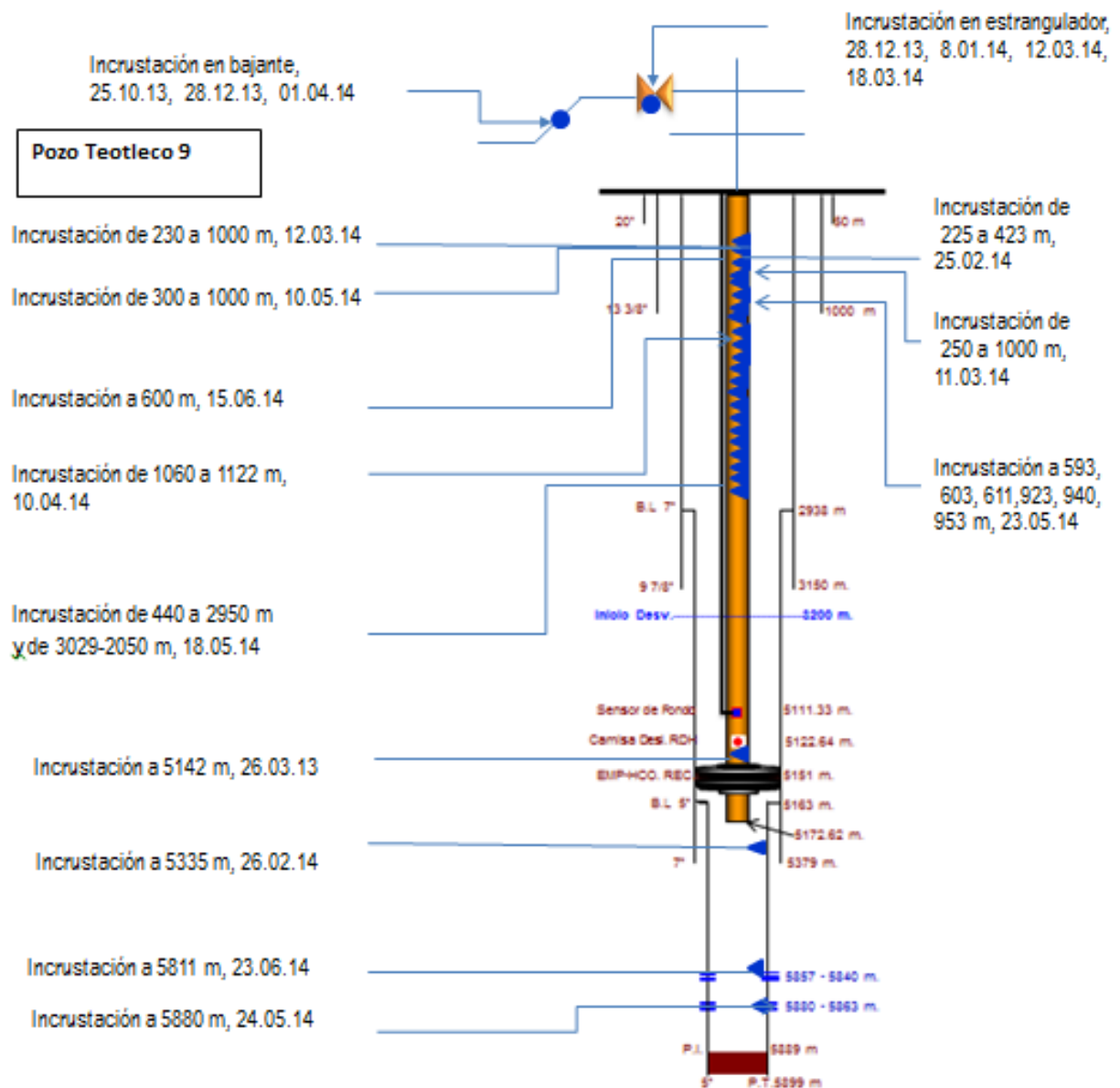


Figura 56. Representación esquemática de la problemática de incrustaciones en el pozo T_9

Para el pozo T_9 se encontraron 12 reportes de incrustaciones (de los cuales 7 son encontrados como intervalos de incrustaciones y los 5 restantes como incrustaciones puntuales, es decir; solo se encontraban en un punto en específico) en el aparejo de producción con un promedio de ocurrencia de 33 días, por otra parte en el estrangulador se encontraron 4 reportes de incrustaciones con un promedio de ocurrencia de 27 días, y para la línea de escurrimiento se encontraron 3 reportes de incrustaciones con un promedio de ocurrencia de 64 días.

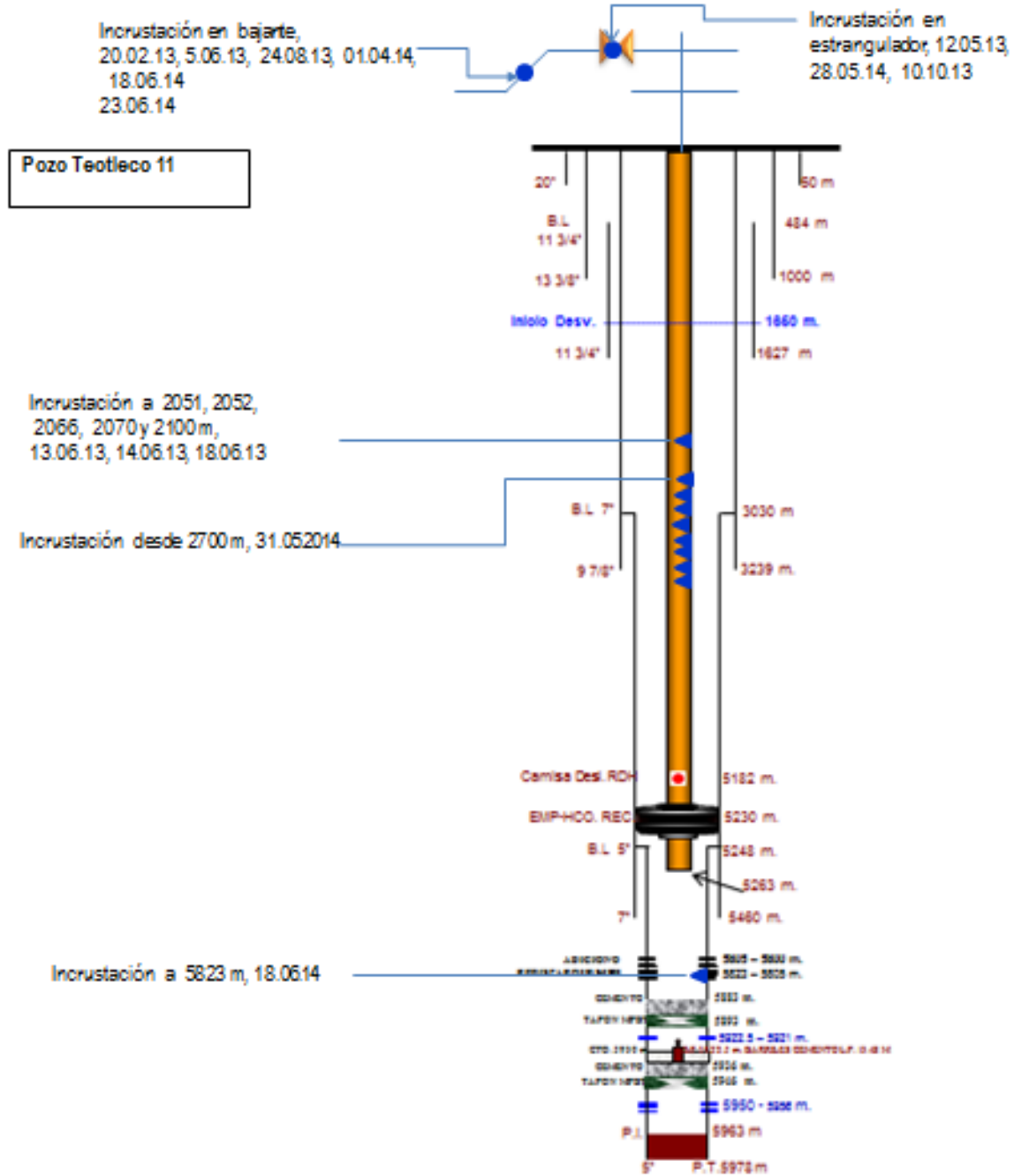


Figura 57. Representación esquemática de la problemática de incrustaciones en el pozo T_11

Para el pozo T_11 se encontraron 5 reportes de incrustaciones encontrados como incrustaciones puntuales, es decir; solo se encontraban en un punto en específico en el aparato de producción con un promedio de ocurrencia de 54 días, por otra parte en el estrangulador se encontraron 3 reportes de incrustaciones con un promedio de ocurrencia de 76 días, y para la línea de escurrimiento se encontraron 6 reportes de incrustaciones con un promedio de ocurrencia de 98 días.

