



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 3 de junio de 2021

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

Los suscritos: Yesid Camilo Trujillo Chavarro, con C.C. No. 1075303679 y Jorge Luis Muñoz Moyano, con C.C. No. 1088341998, Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado “Novedosa metodología para la evaluación del impacto del CaCO₃ en pozos productores con tendencias incrustantes en las aguas de producción”, presentado y aprobado en el año 2021 como requisito para optar al título de ingeniero de Petróleos; Autorizamos al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

Yesid Camilo Trujillo Chavarro:

Jorge Luis Muñoz Moyano:

Firma: 

Firma: 

Vigilada Mineducación



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:

Novedosa metodología para la evaluación del impacto del CaCO_3 en pozos productores con tendencias incrustantes en las aguas de producción

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Trujillo Chavarro	Yesid Camilo
Muñoz Moyano	Jorge Luis

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Valdés Rentería	Carlos Francisco
Marrugo Escobar	Gloria Patricia

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Programa de ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2021

NÚMERO DE PÁGINAS: 106

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas Fotografías ___ Grabaciones en discos ___ Ilustraciones en general ___ Grabados ___
Láminas ___ Litografías ___ Mapas ___ Música impresa ___ Planos ___ Retratos ___ Sin ilustraciones ___ Tablas
o Cuadros



SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: Ninguno

MATERIAL ANEXO: Ninguno

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*): Tesis Meritoria

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Diagnostico de yacimiento	Reservoir diagnostic	6. Daño de formación	Formation damage
2. Índice de saturación	Saturation index	7. Escamas	Scale
3. Tiempo de inducción	Induction time	8. Agua de formación	Formation water
4. Solubilidad del CO ₂	CO ₂ Solubility	9. Riesgo de escama	Risk of scale
5. Riesgo operacional	Operational risk	10. Obstrucción de poro	Porous obstruction

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

La precipitación y depositación de carbonato de calcio (CaCO₃) generalmente se presentan en campos petroleros que presentan recobro secundario mediante inyección de agua, esto ocurre debido a incompatibilidades que se dan entre las aguas de inyección y las aguas de producción; sin embargo, también se puede dar en pozos productores que tienen recobro primario donde el agua de formación presenta una alta concentración de iones HCO₃⁻ y Ca²⁺, los cuales como consecuencia de un gran descenso de la presión, pueden formar cristales de CaCO₃. Por lo anterior, debido a la ausencia de modelos confiables enfocados en problemas de incrustaciones de CaCO₃ en pozos productores de recobro primario, que además tengan en consideración la data de producción y condiciones termodinámicas del yacimiento, en esta investigación un novedoso modelo que permite predecir los procesos de precipitación y depositación del CaCO₃ en un medio poroso fue desarrollado. Además, a partir de la implementación de este modelo es posible cuantificar el daño ocasionado y la evolución de la afectación de la porosidad y permeabilidad que genera la depositación del sólido en el medio poroso.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Precipitation and deposition of calcium carbonate (CaCO₃) usually occur in oil fields that present secondary recovery by water injection, this occurs due to incompatibilities that occur between injection water and production waters; however, it can also occur in



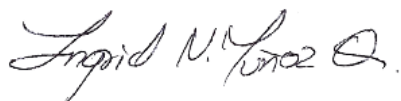
producing wells that have recovery primary where the formation water has a high concentration of HCO_3^- and Ca^{2+} ions, which because of a large drop in pressure, can form CaCO_3 crystals. Therefore, due to the absence of reliable models focused on CaCO_3 scale problems in primary recovery producing wells, which also consider the production data and thermodynamic conditions of the reservoir, in this research a novel model that allows predicting precipitation and precipitation processes. deposition of CaCO_3 in a porous medium was developed. In addition, from the implementation of this model it is possible to quantify the damage caused and the evolution of the involvement of porosity and permeability generated by the deposition of the solid in the porous medium.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: Ingrid Natalia Muñoz Quijano

Firma: 

Nombre Jurado: Ingrid Natalia Muñoz Quijano

Firma: 

Nombre Jurado: Cristian Stiven Loaiza Cano

Firma: 

NOVEDOSA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL CaCO_3 EN
POZOS PRODUCTORES CON TENDENCIAS INCRUSTANTES EN LAS AGUAS DE
PRODUCCIÓN

YESID CAMILO TRUJILLO CHAVARRO
JORGE LUIS MUÑOZ MOYANO

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2021

NOVEDOSA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL CaCO_3 EN
POZOS PRODUCTORES CON TENDENCIAS INCRUSTANTES EN LAS AGUAS DE
PRODUCCIÓN

YESID CAMILO TRUJILLO CHAVARRO
JORGE LUIS MUÑOZ MOYANO

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director:

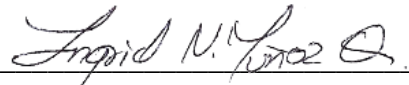
CARLOS FRANCISCO VALDÉS RENTERÍA, Dr. en Ing.

Codirectora:

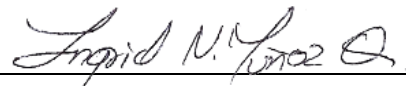
GLORIA PATRICIA MARRUGO ESCOBAR, M. en Ing.

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2021

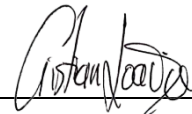
NOTA DE ACEPTACION



Firma del Presidente de Jurado



Firma del jurado



Firma del jurado

Neiva, 3 de Junio de 2021

Neiva, 3 de junio de 2021

Señores
Sistema de Bibliotecas
Universidad Surcolombiana
E.S.D.


Asunto: Carácter confidencial y uso restringido de trabajo de grado

Cordial saludo,

Respetados funcionarios del Sistema de Bibliotecas de la Universidad Surcolombiana, mediante el presente el suscrito docente y director del trabajo de grado de los estudiantes Yesid Camilo Trujillo Chavarro (20152140997) y Jorge Luis Muñoz Moyano (20161146553), les solicito mantener bajo confidencialidad y uso restringido el trabajo de grado denominado **“Metodología novedosa para la evaluación del impacto del CaCO₃ en pozos productores con tendencias incrustantes en las aguas de producción”**, por un periodo de dos (2) años, mientras se surten procesos protección de la propiedad intelectual y de publicación de los resultados en revistas de alto impacto, esto debido a que los resultados obtenidos son de gran relevancia para el estado actual de la técnica y para la industria de petróleo y gas; por lo que, este trabajo solo puede ser de dominio público con libre acceso cuando se surtan estos trámites, a fin de reducir riesgos de plagio que pongan en desventaja a los autores de la investigación.

Agradezco su atención y colaboración.

Cordialmente;



Carlos Francisco Valdés Rentería, D. Eng.

Docente de tiempo completo
Facultad de Ingeniería
Programa Ingeniería de Petróleos.



Neiva, 28 de Mayo de 2021.

Señores
CONSEJO DE FACULTAD
Facultad de Ingeniería
Universidad Surcolombiana

Respetados señores:

Como jurados del trabajo de grado titulado **“METODOLOGÍA NOVEDOSA PARA LA EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL CaCO₃ EN POZOS PRODUCTORES CON TENDENCIAS INCRUSTANTES EN LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN ”**. Desarrollado por los estudiantes **Jorge Luis Muñoz Moyano COD. 20161146553** y **Yesid Camilo Trujillo Chavarro COD. 20152140997**, solicitamos muy respetuosamente le sea concedida la mención **MERITORIA** al trabajo anteriormente mencionado, según lo establecido en el artículo 33 del acuerdo 049 del 15 de diciembre del 2004 (Manual de Convivencia Estudiantil). La motivación a la solicitud de la distinción la hacemos por las siguientes razones:

- La investigación desarrollada por los estudiantes Jorge Muñoz y Yesid Trujillo muestra un nivel de calidad muy alto. Lograron profundizar, con todo nivel de detalle, una de las problemáticas que enfrentan los sistemas de producción de la industria de los hidrocarburos. De esta manera, el trabajo de grado satisface las necesidades actuales de la Industria *Oil&Gas* de buscar alternativas que permitan optimizar procesos y garantizar la extracción bajo estándares técnicos-económicos altamente efectivos.
- El trabajo de grado tiene un alto componente innovador. Tanto los estudiantes como los directores del proyecto identificaron con claridad necesidades específicas y plantearon soluciones interesantes. El trabajo muestra un completo recorrido de las investigaciones publicadas anteriormente, logrando identificar los puntos de mejora que tienen cada una de ellas. De esta manera, la investigación plantea una metodología que reúne estratégicamente los mejores modelos o técnicas para evaluar el impacto de la depositación de incrustaciones de CaCO₃ en pozos productores de petróleo.
- Como resultado de la investigación realizada, se cuenta con la entrega de varios productos, entre ellos 2 artículos científicos, 1 software y 1 ponencia. Todo esto permite la difusión del conocimiento, lo cual repercute positivamente en la imagen del programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana.

Atentamente,

CRISTIAN STIVEN LOAIZA
Jurado del proyecto de grado

INGRID NATALIA MUÑOZ
Jurado del proyecto de grado

DEDICATORIA

Este trabajo va dedicado principalmente a DIOS, por estar presente en cada paso que doy, por permitirme alcanzar una de las metas mas ambiciosas propuesta y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante el transcurso y culminacion de la carrera, a mis padres, Isauro y Maribel, quienes con su amor, paciencia y esfuerzo, me han permitido llegar a cumplir hoy un sueño mas, a los docentes y colegas, en especial a los ingenieros y docentes Carlos Francisco y Gloria Patricia, que con sus conocimientos y experiencias fueron de gran ayuda en la formacion academica, y a mi novia, Tatiana, que con su apoyo incondicional y desinteresado ha sido un soporte fuerte en momentos de angustia y desesperacion para la culminacion de este trabajo.

Yesid Camilo Trujillo Chavarro

Este trabajo está dedicado a mis padres Luis Alberto y Dora Liz ya que sin su amor, acompañamiento y apoyo incondicional no hubiese sido posible el desarrollo de este, ni de ninguna de mis otras metas propuestas, a mis hermanos Maria Luisa y Andrés Felipe ya que siempre han estado pendientes de mis pasos y dispuestos a brindarme ayuda cuando lo necesito. A mi novia Vanessa ya que durante todo este tiempo ha estado en cada momento, dispuesta ayudarme, a escucharme y a darme un punto de vista diferente cuando es necesario.

Jorge Luis Muñoz Moyano

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a los ingenieros y docentes Carlos Francisco y Gloria Patricia, por estar pendiente del avance del trabajo, por aportar ideas y conocimiento en las etapas constructivas del proyecto. De igual manera agradezco a los docentes de la universidad SURCOLOMBIANA por haber compartido sus conocimientos a lo largo de la preparación de mi profesión, de manera especial, y a mis compañeros de estudio quienes con sus amistades han hecho de la carrera algo especial en esta etapa de la vida. Finalmente quiero expresar mis más grande y sincero agradecimiento a mis padres, por su dedicación y cariño, por estar siempre apoyándome en todo momento e inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo y valentía, de no temer a las adversidades y tomar un problema como una oportunidad de superación. A mi hermano por estar presente en momentos importantes de mi vida y a mi novia por apoyarme de una u otra manera, con su tiempo y sabiduría.

Yesid Camilo Trujillo Chavarro

Agradezco primeramente a Dios por darme la vida y las capacidades para culminar este gran trabajo. A mi padre Luis Alberto y a mi madre Doral Liz por su gran apoyo en todos los aspectos durante esta etapa de mi vida, a mis hermanos Maria Luisa y Andrés Felipe, a mi novia Vanessa quienes siempre han estado en cada momento de mi vida. También agradezco enormemente a todos y cada uno de los profesores que han compartido sus conocimientos a lo largo de esta maravillosa etapa, especialmente a los docentes Carlos Valdés y Gloria Marrugo por apoyar este trabajo y mejorarlo con la experiencia que aportaron. Por último, agradezco también a mis compañeros de estudio “Los piticos” por haber hecho más ameno todo este tiempo de estudio.

Jorge Luis Muñoz Moyano

Índice

1. <i>Capítulo 1: Introducción</i>	13
<i>Objetivos</i>	15
Objetivo General.....	15
Objetivos Específicos:	15
2. <i>Capítulo 2: Marco Teórico y Estado del Arte</i>	16
2.1. Conceptos básicos.....	16
2.1.1. Permeabilidad.....	16
2.1.2. Curvas de permeabilidad relativa.....	17
2.1.3. Tipos de fluido	19
2.1.4. Geometría de flujo.....	20
2.1.5. Regímenes de flujo.....	21
2.2. Daño de formación	23
2.3. Modelamiento termodinámico de las sales.....	25
2.3.1. Producto de solubilidad (K_{sp})	26
2.3.2. Índice de saturación para el CaCO_3	27
2.3.3. Cantidad precipitada.....	36
2.3.4. Diagrama de riesgo operacional y tiempo de inducción	36
2.4. Modelo de daño a la formación ocasionado por CaCO_3	39
2.4.1. Modelo de Civan	40
2.4.2. Modelo de Fadairo	41
2.4.3. Modelo de Guanacas y Ramírez.....	42
2.4.4. Modelo de García	43
2.4.5. Modelo de Jamialahmadi y Safari	44
2.5. Tipos de mallas usadas en la simulación de yacimientos	46
3. <i>Capítulo 3: Metodología</i>	48
3.1. Recopilación, Revisión y Análisis de información	49
3.1.1. Datos de yacimiento, fluidos y pozos.....	49
3.1.2. Datos fisicoquímicos del agua de producción del campo USCO.....	50
3.1.3. Datos de producción.....	52

3.1.4.	Cálculo del skin por flujo bifásico	54
3.2.	Planteamiento modelo matemático.....	59
3.2.1.	Parámetro hidrodinámico	60
3.2.2.	Comportamiento del parámetro hidrodinámico y parámetro cinético	62
3.2.3.	Factor de precipitación	63
3.2.4.	Tiempo de depositación del CaCO_3	65
3.2.5.	Cantidad depositada de CaCO_3	67
3.3.	Tratamiento de datos	67
<i>Capítulo 4: Resultados y Análisis</i>		70
4.1.	Primera fase: Modelamiento termodinámico y cinético del CaCO_3	70
4.1.1.	Cálculo del índice de saturación y cantidad precipitada de CaCO_3	70
4.1.2.	Observaciones generales para todos los pozos del campo USCO	74
4.1.3.	Perfil de presión ideal y considerando daño por perforación y completamiento 77	
4.1.4.	Diagrama de riesgo operacional.....	79
4.1.5.	Tiempo de inducción del CaCO_3 (t_{fi})	81
4.2.	Segunda fase: Daño a la formación por depositación de CaCO_3	84
4.2.1.	Cálculo de la cantidad depositada de CaCO_3	84
4.2.2.	Observaciones generales del daño presentado para todos los pozos del campo USCO 93	
4.3.	Análisis de sensibilidad del Modelo.....	96
4.3.1.	Variación de la presión.....	96
4.3.2.	Variación de la concentración	98
4.3.3.	Variación de la concentración y de la presión.....	100
<i>Conclusiones</i>		103
<i>Recomendaciones.....</i>		104
<i>Referencias.....</i>		105

Índice de Figuras

Figura 1. permeabilidad efectiva (a) y relativa (b), en función de la saturación de agua. Tomado de Paris de Ferrer (2009).	18
Figura 2. Comportamiento del volumen en función de la presión. Tomado de Ahmed & McKinney (2005).	20
Figura 3. Geometría de flujo radial. Tomado de Paris de Ferrer (2009).	20
Figura 4. Flujo Lineal ideal de fracturas. Tomado de Ahmed & McKinney (2005).	21
Figura 5. Clasificación y orden de los mecanismos de daño más comunes. Tomado de Civan (2007).	24
Figura 6. Variación del pH y solubilidad del CaCO_3 con el incremento de la presión parcial del CO_2 . Tomado de Patton (1986).	33
Figura 7. Diagrama de riesgo operacional. Tomado y traducido de Ramstad et al. (2020).	38
Figura 8 Malla lineal de nodos distribuidos. Tomado de Sepulveda Gaona & Escobar Macualo (2005).	46
Figura 9 Malla lineal de bloques centrados. Tomado de Sepulveda Gaona & Escobar Macualo (2005).	47
Figura 10 Malla radial de nodos distribuidos. Tomado de Sepulveda Gaona & Escobar Macualo (2005).	47
Figura 11 Malla radial de bloques centrados Tomado de Sepulveda Gaona & Escobar Macualo (2005).	47
Figura 12. Metodología general de trabajo.	48
Figura 13. Histórico de producción pozo USCO 1.	52
Figura 14. Histórico de producción pozo USCO 2.	53
Figura 15. Histórico de producción pozo USCO 3.	53
Figura 16. Histórico de producción pozo USCO 4.	54
Figura 17. Skin y delta de presión por daño para el pozo USCO 1.	55
Figura 18. Pwf y delta de presión por daño para el pozo USCO 2.	56
Figura 19. Pwf y delta de presión por daño para el pozo USCO 3.	57
Figura 20. Pwf y delta de presión por daño para el pozo USCO 4.	58
Figura 21. Comportamiento del: A. Tiempo hidrodinámico (t_{hi}). B. tiempo de formación de CaCO_3 (t_{fi}).	62
Figura 22. Factor de precipitación en un escenario de alto riesgo.	65
Figura 23. Tiempo de depositación para un escenario de alta concentración de CaCO_3 . ..	66
Figura 24. Solubilidad del CO_2 vs presión.	69
Figura 25. Metodología planteada para la evaluación del daño a la formación por incrustaciones inorgánicas.	70
Figura 26. A. Índice de saturación y B. Cantidad precipitada acumulada de CaCO_3 del pozo USCO 1.	71
Figura 27. A. Índice de saturación y B. Cantidad precipitada acumulada de CaCO_3 del pozo USCO 2.	72