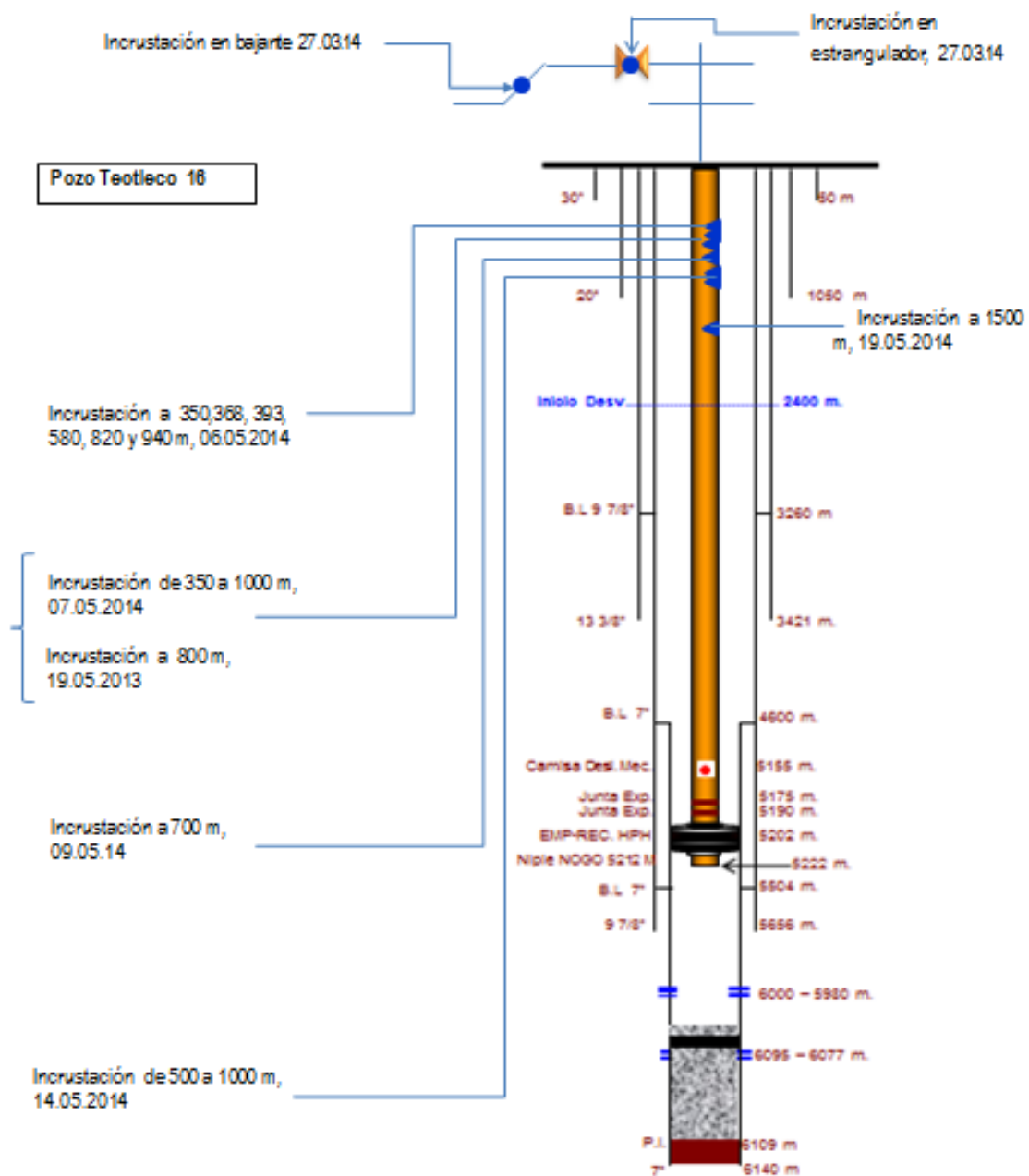


Figura 58. Representación esquemática de la problemática de incrustaciones en el pozo T_16

Para el pozo T_16 se encontraron 6 reportes de incrustaciones (de los cuales 2 son encontrados como intervalos de incrustaciones y los 4 restantes como incrustaciones puntuales, es decir; solo se encontraban en un punto en específico) en el aparato de producción con un promedio de ocurrencia de 90 días, por otra parte en el estrangulador se encontró 1 reporte de incrustación con un promedio de ocurrencia de 27 días, y para la línea de escurrimiento también se encontró 1 reporte.

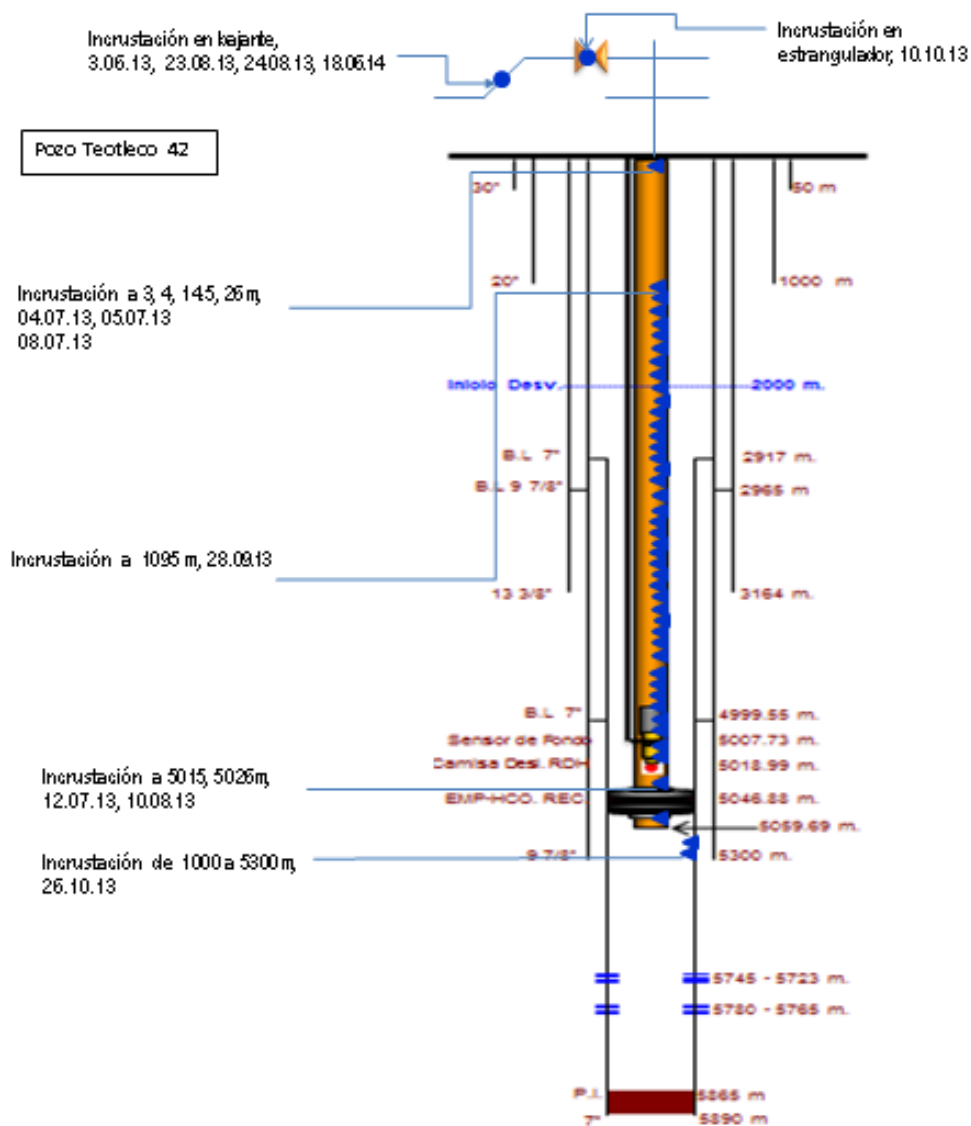


Figura 59. Representación esquemática de la problemática de incrustaciones en el pozo T_42

Para el pozo T_42 se encontraron 7 reportes de incrustaciones (de los cuales 1 es encontrado como intervalos de incrustaciones y los 6 restantes como incrustaciones puntuales, es decir; solo se encontraban en un punto en específico) en el aparato de producción con un promedio de ocurrencia de 26 días, por otra parte en el estrangulador se encontró 1 reporte de incrustación, y para la línea de escurrimiento se encontraron 4 reportes de incrustaciones con un promedio de ocurrencia de 127 días.

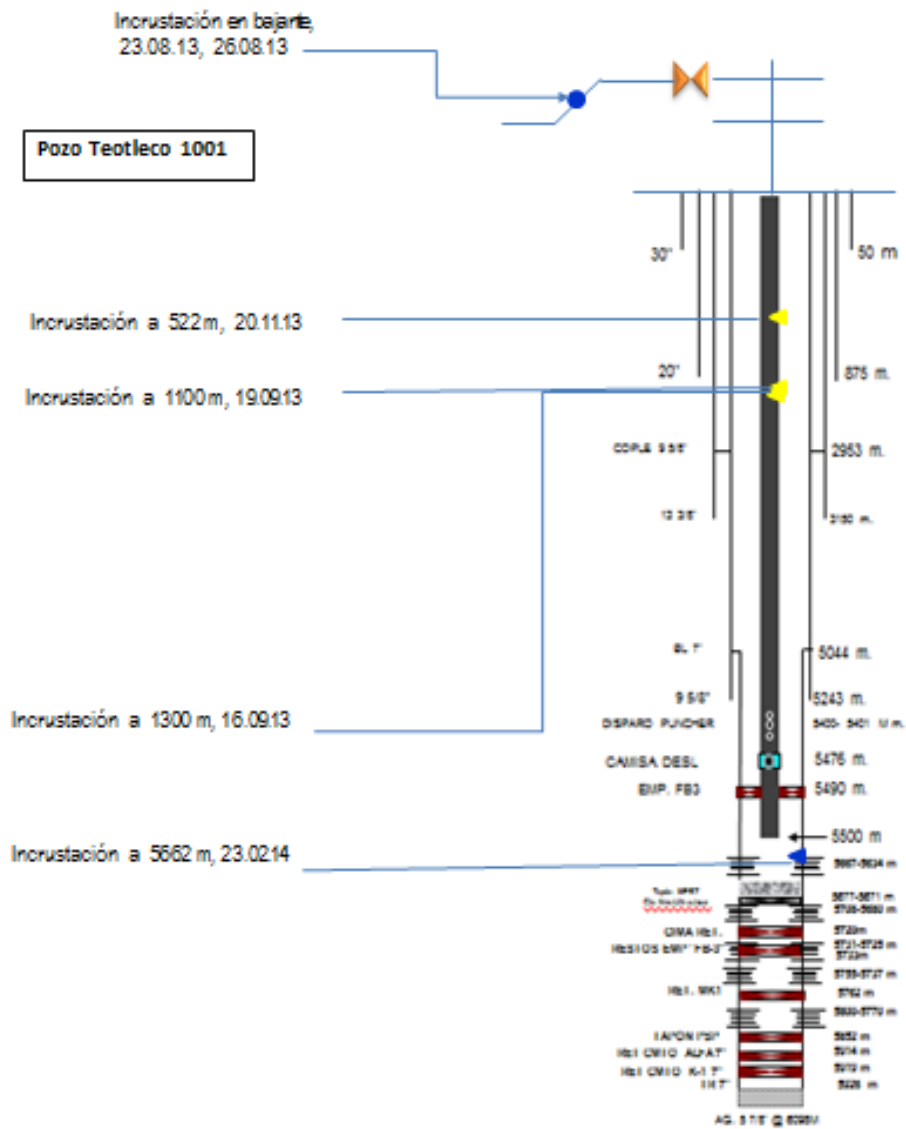


Figura 60. Representación esquemática de la problemática de incrustaciones en el pozo T_1001

Para el pozo T_1001 se encontraron 4 reportes como incrustaciones puntuales, es decir; solo se encontraban en un punto en específico en el aparejo de producción con un promedio de ocurrencia de 40 días, por otra parte en el estrangulador no se encontraron reportes de incrustaciones, y para la línea de escurrimiento se encontraron 2 reportes de incrustaciones con un promedio de ocurrencia de 3 días.

Una vez realizado un análisis del estado mecánico de cada pozo se llega a la conclusión de que el pozo con mayores problemáticas ante la presencia de incrustaciones es el pozo Teotleco 9.

3.4.5 SELECCIÓN DE POZO

Con la información que proporcionó el Activo se realizó un análisis exhaustivo para ver qué pozo es el más crítico por la presencia de incrustaciones y proponer posibles soluciones para que su producción no disminuya de forma abrupta.

Se determinó que el pozo que presenta mayores restricciones y referenciando a indicadores de gran peso como es la producción, alta salinidad, alto porcentaje de agua, presión en la cabeza de pozo y presión en la línea de escurrimiento, se eligió el pozo T_9 como el pozo más crítico.

3.4.6 MODELO MEDIANTE ANÁLISIS NODAL DEL EFECTO DE LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES MINERALES EN EL APAREJO DE PRODUCCIÓN

Para analizar la problemática que se presenta cuando se tienen restricciones de flujo, se supuso una disminución de diámetros del 9 %, 27% y 36% simulando que estas fuesen las incrustaciones minerales y el rango de dichas simulaciones de obstrucciones se tomó de acuerdo a la bitácora proporcionada por PEMEX.

ESCENARIO: Se realizaron las siguientes variaciones de diámetro en tres rangos de obstrucciones, provocadas por depósitos de sal, con la finalidad de ver el comportamiento de presión.

El rango de obstrucciones es el siguiente:

Caso de estudio. 225 – 423 m Con fecha de bitácora 25/febrero/2014
La tubería de producción tiene un diámetro interno de 2.75 pulgadas.

Restricción de un 9% de la tubería original de 2.75 pg.

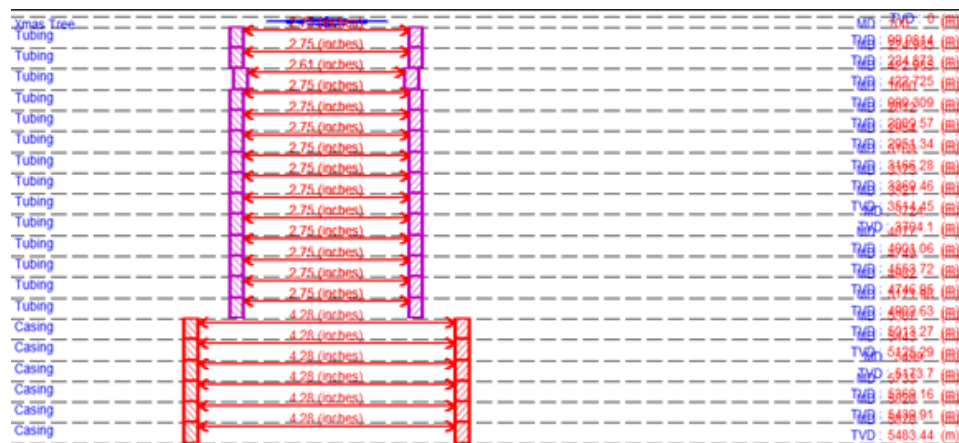


Figura 61. Estado mecánico del pozo T_9 con una restricción del 9% a una profundidad de 225 - 423 metros.

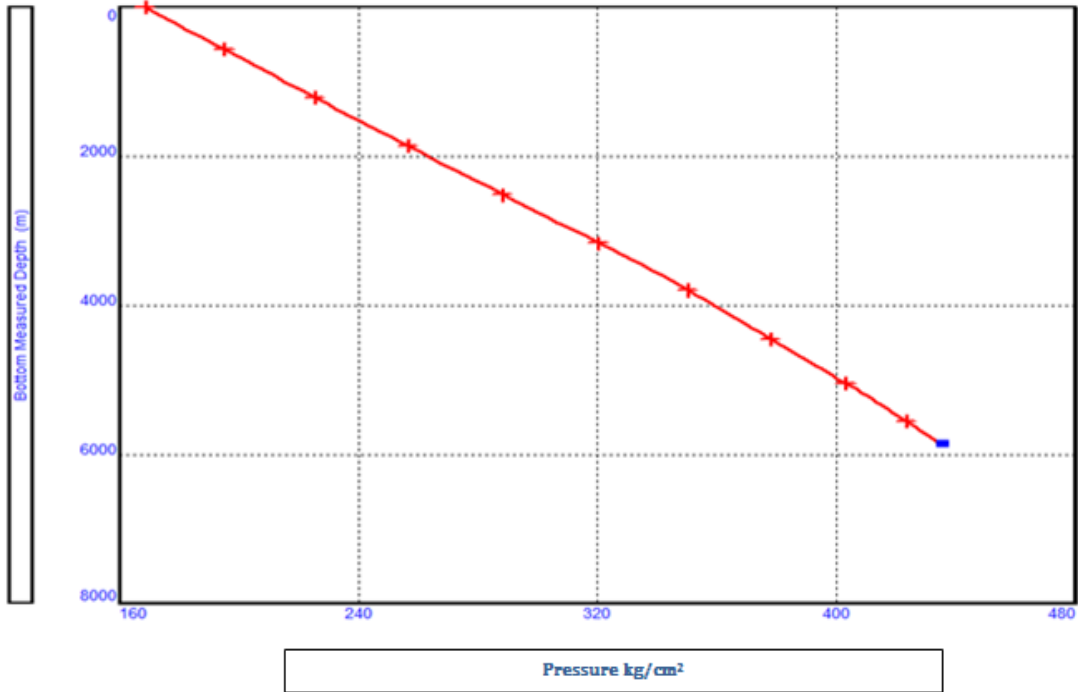


Figura 62. Perfil de presión para una obstrucción del 9% con respecto al diametro original en tp.