Figura 28. Índice de saturación CaCO_3 pozo USCO 3.	73
Figura 29. A. Índice de saturación y B. Cantidad precipitada acumulada de CaCO_3 del pozo USCO 4.	73
Figura 30. Variables que afectan las incrustaciones inorgánicas.	74
Figura 31. Cantidad precipitada acumulada y caudal de agua acumulado pozos USCO 1, 2 y 4.	75
Figura 32. Solubilidad del CO_2 pozo USCO 1.	76
Figura 33. Perfil de presión ideal (A) y perfil de presión real (B) del pozo USCO 1.	77
Figura 34. Perfil de presión ideal (A) y perfil de presión real (B) del pozo USCO 2.	78
Figura 35. Perfil de presión ideal (A) y perfil de presión real (B) del pozo USCO 3.	79
Figura 36. Perfil de presión ideal (A) y perfil de presión real (B) del pozo USCO 4.	79
Figura 37. Diagrama de riesgo operacional campo USCO.	80
Figura 38. Tiempo de inducción del CaCO_3 vs presión.	81
Figura 39. Diagrama de riesgo operacional pozo USCO 1.	82
Figura 40. Diagrama de riesgo operacional pozo USCO 2.	83
Figura 41. Diagrama de riesgo operacional pozo USCO 4.	83
Figura 42. Perfil de concentración de CaCO_3 para el pozo USCO 1.	85
Figura 43. Perfil de depositación de CaCO_3 para el pozo USCO 1.	86
Figura 44. Perfil de concentración de CaCO_3 para el pozo USCO 2.	86
Figura 45. Perfil de depositación de CaCO_3 para el pozo USCO 2.	87
Figura 46. Perfil de concentración de CaCO_3 para el pozo USCO 4.	88
Figura 47. Perfil de depositación de CaCO_3 para el pozo USCO 4.	88
Figura 48. A. Relación de porosidad instantánea y, B. Relación de permeabilidad instantánea para el pozo USCO 1.	90
Figura 49. Skin para el pozo USCO 1.	91
Figura 50. A. Relación de porosidad instantánea y, B. Relación de permeabilidad instantánea para el pozo USCO 2.	91
Figura 51. Skin para el pozo USCO 2.	92
Figura 52. A. Relación de porosidad instantánea y, B. Relación de permeabilidad instantánea para el pozo USCO 4.	93
Figura 53. Skin para el pozo USCO 4.	93
Figura 54. Parámetros que afectan la depositación del CaCO_3 en el yacimiento.	94
Figura 55. Comparación entre la cantidad precipitada de CaCO_3 y la cantidad depositada de CaCO_3 para el pozo USCO 1.	95
Figura 56. Comportamiento de: A. Cantidad depositada total de CaCO_3 variando la presión. B. Skin variando la presión.	96
Figura 57. Perfil de porosidad en diferentes escenarios de presión de producción de caso base. A -10%. B -20%. C -30%. D -40%.	97
Figura 58. Comportamiento de: A. la cantidad depositada total de CaCO_3 variando la concentración, B. skin variando la concentración.	98

Figura 59. Perfil de porosidad en diferentes escenarios de concentración de caso base. A. +5%. B. +10%. C. +15. D. 20%.....	99
Figura 60. Comportamiento de: A. Cantidad depositada total de CaCO ₃ variando la concentración y la presión.	101
Figura 61. Perfil de porosidad en diferentes escenarios de concentración/presión de caso base respectivamente. A. Escenario 1. B. Escenario 2. C. Escenario 4. D. Escenario 4.	102
Figura 62. Porcentaje de cantidad depositada de CaCO ₃ para el escenario critico en cada uno de los análisis de sensibilidad desarrollado.	102

Índice de Tablas

Tabla 1. Tipos de fluidos presentes en un yacimiento. Adaptado de Ahmed & McKinney (2005).....	19
Tabla 2. Solución de la ecuación de difusividad para flujo radial en estado estable y pseudoestable. Adaptada de L.P. Dake (1978).	22
Tabla 3. Escamas inorgánicas más comunes formados en la industria del petróleo. Modificado de Moghadasi (2002).....	25
Tabla 4. Constantes del producto de solubilidad para cada compuesto. Adaptado de Oddo-Thomson (1994).....	27
Tabla 5. Constante “A” para diferentes temperaturas. Modificado de Singley (1985). ...	29
Tabla 6. Constante “B” en función de los sólidos totales disueltos. Modificado de Singley (1985).....	29
Tabla 7. Parámetros que definen la curva de alto riesgo y bajo riesgo. Tomado de Ramstad et al. (2020).	38
Tabla 8. Parámetro cinético y termodinámico para ciertas temperaturas en específico. Tomado de Ramstad et al. (2005).	39
Tabla 9. Tipos de mallas cartesianas. Adaptado de Sepulveda Gaona & Escobar Macualo (2005).....	46
Tabla 10. Tipos de mallas radiales. Adaptado de Sepulveda Gaona & Escobar Macualo (2005).....	46
Tabla 11. Información de yacimiento campo USCO.....	49
Tabla 12. Espesor de perforados y radio de cada pozo.....	50
Tabla 13. Análisis fisicoquímico del agua de producción del pozo USCO 1.....	51
Tabla 14. Análisis fisicoquímico del agua de producción del pozo USCO 2.....	51
Tabla 15. Análisis fisicoquímico del agua de producción del pozo USCO 4.....	51
Tabla 16. Tiempo de formación del CaCO ₃ para diferentes SR	65
Tabla 17. Concentraciones de CO ₂ simulados a diferentes presiones.	68
Tabla 18. Concentración de CO ₂ en la fase acuosa a condiciones de superficie y de yacimiento.....	68
Tabla 19. Análisis fisicoquímico generalizado para el campo USCO.....	69
Tabla 20. Cantidad de CaCO ₃ precipitada para los cuatro pozos.	75
Tabla 21. Comportamiento de las variables que más afectan la precipitación de sales, para los primeros 75 días de producción, de los pozos USCO 1, 2 y 4.....	76
Tabla 22. Cantidad de CaCO ₃ precipitada y depositada para los pozos USCO 1, 2 y 4. .	94
Tabla 23. Escenarios de estudio incrementado la concentración de los iones y disminuyendo la presión de operación.....	100

Capítulo 1: Introducción

La depositación de escamas inorgánicas es uno de los factores que más afecta la productividad de los sistemas de producción de campos petroleros. Determinar con precisión el daño a la formación asociado a la acumulación de sales minerales permite la planeación y ejecución de estrategias de remediación/inhibición, con las cuales se podría restaurar o extender la vida productiva de los pozos.

Bajo condiciones iniciales los iones naturales presentes en el agua de formación se encuentran en equilibrio con el medio, sin embargo, alteraciones o cambios en las propiedades termodinámicas conllevan a su desestabilización (P. Zhang et al., 2019). La depositación de sales minerales es el resultado final de un proceso químico que inicia con la precipitación (reacción química de formación de sales minerales), es decir, el momento en el que el agua excede la capacidad para mantener disueltos los iones que conforman las sales, a condiciones específicas de presión y temperatura (Safari & Jamialahmadi, 2014).

Considerando que los depósitos inorgánicos de carbonato de calcio (CaCO_3) son los más comunes de encontrar en las regiones cercanas a la cara de la formación, en los cañoneos, equipos de subsuelo, tubería de producción y facilidades de superficie en pozos pertenecientes a campos donde se da procesos de inyección de agua debido a las incompatibilidades que se da entre el agua de inyección y el agua de formación, múltiples estudios han sido desarrollados con el fin de comprender la fenomenología asociada a la precipitación/depositación de estas sales (Yang et al., 2016). Para definir acertadamente qué factores desencadenan la desestabilización es necesario analizar cuidadosamente los parámetros operacionales, petrofísicos y termodinámicos, asociados al campo o pozo de interés (Matheus & Pacheco, 2015).

Por lo anterior, el propósito de este trabajo es la elaboración de una novedosa y sistemática metodología para la evaluación del daño a la formación generado por la depositación de escamas inorgánicas basada en información de campo que, por fines netamente académicos, se denomina campo USCO. Para el cual, lo constituyen los pozos USCO 1, USCO 2, USCO 3 y USCO 4, a partir de los cuales se aplicará la metodología y se generará los respectivos análisis y discusiones de los resultados hallados para cada uno de estos.

En este orden de ideas, para facilitar la comprensión de la novedosa metodología de análisis y diagnóstico del daño de formación por depositación de escamas minerales, se propone 3 capítulos en este trabajo de investigación, siendo estos los siguientes:

- Capítulo 2: Consiste en la construcción del marco conceptual necesario para el análisis y diagnóstico del potencial de daño de formación ocasionado por la desestabilización del equilibrio termodinámico de los minerales disueltos en el agua de formación; asimismo, se

presentan algunas de las aproximaciones metodológicas de tipo generalizado más empleadas para el diagnóstico de la precipitación y depositación de escamas minerales, complementado por una descripción de los conceptos básicos para el modelamiento y simulación del fenómeno, resaltando las falencias que presentan los modelos descritos y la necesidad del desarrollo de una metodología que permita una predicción más acertada del comportamiento de la precipitación y depositación del CaCO_3 en el yacimiento.

- Capítulo 3: En el cual se describen las necesidades de información (caracterización y producción) de las unidades productivas que van a ser sometidas a análisis, como requerimientos de filtrado y análisis de la información para dar fiabilidad a los resultados. Además, se hizo un tratamiento de los datos, debido a que, la información con la que se contaba no era suficiente para el desarrollo de la metodología.

- Capítulo 4: Una vez se cuenta con la información y su tratamiento sistemático y analítico, se presenta el desarrollo metodológico de la propuesta de análisis y diagnóstico que está dividida en tres fases consistentes en un proceso de modelamiento, seguido por su correlación con los datos de producción y la determinación final del daño de formación y sus efectos sobre las propiedades petrográficas en las áreas cercanas a la cara de la formación.

Objetivos

Objetivo General

Desarrollar una metodología para la evaluación del daño a la formación generado por la depositación de carbonato de calcio (CaCO_3) en pozos productores.