Restricción de un 27 % de la tubería original de 2.75 pg.

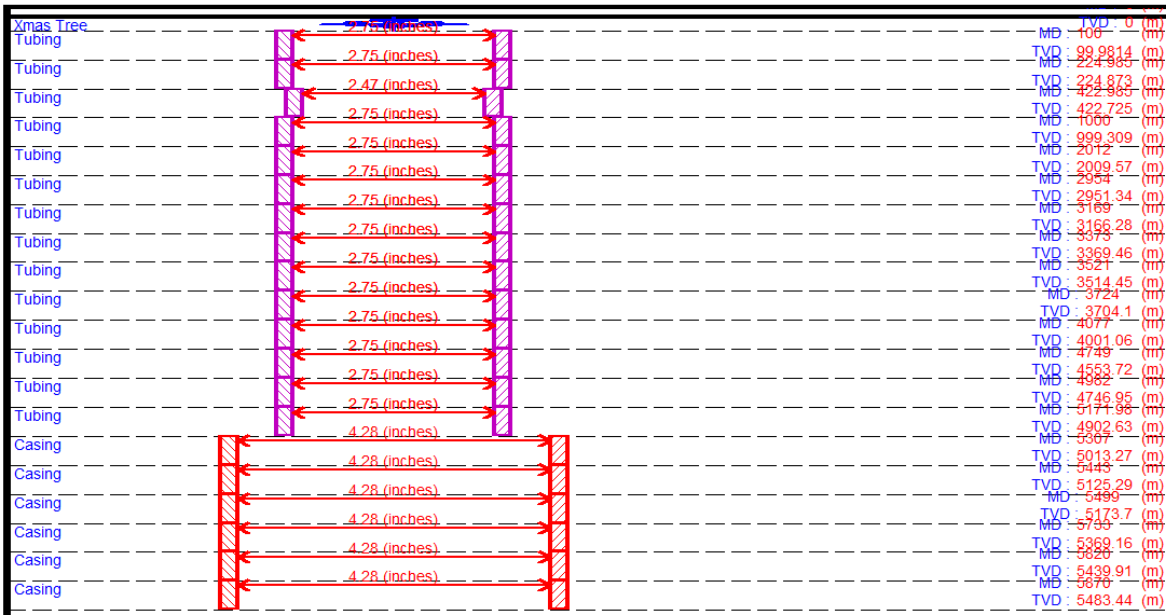


Figura 63. Estado mecánico del pozo T_9 con una restricción del 27% a una profundidad de 225 - 423 metros.

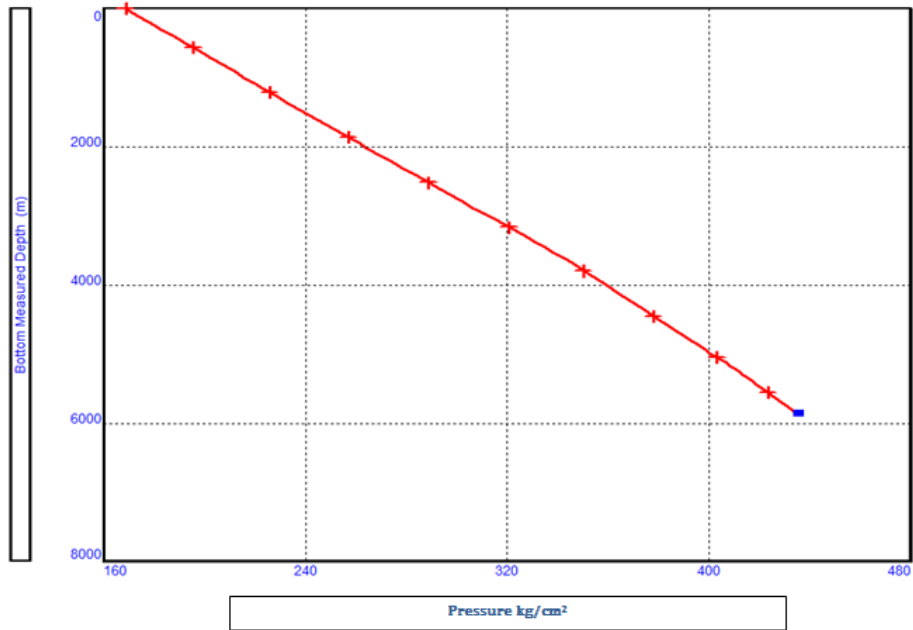


Figura 64. Perfil de presión para una obstrucción del 27% con respecto al diametro original en tp.

Restricción en un 36% de la tubería original de 2.75 pg.

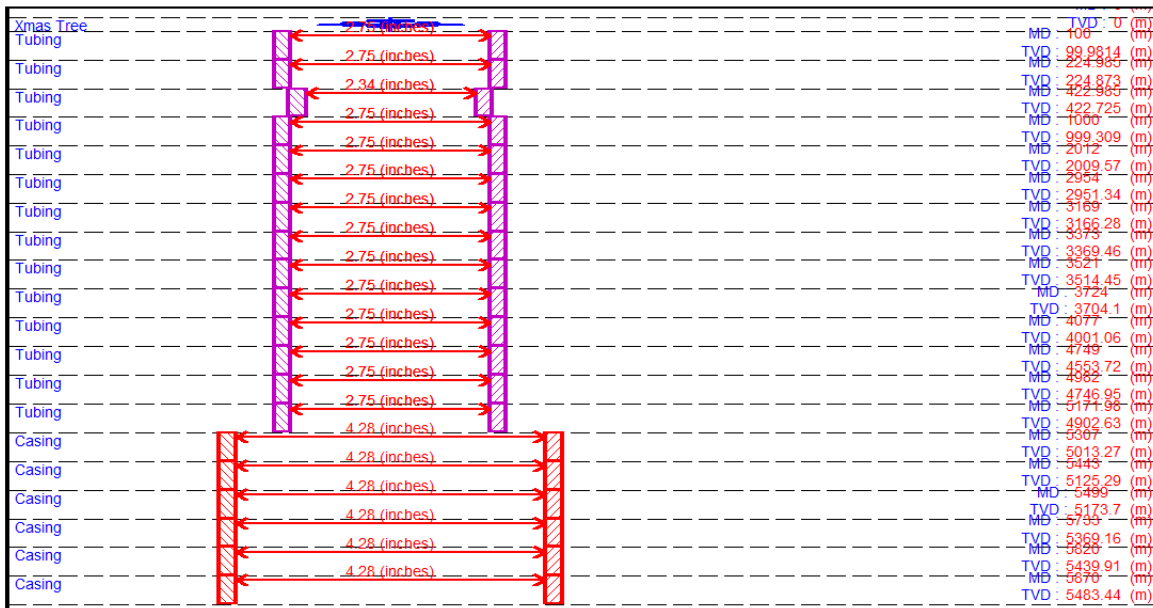


Figura 65. Estado mecánico del pozo T_9 con una restricción del 36% a una profundidad de 225 - 423 metros.

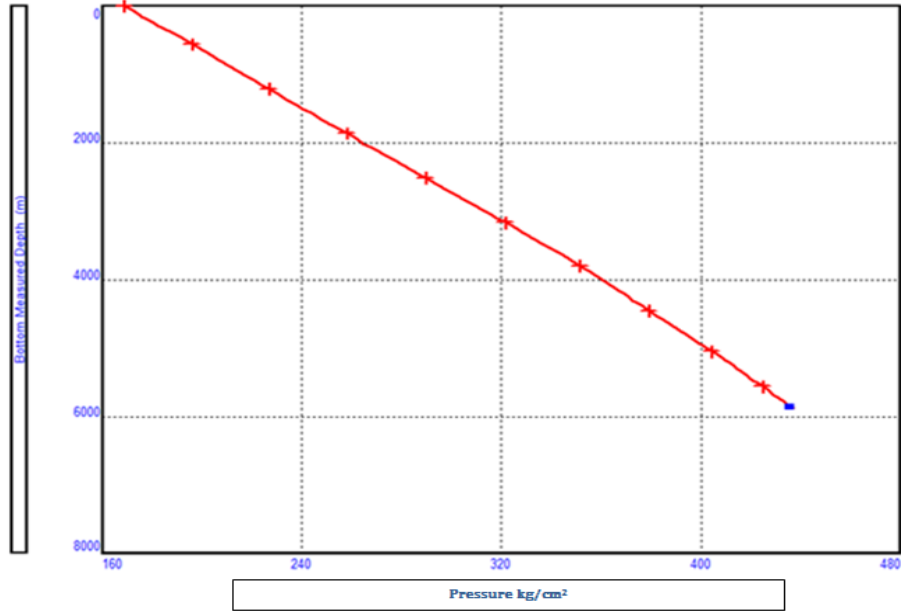


Figura 66. Perfil de presión para una obstrucción del 36% con respecto al diámetro original en tp.