Objetivos Específicos:

Identificar los avances científicos realizados sobre el proceso de precipitación y depositación de CaCO_3 en el medio poroso.

Proponer un nuevo modelo matemático que describa de manera detallada el proceso de precipitación y depositación de CaCO_3 para pozos productores.

Determinar el impacto que genera la depositación de CaCO_3 en el medio poroso sobre las propiedades petrofísicas de la roca y el parámetro que predomina en el proceso de precipitación del mineral en pozos productores que presentan aguas con tendencias incrustantes.

Capítulo 2: Marco Teórico y Estado del Arte

2.1. Conceptos básicos

2.1.1. Permeabilidad

La permeabilidad se define como la facultad que posee una roca para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectado. Los factores que la afectan son la presión de sobrecarga y características litológicas como lo son el tamaño, empaquetadura y forma de los granos (Paris, 2013).

Los yacimientos normalmente son heterogéneos, donde sus propiedades petrofísicas varían de manera vertical y horizontal, siendo una de estas la permeabilidad. Para el modelamiento del flujo de fluidos en un yacimiento, se hace necesario el cálculo de una permeabilidad promedio que permita transformar un medio poroso heterogéneo a un medio poroso homogéneo. Dependiendo de la distribución de las capas, existen 2 técnicas para el cálculo de la permeabilidad promedio (Dake, 1978).

2.1.1.1. Estratos en paralelo

Este tipo de promedio se hace para yacimientos que presentan estratos paralelos con diferentes permeabilidades, en donde la caída de presión es la misma para cada una de las capas. Para flujo lineal y radial, la permeabilidad promedio se calcula mediante la ecuación (2.1).

2.1.1.1.1. Flujo lineal y radial

$$\bar{k} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (2.1)$$

Donde \bar{k} es la permeabilidad promedio, h es la altura de cada capa y k_i es la permeabilidad de cada capa.

2.1.1.2. Estratos en serie

Se aplica para yacimientos conformados por un grupo de capas en serie, donde la tasa de flujo que pasa sobre cada una de ellas es la misma. Dependiendo del tipo de flujo, lineal o radial, el promedio de la permeabilidad estará en función de la longitud de cada capa o radio externo de cada capa.

2.1.1.2.1. Flujo Lineal

Para flujo lineal, la permeabilidad promedio se calcula con la ecuación (2.2).

$$\bar{k} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{\sum_{i=1}^n \left[\frac{L_i}{k_i} \right]} \quad (2.2)$$

Donde \bar{k} es la permeabilidad promedio, L_i es longitud de cada estrato y h es la permeabilidad de cada capa.

2.1.1.2.2. Flujo Radial

Para flujo radial, la permeabilidad promedio se calcula con la ecuación (2.3).

$$\bar{k} = \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) / \sum_{i=1}^n \left[\frac{\ln \left(\frac{r_i}{r_{i-1}} \right)}{k_i} \right] \quad (2.3)$$

Donde \bar{k} es la permeabilidad promedio, r_e es el radio externo de la última capa, r_w es el radio del pozo, r_i es el radio externo de cada capa, r_{i-1} es el radio interno de cada estrato y h es la permeabilidad de cada capa.

2.1.2. Curvas de permeabilidad relativa

Cuando el medio poroso está saturado por 2 o más fluidos, cada uno de ellos presentará una permeabilidad efectiva, donde la sumatoria de cada una de ellas dará un valor menor a la permeabilidad absoluta. Las permeabilidades efectivas a cada fase están en función de la mojabilidad y saturación del fluido en el medio. Normalmente estas permeabilidades se determinan a partir de pruebas de laboratorio, donde se obtienen valores para diferentes saturaciones de agua (sistema agua-aceite) o aceite (sistema aceite-gas).

A partir de esos datos se realizan curvas para comprender como es el comportamiento de la permeabilidad efectiva de la fase mojante y de la fase no mojante (Paris, 2013). La permeabilidad relativa se obtiene a partir de la normalización de la permeabilidad efectiva del fluido, dividiendo esta última entre la permeabilidad absoluta (ecuación (2.4)).

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad (2.4)$$

Donde k_{ro} y k_{rw} son la permeabilidad relativa al aceite y al agua respectivamente, k_o y k_w son la permeabilidad efectiva al aceite y agua respectivamente.

En la Figura 1 se presenta una curva típica de permeabilidad efectiva/relativa donde se observa que a una saturación de agua igual a 0, la permeabilidad efectiva/relativa del aceite es máxima (igual a la absoluta), y a una saturación de agua igual a 1, la permeabilidad efectiva/relativa del agua es máxima (igual a la absoluta). Además, se distinguen 2 puntos, siendo el primero la saturación de agua connata S_{wc} , donde la permeabilidad efectiva/relativa del agua será igual a 0 y la permeabilidad efectiva/relativa del aceite será la máxima, k'_{ro} (condiciones de yacimiento), y el segundo punto corresponde a la saturación de aceite irreducible S_{or} , donde la permeabilidad efectiva/relativa del aceite será igual a 0 y la permeabilidad efectiva/relativa del agua será la máxima, k'_{rw} (Paris de Ferrer, 2009).

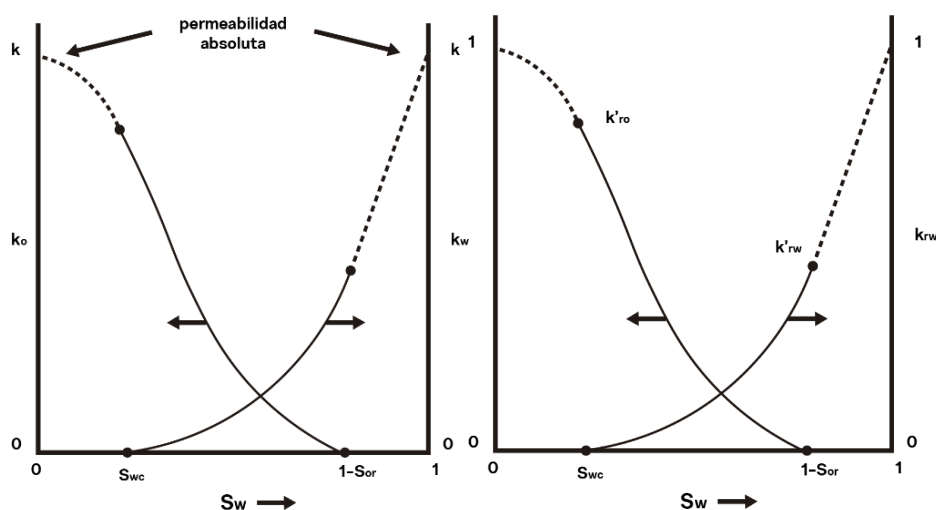


Figura 1. permeabilidad efectiva (a) y relativa (b), en función de la saturación de agua. Tomado de Paris de Ferrer (2009).

2.1.2.1. Correlación de Corey-Brooks modificada

Este modelo es uno de los más utilizados para la generación de curvas de permeabilidad relativa a partir de datos obtenidos de laboratorio para un sistema agua – aceite (ecuación (2.5) y (2.6)). El ajuste de los datos se realiza mediante la modificación de los coeficientes de Corey (N_o - N_w) los cuales son los que la dan la suavidad a la curva.

Estos exponentes se pueden determinar mediante el método de mínimos cuadrados aplicado a los datos de permeabilidad relativa obtenidos de manera experimental (Al-Mossawy, 2019).

$$k_{ro} = k'_{ro} \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{n_o} \quad (2.5)$$

$$k_{rw} = k'_{rw} \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{n_w} \quad (2.6)$$

Donde k_{ro} y k_{rw} son las permeabilidades relativas del aceite y del agua, k'_{ro} y k'_{rw} son las permeabilidades relativas del aceite y del agua en los puntos de saturación de agua connata y saturación de aceite residual, S_{wc} y S_{or} son las saturaciones de agua connata y saturaciones de aceite irreducible, S_w es la saturación de agua, y n_w y n_o son los exponentes de Corey del agua y del aceite respectivamente.

2.1.3. Tipos de fluido

El coeficiente de compresibilidad isotérmico (c) es el factor esencial para la identificación del tipo de fluido que se encuentra en el yacimiento, En la Tabla 1 se presentan resumido los 3 tipos de fluidos existentes en función de la variación del volumen y densidad con respecto a la variación de la presión (Paris de Ferrer, 2009).

Tabla 1. *Tipos de fluidos presentes en un yacimiento. Adaptado de Ahmed & McKinney (2005).*

Tipo de fluido	Ecuación	Descripción
Fluidos incompresibles	$\frac{dV}{dP} = 0$ $\frac{d\rho}{dP} = 0$	Su volumen o densidad no se modifica con la variación de la presión.
Fluidos ligeramente compresibles	$V = V_{ref} \left[1 + c(P_{ref} - P) \right]$ $\rho = \rho_{ref} \left[1 + c(P_{ref} - P) \right]$	Su volumen o densidad varía ligeramente con la variación de la presión.
Fluidos compresibles	$c_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \left(\frac{dZ}{dP} \right)_T$	Su volumen o densidad varía conforme la presión cambia.

En la Figura 2 se observa el comportamiento del volumen vs la presión de los tres tipos de fluidos mencionados anteriormente.