Como en el programa PROSPER no se pudo visualizar el comportamiento conjunto de las 3 variaciones de diámetro en tubería; fue necesario exportar los datos a una hoja de Excel y graficarlas en un solo gráfico para poder ver el comportamiento que muestra al presentarse obstrucciones

Caso de estudio. De 225 a 423 metros.

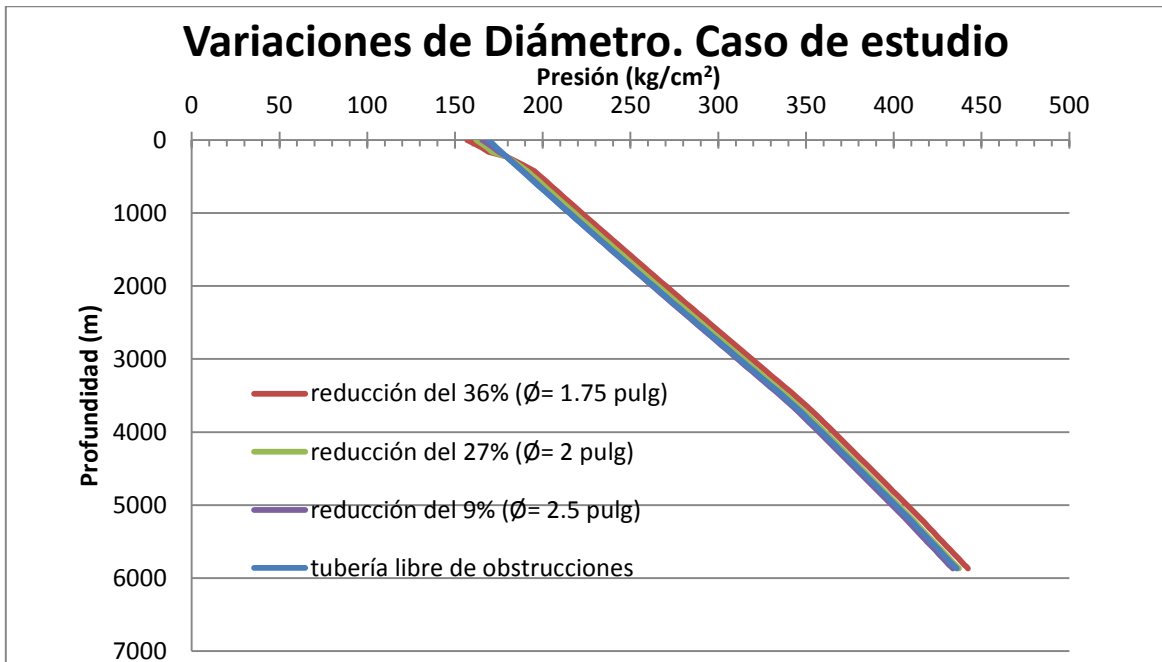


Figura 67. Perfil de presiones de las tres simulaciones realizadas

En la gráfica anterior se muestra el perfil de presiones simulando obstrucciones en la tubería con 9%, 27% y 36%

Al presentar una gráfica con la ampliación en la zona de obstrucción tenemos lo siguiente:

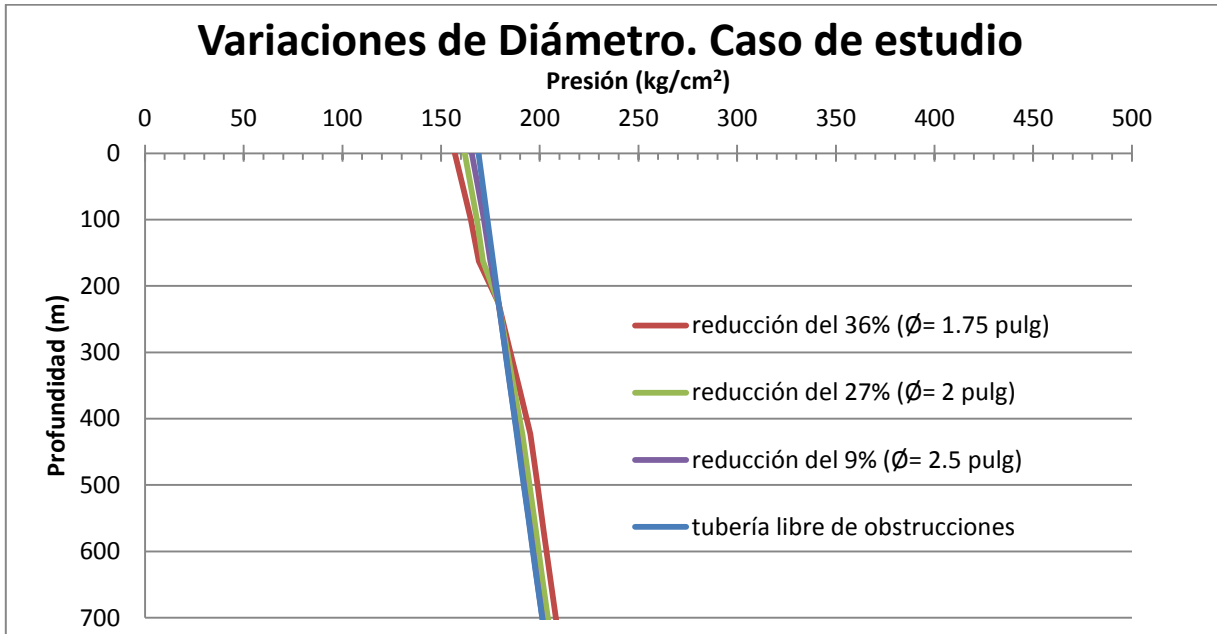


Figura 68. Gráfica con la ampliación en la zona de obstrucción.

De la gráfica anterior se puede ver que cuando se tiene una restricción mayor (un menor diámetro de flujo), provoca una caída de presión, y este efecto se puede ver en cada una de las diferentes líneas.

La línea roja (reducción del 36% del diámetro original) es la que presenta caídas de presión más fuertes en el intervalo en comparación con la línea verde (reducción al 27% del diámetro original) y la morada (reducción al 9% del diámetro original).

Por otra parte antes de pasar por el intervalo de 225 a 423 metros este provoca un efecto de represionamiento en el fondo.

La línea roja que es la de mayor obstrucción provoca un mayor represionamiento que la línea verde (reducción al 27% del diámetro original) o morada (reducción al 9% del diámetro original).

Después de realizar la variación de los diámetros se obtuvo lo siguiente:

Tabla 12. Resultado de gastos (bpd), de acuerdo a la obstrucción que presenta el aparejo de producción, en el intervalo de obstrucción de 225 a 423 metros.

Reducciones al	Gasto según la obstrucción simulada. Gastos (bpd)	Producción diferida por reducción en tp [bpd]	Barriles como pérdida al no tener limpia la tubería, barriles por mes	Pérdida de dinero en dólares reportado en un mes, suponiendo 90 dolares/barril	Pérdida de dinero en pesos reportado en un mes, suponiendo 13 pesos/dólar
0%	1907				
9%	1,798.37	108.63	3,258.90	293,301.00	3,812,913.00
27%	1,455.11	451.89	13,556.70	1,220,103.00	15,861,339.00
36%	1,283.48	623.52	18,705.60	1,683,504.00	21,885,552.00

En las 2 gráficas siguientes se muestra VLP/IPR sin obstrucciones, y VLP/IPR al simular el aparejo con una reducción del 36% del diámetro original.