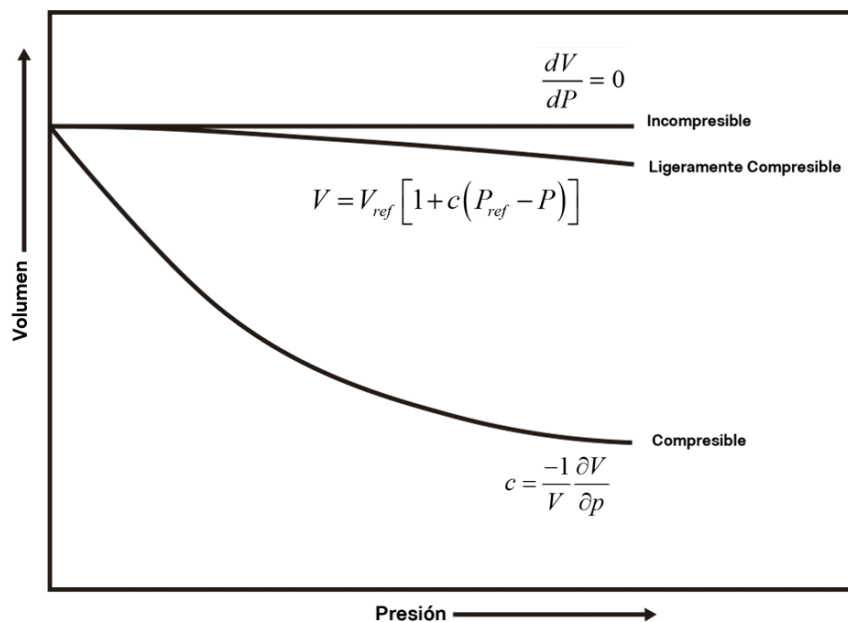


Figura 2. Comportamiento del volumen en función de la presión. Tomado de Ahmed & McKinney (2005).

2.1.4. Geometría de flujo

Para desarrollar la metodología planteada en el capítulo 3, es necesario tener en cuenta los siguientes conceptos que hacen parte del régimen de flujo en el medio poroso, de los cuales es fundamental recalcar los dos tipos de flujo que representan de mejor manera este fenómeno; como lo es el flujo radial y el flujo lineal, que dependen principalmente de la geometría del yacimiento como lo menciona Ahmed & McKinney (2005).

2.1.4.1. Flujo Radial

Cuando un yacimiento no presenta heterogeneidades severas, el flujo hacia el pozo será en líneas rectas en dos direcciones que convergen hacia este. La Figura 3 presenta un esquema representativo de esta geometría de flujo.

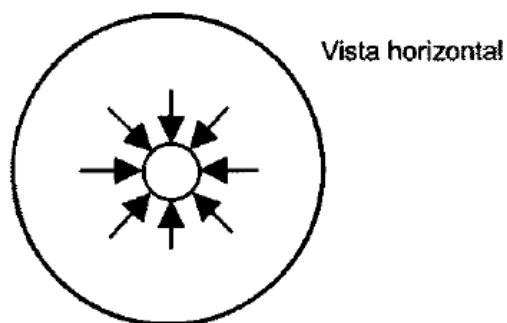


Figura 3. Geometría de flujo radial. Tomado de Paris de Ferrer (2009).

2.1.4.2. Flujo Lineal

En este régimen de flujo se presenta cuando las líneas de flujo son paralelas y el fluido fluye en una sola dirección, adicional a esto el área de sección transversal al flujo permanece constante (Paris de Ferrer, 2009). La implementación de este tipo de flujo se realiza para pozos con fracturas. En la Figura 4 se observa el esquema de este tipo de flujo.

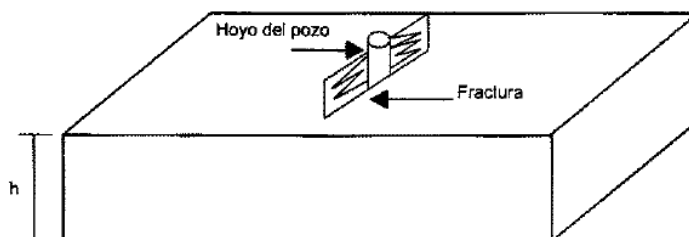


Figura 4. Flujo Lineal ideal de fracturas. Tomado de Ahmed & McKinney (2005).

2.1.5. Regímenes de flujo

De acuerdo con la variación de la presión y el tiempo, existen tres tipos de condiciones o regímenes, los cuales clasifican el flujo de fluidos en el yacimiento (Macualo, 2004).

2.1.5.1. Estado estable

El estado estable se evidencia en el yacimiento cuando la presión en los diferentes puntos a lo largo de este permanece constante (ver ecuación (2.7))(Ahmed & McKinney, 2005).

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_i = 0 \quad (2.7)$$

La ecuación (2.7) expresa matemáticamente la nula disminución de la presión en función del tiempo (Craft & Hawkins, 1959). Este fenómeno se observa en los yacimientos cuando existe un acuífero muy activo que mantiene la presión de este durante el tiempo.

2.1.5.2. Estado pseudoestable

El estado pseudoestable se presenta cuando la presión del yacimiento declina linealmente con el tiempo a una velocidad constante y matemáticamente se expresa según la ecuación (2.8).

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_i = cte \quad (2.8)$$

Como lo menciona Paris de Ferrer, M. (2009), para este régimen de flujo: “La velocidad de declinación de la presión es directamente proporcional a la tasa de producción del yacimiento e inversamente proporcional al volumen de drenaje”.

2.1.5.3. Estado inestable

El flujo de estado inestable es cuando la presión del yacimiento no cambia linealmente con respecto al tiempo (ecuación (2.9)), por lo que este valor es diferente para cada punto del yacimiento (Macualo, 2004).

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_i = f(i,t) \quad (2.9)$$

Este periodo se debe a que el límite del yacimiento no tiene efecto sobre el comportamiento de la presión, el cual se comporta como un yacimiento de tamaño infinito.

La solución de la ecuación de difusividad para los estados estable y pseudoestable para flujo radial en términos de la presión externa del yacimiento y en términos de la presión promedio del yacimiento se presentan en la Tabla 2. Cabe resaltar que, a estas ecuaciones se les adicionó el termino *skin* (S) con el propósito de hacer uso de ellas en pozos que presenten daño.

Tabla 2. Solución de la ecuación de difusividad para flujo radial en estado estable y pseudoestable. Adaptada de L.P. Dake (1978).

	Estable	Pseudoestable
En términos de la P_e a un radio r_e	$Q_o = \frac{0.00708kh(P_e - P_w)}{\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]}$	$Q_o = \frac{0.00708kh(P_e - P_w)}{\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 + S \right]}$
En términos de la \bar{P} a un radio r_e	$Q_o = \frac{0.00708kh(\bar{P} - P_w)}{\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 + S \right]}$	$Q_o = \frac{0.00708kh(\bar{P} - P_w)}{\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]}$

Donde Q_o es el caudal del aceite (bbl/día), P_e es la presión externa del yacimiento (psi), P_{wf} es la presión en fondo de pozo (psi), μ_o es la viscosidad del aceite (cp), B_o es el factor volumétrico de formación del aceite (bbl/STB), r_e es el radio de drene (ft), r_w es el radio del pozo (ft), h es el espesor de la formación (ft), k es la permeabilidad (mD), \bar{P} es la presión promedio del yacimiento (psi) y S es el *Skin*.

2.2. Daño de formación

El daño a la formación se ve reflejado cuando el pozo tiene una reducción en su productividad debido a cambios en las propiedades de la roca; como pueden ser, la disminución en la permeabilidad, porosidad o cambios de mojabilidad, entre otras. Estos cambios pueden ocurrir en cualquier etapa de finalización y operación del pozo y/o durante tratamientos que se efectúan en el desarrollo de producción de este; debido a esto, se genera una reducción en la rentabilidad, llegando inclusive a ser inviable la operación del pozo.

De acuerdo con Civan (2007), el daño de formación se puede presentar por diversos factores dentro de los que se incluyen; factores fisicoquímicos, químicos, biológicos, hidrodinámicos, interacciones térmicas de la formación, las partículas y los fluidos, y deformación mecánica. La clasificación de los diferentes mecanismos de daño de formación se puede apreciar en la Figura 5 planteada por Bishop (1997), los cuales se desglosan en siete categorías comunes:

- Incompatibilidades fluido-fluido, como es por ejemplo la creación de emulsiones entre el filtrado de lodo base aceite con el agua de formación.
- Incompatibilidades roca-fluido, como ocurre por el contacto de agua no compatible con una arcilla esmectita potencialmente hinchable o una arcilla defloculable como la caolinita, que debido al desequilibrio de iones al entrar en contacto con fluidos base agua, puede conducir a un alto potencial de reducción de la permeabilidad cercana al pozo, tal y como lo reporta Civan (2007).
- Invasión de sólidos, la cual, ocurre cuando el medio poroso es invadido por sólidos provenientes del fluido de perforación durante las etapas previas a la producción. Este puede perdurar durante la vida productiva del pozo al menos en forma parcial (Civan, 2007).
- Bloqueo de fase, que se asocia a la invasión y entrapamiento de fluidos a base de agua en las cercanías de la cara de producción de un pozo de gas.
- Alteración de la adsorción química o cambios de mojabilidad. Un caso particular ocurre cuando se presenta la adsorción de emulsificantes, que cambian la humectabilidad de la roca y las características del flujo de fluidos de la formación (Civan, 2007).
- Migración de finos, la cual, está relacionada con el movimiento interno de partículas finas dentro de la estructura de los poros de la roca obteniendo como resultado el taponamiento de dichos poros.
- Actividad biológica, ocurre por la introducción de agentes bacterianos dentro de la formación. Esto se puede llevar a cabo en el proceso de perforación; por lo que, subsecuentemente se generan lodos de polímero polisacárido, que conducen a una reducción en la permeabilidad.

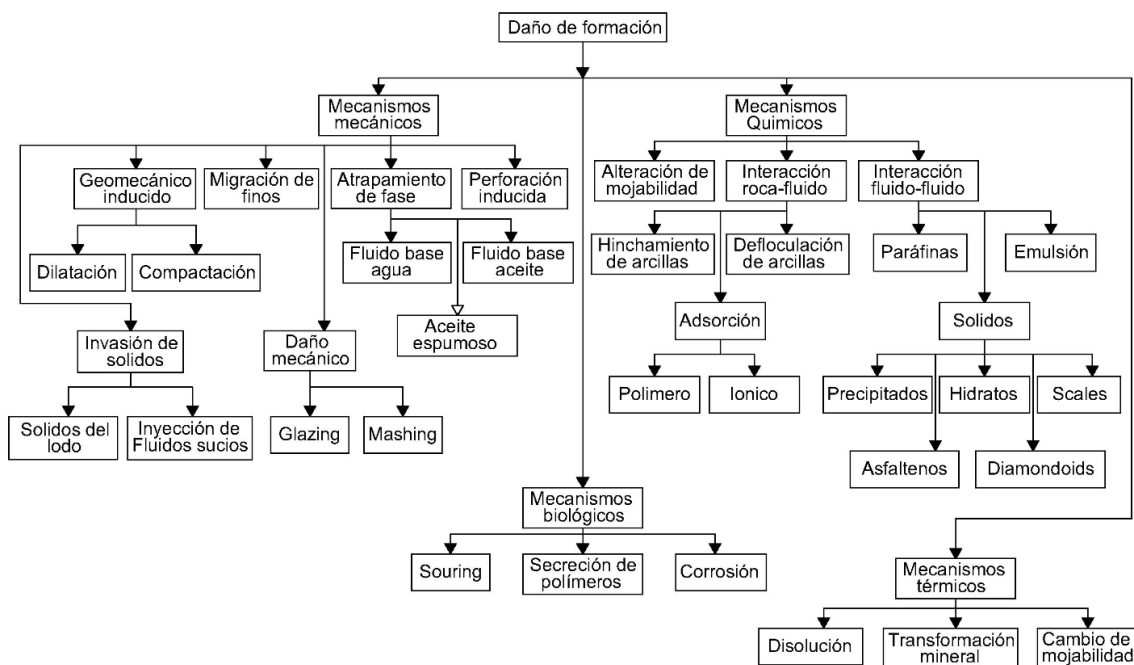


Figura 5. Clasificación y orden de los mecanismos de daño más comunes. Tomado de Civan (2007).

En la Figura 5 se observa que el daño de formación por la precipitación de incrustaciones inorgánicas hace parte del grupo de mecanismos químicos, esto se debe a que, se da a partir de la desestabilización termodinámica de los iones disueltos en el agua de formación. Dado que este problema se da principalmente en campos donde se da el proceso de inyección de agua como recobro secundario, la mayoría de estudios desarrollados (Civan, 2007; Oddo & Tomson, 1994b; Pinzón Torres et al., 2009) se enfocan en la incompatibilidad entre las aguas de formación y las aguas de inyección. La incompatibilidad ocasiona una sobresaturación de iones en el sistema, provocando una precipitación de sales y posterior disminución del espacio poroso. Además de la incompatibilidad de aguas, las incrustaciones inorgánicas también se pueden dar por la variación de parámetros termodinámicos que pueden ocasionar una sobresaturación de los iones, como lo son la presión y la temperatura.

Lo anterior se explica debido a que, inicialmente el yacimiento se encuentra en equilibrio y posteriormente mientras entra en su etapa de explotación; dicho equilibrio termodinámico se rompe, por lo que únicamente con los cambios de presión y con la dinámica de fluidos fluyendo hacia el pozo, las sales presentes en el agua de formación tienden a desestabilizarse, llegando a ser menos solubles en las zonas cercanas a la formación.

En el caso particular de esta investigación, se hará énfasis en el daño generado por la formación de carbonato de calcio en el medio poroso debido a la desestabilización termodinámica de los iones por la variación de los parámetros termodinámicos del yacimiento, como lo es la presión.

2.3. Modelamiento termodinámico de las sales

Las sales minerales se encuentran disueltas en el agua de producción en forma de iones, y una vez es superada la capacidad máxima de disolución de estas, los componentes, dependiendo de las condiciones termodinámicas, pueden precipitar pasando de la fase acuosa a la fase sólida y posteriormente depositarse sobre una superficie sólida (Patton, 1986).

El grado de solubilidad de los iones depende del tipo de sal mineral (estructura cristalina y composición) y de las condiciones termodinámicas en las que se encuentran (temperatura, presión, pH y presión parcial de CO₂/H₂S) (Amiri & Moghadasi, 2010). En la Tabla 3, se presentan los minerales más comunes que se pueden formar en la industria del petróleo, debido a la baja solubilidad que presentan en el agua de producción. Si estos minerales se depositan sobre una superficie (medio poroso, tubería, facilidades de superficie) se les denominara escamas minerales o inorgánicas.

Tabla 3. *Escamas inorgánicas más comunes formados en la industria del petróleo. Modificado de Moghadasi (2002).*

Nombre	Formula Química	Variables que afectan
Carbonato de calcio	CaCO ₃	Presión parcial de CO ₂ , temperatura, total de sólidos disueltos, pH.
Yeso	CaSO ₄ .2H ₂ O	Temperatura, total de sólidos disueltos, presión.
Hemidrato	CaSO ₄ .1/2H ₂ O	Temperatura, total de sólidos disueltos, presión.
Anhidrita	CaSO ₄	Temperatura, total de sólidos disueltos, presión.
Barita	BaSO ₄	Temperatura, total de sólidos disueltos, presión.
Celestita	SrSO ₄	Temperatura, total de sólidos disueltos, presión.

El modelamiento termodinámico efectivo para el diagnóstico y predicción del daño de formación por precipitación y depositación de escamas minerales, se realiza mediante el cálculo del índice de saturación (IS), el cual está dado por la ecuación (2.10).

$$IS = \log \left(\frac{[M^+][X^-]}{K_{SP}} \right) \quad (2.10)$$

Donde K_{SP} es el producto de solubilidad del mineral, $[M^+]$ es la concentración del ion positivo, $[X^-]$ es la concentración del ion negativo. Si el índice de saturación es mayor que 0 ($IS > 0$) significa que la solución esta sobresaturada, si es igual que 0 ($IS=0$) la solución está saturada y si es menor que 0 ($IS \leq 0$) significa que la solución esta insaturada (Oddo & Tomson, 1991).

El índice de saturación es importante porque permite predecir el grado de saturación de una solución, sin embargo, no permite predecir el tiempo que se necesita para que se dé la precipitación de toda la sal, debido a que, no tiene en cuenta la cinética de reacción química. Esta última, de acuerdo con Abu et al. (2005), indica que tan rápido ocurre las reacciones de precipitación, y dichas tasas pueden llegar a variar significativamente dependiendo de la sal. Un claro ejemplo es la cinética de reacción del cloruro de sodio (NaCl), el cual precipita instantáneamente si el sistema está sobresaturado, mientras que el carbonato de calcio ($CaCO_3$) y el carbonato de hierro ($FeCO_3$) pueden tomar varias horas o incluso días después de que el sistema este sobresaturado.

2.3.1. Producto de solubilidad (K_{SP})

El producto de solubilidad es una constante utilizada para la determinación del grado de solubilidad del compuesto. La ecuación (2.11) es una expresión que se utiliza para describir un sistema de disolución típico.



Donde MX_s representa el producto de la reacción y M_{aq}^+ , X_{aq}^- representan los reactivos en la fase acuosa para este caso. La constante del producto de solubilidad está dada por la ecuación (2.12).

$$K_{SP} = \frac{a[M^+]a[X^-]}{a[MX]} \quad (2.12)$$

Donde $a[M^+]$, $a[X^-]$ y $a[MX]$ son los coeficientes de actividad del catión, anión y de la sal mineral respectivamente. Por lo tanto, considerando que para un sólido puro el coeficiente de actividad es igual a 1, la ecuación (2.12) puede ser simplificada como se presenta en la ecuación (2.13).

$$K_{SP} = a[M^+]a[X^-] \quad (2.13)$$

Oddo-Thomson (1994) propusieron una correlación general para el cálculo del producto de solubilidad para el carbonato de calcio, mediante un ajuste de mínimos cuadrados no lineal.

$$K_{sp} = a + bT + cT^2 + dP + eS_i^{0.5} + fS_i + gTS_i^{0.5} \quad (2.14)$$

Donde T es la temperatura en (°F), P es la presión en (psi) y S_i es la fuerza iónica en (mol/L). Las constantes a, b, c, d, e, f, g son únicas para cada tipo de mineral, las cuales se reportan en la Tabla 4 para los 6 tipos de sales minerales más comunes en la industria del petróleo.