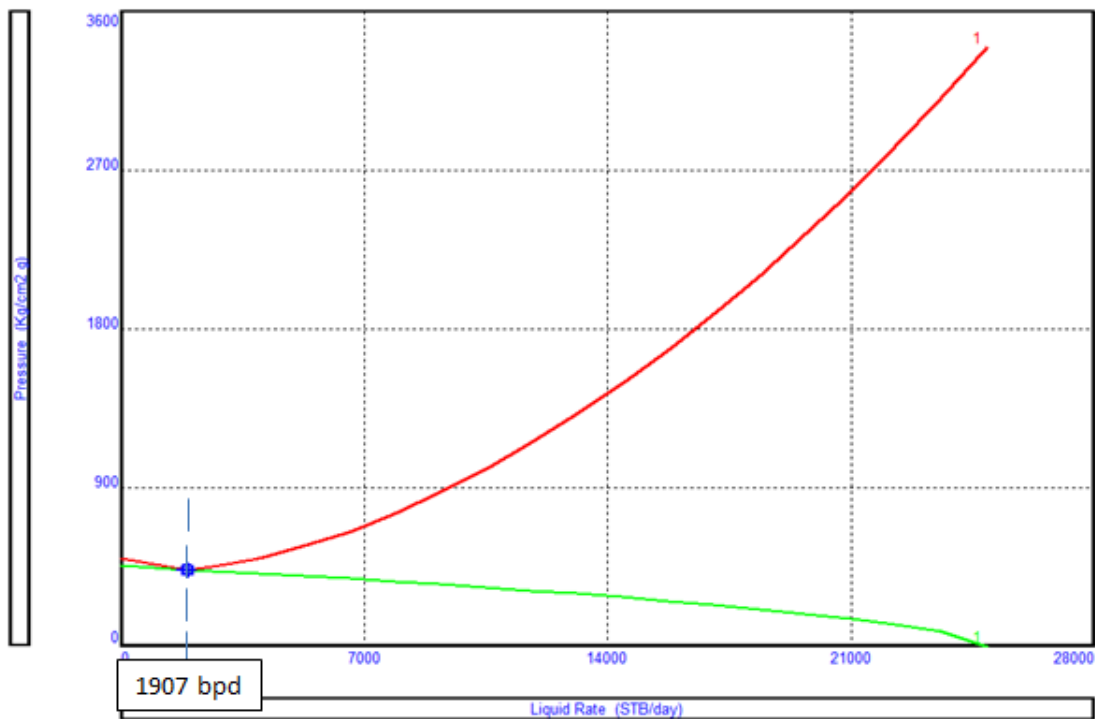


Figura 69. VLP/IPR sin obstrucciones (\varnothing tp de 2.75)

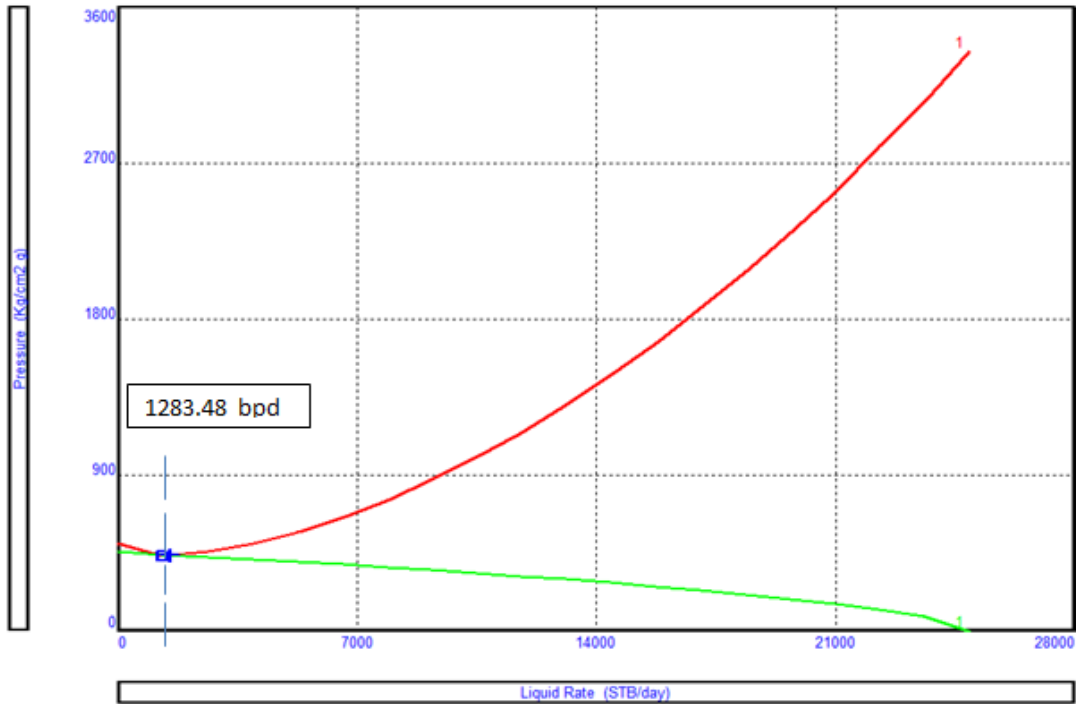


Figura 70. VLP/IPR con obstrucción del 36% (\emptyset tp de 1.76).

Finalmente la aportación de esta tesis es que se encuentra un análisis del estado del arte de la formación de incrustaciones y su efecto que tienen en la producción de hidrocarburos. El tener los fundamentos necesarios por los cuales se generan la formación de depósitos e incrustaciones minerales ayuda a tomar decisiones fundamentadas en el conocimiento y análisis en el momento adecuado para realizar alguna intervención a tiempo y poder asegurar la producción, evitando tener producciones diferidas o en el peor de los casos el cierre de pozos.

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES

- La presencia de carbonatos y sulfatos de calcio por lo general predominan en yacimiento de carbonatos, mientras que para los yacimientos de areniscas las incrustaciones que predominan son los sulfatos de bario y estroncio.
- Las técnicas utilizadas para eliminar las incrustaciones deben cumplir ciertas condiciones: ser rápidas, no dañar las tuberías ni la cara del pozo.
- Un análisis detallado de cada pozo beneficia en gran medida a tomar decisiones correctas en el momento más oportuno.
- La decisión de tomar cierta alternativa para corregir las afectaciones por incrustaciones minerales dependerá de todas las condiciones que se posean en el momento de estudio.
- Gracias a las simulaciones realizadas en el pozo T_9 se pudo analizar el perfil de presiones y observar las consecuencias que acarrea la formación de cuellos de botella.
- Es más rentable realizar inyección de inhibidor en forma continua a esperar a que se formen las incrustaciones y tener que realizar limpiezas de aparejo y métodos de remoción en un periodo continuo.
- La caracterización de las aguas de producción del campo, mostró que en los pozos estudiados existía un alto índice del pH causando la precipitación de carbonato de calcio, ya que por las caídas de presión, la presión parcial del CO₂ como gas y la solubilidad del mismo disminuyeron, por lo tanto el dióxido de carbono en solución con el agua se liberó, siendo esta la razón del aumento del pH observado.
- La generación o aparición de incrustaciones dependerá en gran medida si existe producción de agua congénita de naturaleza incrustante y con alta salinidad.

RECOMENDACIONES

- Mantener la producción por encima de la presión de burbuja, ya que se evita desprendimiento de CO_2 , lo que le daría al fluido de producción grandes concentraciones de H_2CO_3 , que luego por disociación originan iones CO_3^{-2} y HCO_3^{-} , potenciales formadores de incrustaciones.
- En los accesorios de fondo y superficie tratar de que exista la menor cantidad de restricciones posibles, pues la disminución de presión es un factor importante para el desarrollo de la formación de incrustaciones.
- Controlar la producción de los pozos para evitar la producción de agua por conificación o canalización.