Tabla 4. *Constantes del producto de solubilidad para cada compuesto. Adaptado de Oddo-Thomson (1994).*

Compuesto	A	$b \times 10^{-3}$	$c \times 10^{-6}$	$d \times 10^{-5}$	e	f	$g \times 10^{-3}$
Yeso	3.47	1.8	2.5	-5.9	-1.13	0.37	-2
Hemidrato	4.04	-1.9	11.9	-6.9	-1.66	0.49	-0.66
Anhidrita	2.52	9.98	-0.97	-3.07	-1.09	0.5	-3.3
Celestita	6.11	2	6.4	-4.6	-1.89	0.67	-1.9
Barita	10.03	-4.8	11.4	-4.8	-2.62	0.89	-2
Calcita	7.94	-4.69	11.9	-6.6	-3.68	1.27	N/A

Cabe resaltar que el producto de solubilidad presentado para el carbonato de calcio (CaCO_3) es exclusivamente para un agua con un pH mayor a 9, donde predominan los iones CO_3^{2-} en lugar de los iones HCO_3^- , el cual no tiene en cuenta la segunda constante de disociación del ácido carbónico, ni el pH de la disolución (Tomson & Oddo, 1991).

2.3.2. Índice de saturación para el CaCO_3

El grado de saturación de una solución se puede determinar a partir del índice de saturación, el cual permite predecir en qué estado se encuentra el medio (subsaturado, saturado o sobresaturado). Dado que el carbonato de calcio (CaCO_3) es una de las escamas inorgánicas más comunes que se pueden presentar en la industria del hidrocarburo (Lewis et al., 2003), formándose en pozos inyectores y en pozos productores causando una disminución en el desempeño del pozo, varios autores han propuesto modelos que permiten calcular el índice de saturación del carbonato de calcio con el propósito de conocer el estado de saturación de la solución. Cada uno de estos están en función de uno o más parámetros que tratan de modelar el comportamiento termodinámico de los iones que forman el carbonato de calcio (CaCO_3) (Langelier, 1936; Oddo & Tomson, 1994b; Puckorius & Brooke, 1991; Ryznar, 1944; Stiff & Davis, 1952)

2.3.2.1. Índice de saturación de Langelier

Langelier (1936) propuso un primer método para determinar el potencial de incrustación del CaCO_3 a partir del equilibrio químico presente entre los iones calcio, bicarbonato e hidronios.



El índice de Langelier (LS) se determina a partir de la diferencia del pH real del agua y del pHs de saturación que la misma debe tener para presentar la ecuación química en equilibrio. Si el pH del agua es mayor que pHs, significa que el agua es más básica de lo que puede ser en su concentración máxima, por lo que generará la precipitación de CaCO_3 , en caso contrario, si el pH del agua es menor al pHs; significa que el agua tiende a ser más ácida que el agua saturada, por lo que no presentará precipitación, pero si podría causar corrosión. El calculo del índice de saturacion (SI) se lleva a cabo de acuerdo con la ecuación (2.16).

$$SI = pH - pHs \quad (2.16)$$

De acuerdo con Patton (1986), para el calculo del pHs se debe tener en cuenta la concentracion del ion Calcio, la concentracion de la alcalinidad, la concentracion de sólidos totales disueltos (STD) en mg/L, y la temperatura del agua.

$$pH = A + B - \log[\text{Ca}^{++}] - \log[\text{Alcalinidad Total}] \quad (2.17)$$

En la ecuación (2.17), empleada para determinar el pH del agua, las constantes A y B estan relacionadas con la temperatura y los solidos disueltos en el agua. Para la determinación de dichas constantes se hace uso de la Tabla 5 y Tabla 6 respectivamente.

Otra manera de determinar el índice de Langelier (LS) es por medio de la ecuación (2.18), a este índice se le denomina índice de Langelier simplificado de acuerdo con (Barrera Suárez et al., 2012).

$$pHs = (9.3 + A + B) - (C + D) \quad (2.18)$$

$$A = \frac{(\text{Log}(STD) - 1)}{10} \quad (2.19)$$

$$B = -\left(13.12 \left[\log(T + 273.15) \right] \right) + 34.55 \quad (2.20)$$

$$C = (\log(\text{Dureza Calcica})) - 0.4 \quad (2.21)$$

Donde $D = \log[\text{Alcalinidad}]$, STD son los sólidos totales disueltos en (ppm), T es la temperatura en ($^{\circ}\text{C}$), *Dureza cálcica* es la concentración de CaCO_3 en (ppm) y *Alcalinidad* es la concentración de HCO_3 equivalente en CaCO_3 .

Tabla 5. *Constante "A" para diferentes temperaturas. Modificado de Singley (1985).*

<i>Temperatura del agua</i>		<i>Constante</i>
<i>•F</i>	<i>•C</i>	
32	0	2.60
39.2	4	2.50
46.4	8	2.40
53.6	12	2.30
60.8	16	2.20
68	20	2.10
77	25	2.00
86	30	1.90
104	40	1.70
122	50	1.55
140	60	1.40
158	70	1.25
176	80	1.15

Tabla 6. *Constante "B" en función de los sólidos totales disueltos. Modificado de Singley (1985)*

<i>Sólidos totales disueltos (mg/L)</i>	<i>Constante</i>
0	9.70
100	9.77
200	9.83
400	9.86
800	9.89
1000	9.90

Cuando $LS < 0$ el agua disuelve el CaCO_3 , es decir, no hay potencial para incrustaciones, $LS > 0$ Pueden formar incrustaciones de CaCO_3 , $LS = 0$ Agua saturada con CaCO_3 . El rango de trabajo de esta medida de saturación está entre una temperatura entre 0 – 90 ($^{\circ}\text{C}$) y un STD de 0 – 800 (ppm).

2.3.2.2. Índice de estabilidad de Ryznar

Dado que el método propuesto por Langelier (1936) no permite identificar la severidad del potencial de incrustación de las aguas, Ryznar (1944) propuso un método que soluciona la problemática planteada. El índice de Ryznar (RSI, ecuación (2.22)) se desarrolló a partir del índice de Langelier (LS, ecuación (2.16)), modificando su estructura con el objetivo de obtener una serie de resultados que permitiera determinar la gravedad de la situación de incrustación.

$$RSI = 2pH_s - pH \quad (2.22)$$

El pH de saturación se determina a partir de la ecuación (2.17). En el caso que el pH del agua sea mayor a 9, el cálculo de la alcalinidad se realiza con la ecuación (2.23).

$$\text{Alcalinidad equivalente} = \text{Alcalinidad Total} = \text{CO}_3^{2-} + \text{HCO}_3 \text{ (eq/L)} \quad (2.23)$$

Cuando $RSI < 5.5$ se forman fuertes incrustaciones, para $5.5 < RSI < 6.2$ se forman incrustaciones, para $6.2 < RSI < 6.5$ se forman incrustaciones fáciles de disolver, para $6.8 < RSI < 8.5$ se disuelven las incrustaciones., y para $RSI > 8.5$ se presenta corrosión muy fuerte.

2.3.2.3. Índice de escala de Puckorius

Puckorius y Brooke (1991) proponen un nuevo método con el objetivo de mejorar los resultados de las predicciones de formación de incrustaciones de CaCO_3 , debido a que, el LS y el RS no mostraban resultados adecuados de acuerdo con la realidad. El índice de escalamiento práctico (PSI) se determina de la misma manera que el RSI (ecuación (2.23)), con la diferencia de que, no se hace uso del pH real del agua, sino de un pH de equilibrio (pH_{eq}) el cual está en función de la alcalinidad total del agua. En la ecuación (2.24) se presenta la expresión matemática para el cálculo del PSI y en la ecuación (2.25) se calcula el pH de equilibrio.

$$PSI = 2(\text{pH}_s) - \text{pH}_{\text{eq}} \quad (2.24)$$

$$\text{pH}_{\text{eq}} = 1.465(\log[\text{Alk M}]) + 4.54 \quad (2.25)$$

Donde $\text{Alk M} = [\text{HCO}_3^-] + 2[\text{CO}_3^{2-}] + [\text{OH}^-]$. Cuando $PSI < 4.5$ hay tendencia a la incrustación, $4.5 < PSI < 6.5$ es el rango óptimo libre de incrustación.

2.3.2.4. Índice de saturación de Stiff & Davies

Los modelos propuestos por Langelier (1936), Ryznar (1944) y Puckorius (1991) son aplicados para predecir el grado de saturación de los iones disueltos en un agua de superficie, donde la cantidad totales de solidos disueltos no son muy altas (no superan los 4000 ppm), por lo tanto, no son viables para aguas de campos petroleros. Stiff y Davis (1952) propusieron un método para determinar el índice de saturación de aguas de producción de un campo petrolero, con el propósito de determinar incrustaciones de carbonato de calcio. Se utiliza para aguas que presentan una concentración de iones mayor a 10.000 ppm y es determinado a través de las ecuaciones (2.26) y (2.27).

$$S\&DSI = pH - pH_{sat} \quad (2.26)$$

$$pH_{sat} = pCa + pAlk + k \quad (2.27)$$

Donde k es una constante empírica en función de la salinidad, composición y temperatura del agua (función de la fuerza iónica). Las fuerzas iónicas presentes en la solución se calculan mediante la ecuación (2.28).

$$\mu = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n C_i Z_i^2 \quad (2.28)$$

Donde μ es la fuerza iónica, C_i es la concentración molar de la especie iónica y Z_i es la carga eléctrica del ion. La constante k se calcula con la ecuación (2.29).

$$k = (0.0016T + 0.5528)\mu^3 + (0.002T^2 - 0.0142T - 2.26995)\mu^2 \dots \quad (2.29)$$

$$\dots + (-0.0004T^2 + 0.00266T + 2.907)\mu + (-0.0206 * 2.598)$$

Cuando el $S\&DSI < 0$ el agua está insaturada, por lo que no se presentará formación de $CaCO_3$, cuando el $S\&DSI > 0$ el agua está supersaturada, y se presentará formación de $CaCO_3$, y cuando el $S\&DSI = 0$ el agua está saturada con $CaCO_3$.