BIBLIOGRAFÍA

- 1_ A. G Ostroff, 1979, Introduction to oilfield water technology, prentice-Hall, Inc, Second edition, Houston, Texas, USA
- 2_ Landes K. K. 1977. Geología del petróleo. 3ª. ed., Ed. Omega, Barcelona, España, 463 p
- 3_ Guillermo L, Maria del Refugio C, 1974, Incrustaciones minerales en pozos petroleros, Tesis, Universidad Nacional Autónoma de México
- 4_ Aquilina L., Ladouche B., Doerfliger N., Seidel J. L., Bakalowicz M. Dupuy C., Le Strat P. 2002. Origin, evolution and residence time of saline thermal fluids, article.
- 5_ Corbella M., Cardellach E., Ayora C. 2007. Disolución y precipitación de carbonatos en sistemas hidrotermales. Implicaciones en la génesis de depósitos
- 6 _Jordan M M., Sorbie K.S., Griffin P., Hennessey S., Hourston K.E., Waterhouse P. 1995. Scale Inhibitor Adsorption/Desorption vs. Precipitation: The potential for Extending Squeeze Life While Minimising Formation Damage. Paper SPE 30106
- 7_ Brase, I.E. y Windsor, N.J. 1990. Process for inhibiting scale formation and modifying the crystal structure of barium sulfate and other inorganic salts, article, National Stach and Chemical Corporation, Bridgewater, N, J.
- 8_ Fernandez V, Jorge A y Vargas B, 2001, Evaluación de incrustaciones en líneas de producción, Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander
- 9_ Crabtree M., Eslinger D., Fletcher P., Miller M., Johnson A., King G. 1999. La lucha contra las incrustaciones –Remoción y prevención. Oilfield Review. 30.
- 10_ McIntosh J.C., Warwick P.D., Martini A.M. and Osborn S. G. 2010. Coupled hydrology and biogeochemistry of Paleocene-Eocene coal beds, northern Gulf of México. Geological Society of America. 122: 1248-1264.
- 11_ José M, 1975, Métodos para prevenir y eliminar las incrustaciones y la depositación de sales minerales en pozos productores de petróleo, Tesis, Universidad Nacional Autónoma de México

12_ Hua G, Keatch R, Grainger N, 2008, Mechanistic Study of Chemicals Providing Improved Halite Inhibition, Paper SPE 114058, 1- 4

13_ Canet C. y Prol-Ledesma R. 2006. Procesos de mineralización en manantiales hidrotermales submarinos someros. Ejemplos en México. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana. LVIII:1:83-102.

14_ Moghadasi J. 2003. Scale Formation in Oil Reservoir and Production Equipment during Water Injection (Kinetics of CaSO₄ and CaCO₃ Crystal Growth and Effect on Formation Damage). Paper SPE 82233

15_ Civan, F. 2000. Reservoir Formation Damage: fundamentals, modeling, assesment, and mitigation. 1a. ed., Gulf Publishing, University of Oklahoma, United States América, 740 p.

16_ Daher J.S., Gomes J.A.T., Rosario F.F., Bezerra M.C., Mackay E.J., Sorbie K.S. 2005. Evaluation of Inorganic Scale Deposition in an Unconsolidated Reservoir by Numerical Simulation. Paper SPE 95107

17_ Moghadasi J. 2004. Formation Damage Due to Scale Formation in Porous Media Resulting From Water Injection. Paper SPE 86524 presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, U.S.A., 18-20 February.

18_ Smith J.K., Wahus H.D., Boyd G., Fu Q., Boyce G., Firouzkouhi F., Deichert D. 2010. Control and removal of Downhole Interfacial Solids. Paper SPE 130296

19_ Barragán R. M., Portugal M. E., Arellano G.V.M., Martínez A.A.E. Ascencio C.F. 2001. Modelación química de aguas de formación del Activo Luna Tabasco, artículos técnicos

20_ M. Yuan, 2001, Barium Sulfate Scale Inhibition in the Deepwater Temperatures Enviroment, Paper SPE 68311

21_ Pavol K. H., Dwight E. E. 2001. Scale and/or corrosion inhibiting composition.

22_ Stalker R., Graham G.M., Hellings G., Helix-RDS, Williams V.J.C., Littlehales I. 2005. Downhole Scale Formation and Inhibition in Mild Sulphate Scaling Conditions. Paper SPE 93427

23_ Acton E., Morris J. G. 2005. Reduction in mineral salt deposition. USA. Pat. 6,881,231 B2

24_ Muramatsu Y., Fehn U., Yoshida S. 2001. Recycling of iodine in fore-arc areas: evidence from the iodine brines in Chiba, Japan. Earth and Planetary Science Letters. 192:583-593.

25_ Jordan M. M., Nalco Co., Collins I.R., Exploration BP, Mackay E.J., Heriot-Watt U. 2006. Low-Sulfate Seawater Injection for Barium Sulfate Scale Control: A Life-of-Field Solution to a Complex Challenge. Paper SPE 98096

26_ Frenier W. W. and Ziauddin M. 2010. A Multifaceted Approach for Controlling Complex Deposits in Oil and Gas production. Paper SPE 132707

27_ Xu-Long T., Zhen-Xue J., Feng-Guang L., Chang-Yu S. and Guang-Jin C. 2011. Solubility Measurement of Natural Gas in Reservoir Formation Water under (333.2 to 393.2) K and (15.0 to 43.6) MPa. Journal of Chemical & Engineering Data

28_ Méndez O.B.A. 2007. Geoquímica e Isotopía de aguas de formación (salmueras petroleras) de campos mesozoicos de la Cuenca del Sureste de México: Implicación en su origen, evolución e interacción agua-roca en yacimientos petroleros. Tesis de Doctorado en Ciencias (Hidrogeoquímica). Universidad Nacional Autónoma de México. 220 p.

29_ Civan, F. 2000. Reservoir Formation Damage: fundamentals, modeling assesment, and mitigation. 1a. ed., Gulf Publishing, University of Oklahoma, United States América, 740 p.

30_ Corbella M., Cardellach E., Ayora C. 2007. Disolución y precipitación de carbonatos en sistemas hidrotermales. Implicaciones en la génesis de depósitos, artículo, Universidad Autónoma de Barcelona

31_ Tomson M, 2002, Mechanisms of mineral scale inhibition, Paper SPE 74656

32_ A. K. Al Mulhim, M.D Wingrove, M.A, Sarbar, and Dhahran,1999, Effectiveness Of scale inhibitor squeezes in the mitigation, Paper SPE 56642

33_ Curtis C, S.B. McConnell,J.J. Hinkel and Ken C ,1994, Scale Inhibition in Wellbores, Paper SPE 27996

34. Andrew M, William B, Application of Magnetic Treatment for the Reduction of Oilfield Scale, paper SPE 62328

35 _Ricardo M, 2008, Optimización de la producción, mediante análisis nodal,
ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING

36. Edgar R, Jose M, Octavio M, and Carlos L, Effect of Deposition Geometry on
Multiphase of Wells Producing Asphatenic and Waxy Oil Mixtur.

37_.Kermit E, James F, 1985, Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells,
Paper SPE 14014

38_ Gerbino A, 2002, Control de las incrustaciones minerales, articulo, Oli
systems, Inc, New Jersey, U.S.A

39 _ Dalmolen, J., Synthesis and Appliction of New Chiral Amines in Dutch
Resolution: Family Behavior in Nucleation Inhibition, Chapter 2: Cristal Growth
from Solution, Dissertation, Universtity of Groningen, 2005

WEB

40 _ http://issuu.com/jonathanbarrios/docs/estudio_sobre_la_formacion_de_incro

41_ <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/20218/1/TESIS%20ANALISIS>

42_ Hirschfelt – Oil production.net

ANEXOS

Flujo Multifásico en Tuberías

El estudio del flujo multifásico en tuberías permite estimar la presión requerida en el fondo del pozo para transportar un determinado caudal de producción hasta la estación de flujo en la superficie. El objetivo es determinar, mediante correlaciones de flujo multifásico en tuberías (FMT), la habilidad que tiene un pozo para extraer fluidos del yacimiento.

Flujo de fluidos en el pozo y en la línea de flujo

Durante el transporte de los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador en la estación de flujo existen pérdidas de energía tanto en el pozo como en la línea de flujo en la superficie. Las fuentes de pérdidas de energía provienen de los efectos gravitacionales, fricción y cambios de energía cinética.

Algoritmo para calcular las pérdidas de presión.

1. Determinar un perfil de temperaturas dinámicas tanto en la línea como en el pozo. (Ecuación de Ramey en el pozo, por ejemplo)
2. Dividir tanto la línea de flujo como la tubería de producción en secciones de 200 a 500 pies de longitud.
3. Considerar el primer tramo y asignar $P_1 = P_{sep}$ y asumir un valor de P_2a
4. Calcular P y T promedio para el tramo y determinar las propiedades de los fluidos: petróleo, agua y gas.
5. Calcular el gradiente de presión dinámica ($\Delta P / \Delta Z$) utilizando la correlación de FMT más apropiada.
6. Calcular: $\Delta P = \Delta Z \cdot [\Delta P / \Delta Z]$ y $P_2c = P_1 + \Delta P$; luego compararlo con P_2a , si satisface una tolerancia pre-establecida se repite el procedimiento para el resto de los intervalos hasta el fondo, de lo contrario se repiten los cálculos en el mismo intervalo tomando como asumido el último valor de P_2 calculado

Correlaciones de flujo multifásico más utilizadas en tuberías

Entre las correlaciones para flujo multifásico que cubren amplio rango de tasa de producción y todos los tamaños típicos de tuberías se encuentran, para flujo horizontal: Beegs & Brill, Duckler y colaboradores, Eaton y colaboradores, etc. y para flujo vertical: Hagedorn & Brown, Duns & Ros, Orkiszewski, Beggs & Brill, Ansari, etc.

Descripción de correlaciones de flujo multifásico en tuberías. Existen muchas correlaciones empíricas generalizadas para predecir los gradientes de presión. Dichas correlaciones se clasifican en:

Las correlaciones **Tipo A**, que consideran que no existe deslizamiento entre las fases y no establecen patrones de flujo, entre ellas: Poettman & Carpenter, Baxendell & Thomas y Fancher & Brown.

Las correlaciones **Tipo B**, que consideran que existe deslizamiento entre las fases, pero no toman en cuenta los patrones de flujo, dentro de ésta categoría la **Hagedorn & Brown**.

Las correlaciones **Tipo C**, que consideran que existe deslizamiento entre las fases y los patrones de flujo, entre ellas: Duns & Ros, Orkiszweski, Aziz & colaboradores, Chierici & colaboradores, y Beggs & Brill.

Correlación de Hagedorn & Brown.

Desarrollaron una correlación general par un amplio rango de condiciones. Los aspectos principales de dichas correlación son:

- ❖ La ecuación de gradiente de presión incluye el término de energía cinética y considera que existe deslizamiento entre las fases.
- ❖ No considera los patrones de flujo.
- ❖ El factor de fricción para flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody.

Calculo de acuerdo a los autores:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{1}{144} \cdot \left[\rho_m + \frac{f_m \cdot \rho_f \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot \Delta(V_m^2)}{2 \cdot g_c \cdot \Delta H} \right]$$

Cálculo de ρ_m y ρ_f :

$$\rho_m = \rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot (1 - H_L)$$

$$\rho_r = \frac{\rho_m^2}{\rho_s} = \frac{[\rho_L \cdot \lambda_L + \rho_g \cdot (1 - \lambda_L)]^2}{\rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot (1 - H_L)}$$

Cálculo de H_L :

Se determina LB:

$$LB = 1.071 - \frac{0.2218 \cdot V_m^2}{d}$$

Donde LB debe ser ≥ 0.13 .

Si $\frac{V_{sg}}{V_m} < LB$, existe patrón de burbuja, entonces:

$$H_L = 1 - 0.5 \cdot \left[1 + \frac{V_m}{V_s} - \sqrt{\left(1 - \frac{V_m}{V_s}\right)^2 - 4 \cdot \left(\frac{V_{sg}}{V_s}\right)} \right]$$

Siendo $V_s = 0.8$ pie/seg.

Si $\frac{V_{sg}}{V_m} > LB \Rightarrow H_L$ es función de los números adimensionales:

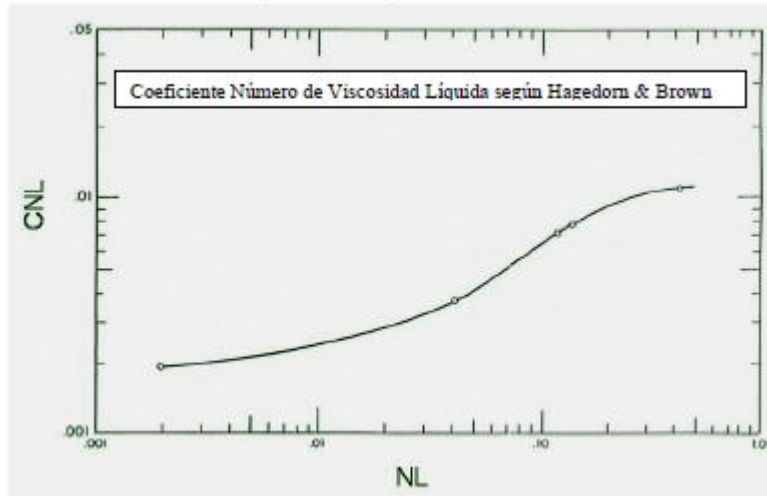
$$NLV = 1.938 \cdot V_{sL} \cdot \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{\frac{1}{4}}$$

$$NGV = 1.938 \cdot V_{sg} \cdot \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{\frac{1}{4}}$$

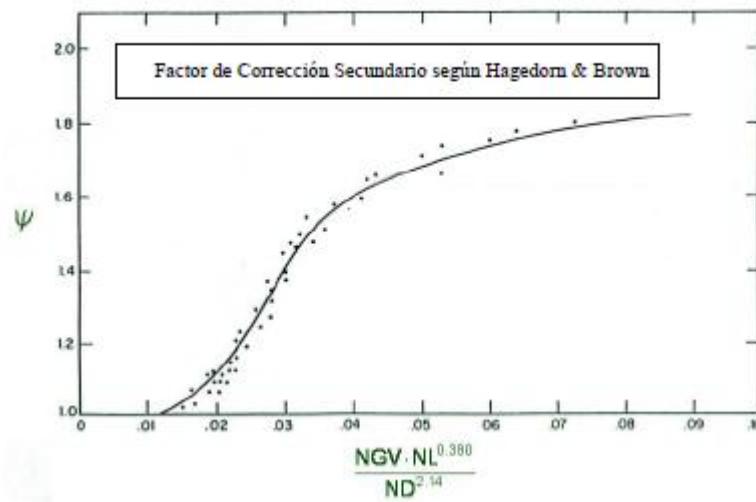
$$ND = 120.872 \cdot d \cdot \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{\frac{1}{2}}$$

$$NL = 0.15726 \cdot \mu_L \cdot \left(\frac{1}{\sigma_L^3 \cdot \rho_L}\right)^{\frac{1}{4}}$$

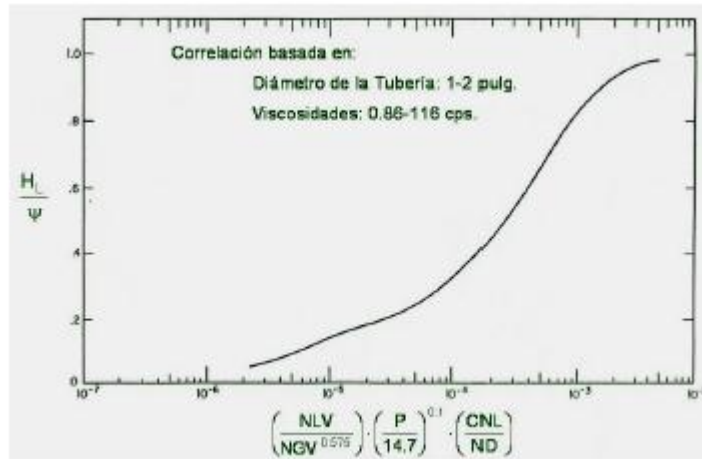
Con NL se obtiene a partir de la figura de CNL.



Con el factor $\left(\frac{NGV \cdot NL^{0.380}}{ND^{2.14}} \right)$ y usando la siguiente figura se obtiene ψ .

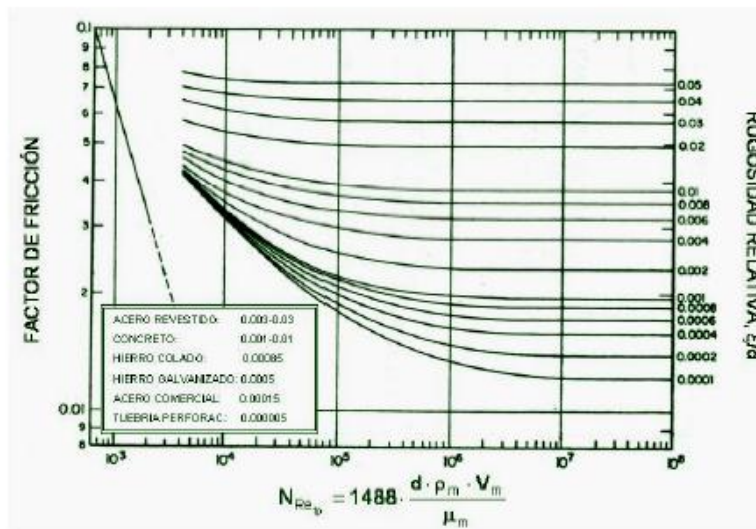


Con el factor $\left(\frac{NLV}{NGV^{0.575}} \right) \cdot \left(\frac{P}{14.7} \right)^{0.1} \cdot \left(\frac{CNL}{ND} \right)$ se obtiene $\frac{H_L}{\psi}$ a partir de la siguiente fig.



Luego,

$$H_L = \left(\frac{H_L}{\psi} \right) \cdot \psi$$



Cálculo de f_m (factor de fricción de Moody):

Conocido $\frac{H_L}{d}$, se calcula:

$$N_{Re_p} = 1488 \cdot \frac{d \cdot \rho_m \cdot V_m}{\mu_m} \text{ con } \mu_m = \mu_L^{H_L} \cdot \mu_g^{(1-H_L)}$$

Con la figura de Moody y N_{Re_p} se obtiene f_m .