2.3.2.5. Modelo de Oddo-Thomson

El modelo de Stiff y Davis (1952) no toma en cuenta la presión como un parámetro influyente en la solubilidad del $CaCO_3$, por lo tanto, no es útil al momento de predecir la formación de incrustaciones de carbonato de calcio a condiciones de yacimiento. Oddo y Thomson (1994) propusieron un modelo que permite predecir la formación de escamas de $CaCO_3$ a diferentes presiones, a partir de un ajuste cuadrático no lineal de datos experimentales de varios campos que reportaron problema de incrustaciones de este mineral. Este modelo ha sido muy utilizado en la

industria del petróleo debido a su practicidad y efectividad en los resultados del estudio de las tendencias de las aguas de producción, autores como Civan (2007), Moghadasi (2017) y Ramstad et al. (2020), hacen mención de este modelo para el cálculo del índice de saturación. La ecuación (2.30), es la forma general para el cálculo del índice de saturación.

$$IS = \log([Me][An]) + pK_C(T,P,Si) \quad (2.30)$$

Donde $pK_C[T, P, S_i]$ es el logaritmo negativo del producto de solubilidad; mientras que, $[Me][An]$ representan respectivamente la concentración en mol/L del anión y el catión de la sal.

Para el cálculo del índice de saturación del $CaCO_3$ y el pH de la solución a cierta condición termodinámica, es necesario tener en cuenta el escenario de estudio y la presencia/ausencia de fase gas. La importancia de la consideración de la fase gas se debe a la cantidad de CO_2 que se puede disolver en el agua y reaccionar con ella, dando como resultado la formación de ácido carbónico (H_2CO_3) (ecuación (2.31)), el cual al disociarse en el agua da como producto la formación del ion bicarbonato (HCO_3^-) e ion hidrógeno (H^+) (ecuación (2.32)), siendo este último el componente que modifica el pH de la solución. Si el pH es lo suficientemente alto (mayor a 9), el ion bicarbonato (HCO_3^-) se disociará en el ion carbonato (CO_3^{2-}) e ion hidrógeno (H^+) (ecuación (2.33)) (Patton, 1986).



Luego, la precipitación de $CaCO_3$ puede ser expresada de acuerdo con la ecuación (2.34).



Por lo tanto, un aumento en la concentración de CO_2 ocasionará una disminución del pH provocando un aumento en la solubilidad del $CaCO_3$. En la Figura 6, se observa como varía el pH de acuerdo con el incremento de la presión parcial del CO_2 .

A continuación se explica el procedimiento a realizar para determinar el índice de saturación y el pH de la solución, haciendo uso del método de Oddo-Thomson (1994). El modelo se realiza tomando en cuenta la presencia de gas y la ausencia de gas en un sistema.

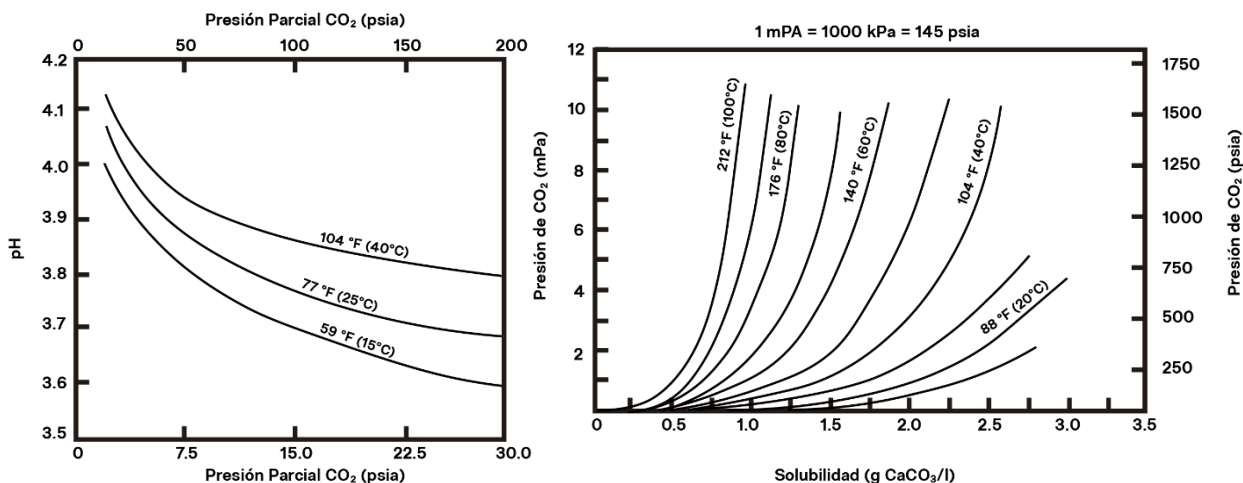


Figura 6. Variación del pH y solubilidad del CaCO_3 con el incremento de la presión parcial del CO_2 . Tomado de Patton (1986).

El siguiente procedimiento se realiza para un sistema con presencia de gas.

1. Se calcula la fugacidad del CO_2 , a través de la ecuación (2.35).

$$f_g^{CO_2} = \exp \left[\begin{aligned} & \left(-7.66 \times 10^{-3} + 8 \times 10^{-4} T^{0.5} - 2.11 \times 10^{-5} T \right) P^{0.5} \dots \\ & \dots + \left(-5.77 \times 10^{-4} + 3.72 \times 10^{-5} T^{0.5} - 5.7 \times 10^{-7} T \right) P \dots P^{1.5} \\ & \dots + \left(4.4 \times 10^{-6} - 2.96 \times 10^{-7} T^{0.5} + 5.1 \times 10^{-9} T \right) \end{aligned} \right] \quad (2.35)$$

Donde la P es la presión (psi) y T es la temperatura ($^{\circ}\text{F}$).

2. Se calcula la fracción volumétrica del CO_2 a condiciones de estudio empleando la ecuación (2.36).

$$\gamma_g^{CO_2} = \frac{\gamma_t^{CO_2}}{1 + \frac{pf_g^{CO_2} (5BWPD + 10BOPD) \times 10^{-5}}{MMscf (T + 460)}} \quad (2.36)$$

Donde $BWPD$ es la tasa de producción de agua (bls/día), $BOPD$ es la tasa de producción de aceite (bls/día), $MMscf$ es la tasa de producción de gas (10^6 scf), $\gamma_t^{CO_2}$ es la fracción molar de CO_2 en la fase de gas y $f_g^{CO_2}$ es el coeficiente de fugacidad del CO_2 .

3. Posteriormente a través de la ecuación (2.37), se calcula el índice de saturación

$$IS = \log \left[\frac{(Ca^{2+})(HCO_3^-)^2}{P\gamma_g^{CO_2} f_g^{CO_2}} \right] + 6.039 + (1.4463 \times 10^{-2} T) - (9.44 \times 10^{-7} T^2) \dots \quad (2.37)$$

$$\dots - (6.185 \times 10^{-5} P) - (1.895 S_i^{0.5}) + (0.662 S_i) + (3.654 \times 10^{-2} S_i^{1.5}) - (8 \times 10^{-7} T S_i^{0.5})$$

4. Finalmente se calcula el pH de la solución empleando la ecuación (2.38).

$$pH = \text{Log} \left(\frac{(HCO_3^-)}{P f_g^{CO_2} \gamma_g^{CO_2}} \right) + 8.6 + (5.31 \times 10^{-3} T) - (2.253 \times 10^{-6} T^2) - (2.237 \times 10^{-5} P) \dots \quad (2.38)$$

$$\dots - (0.99 \times \sqrt{S_i}) + (0.658 \times S_i)$$

Cuando no se tiene fase gas a las condiciones de estudio se debe escoger el escenario apropiado entre los 2 siguientes. El primero es en el yacimiento, donde la presión de confinamiento es mayor a la presión de burbuja, manteniendo todo el gas disuelto en la fase acuosa y en la fase oleica. El segundo es en el separador, donde la fase gas fue removida (condiciones atmosféricas).

El siguiente procedimiento se realiza para condiciones de yacimiento.

1. Se calcula la concentración de CO₂ en la fase acuosa empleando las ecuaciones (2.39) y (2.40).

$$C_{aq}^{CO_2} = \frac{7289 n_t^{CO_2}}{V_{aq} + 3.04 V_o} \quad (2.39)$$

$$n_t^{CO_2} = (MMscf) (y_t^{CO_2}) \quad (2.40)$$

Donde $y_t^{CO_2}$ es la fracción volumétrica de CO₂, $n_t^{CO_2}$ es la cantidad total de moles de CO₂ producidos por día, V_{aq} y V_o son los volúmenes de agua y aceite producidos por día (Litros).

2. Se calcula el índice de saturación mediante la ecuación (2.41).

$$IS = \log \left[\frac{(Ca^{2+})(HCO_3^-)^2}{C_{aq}^{CO_2}} \right] + 3.63 + (-0.698 \times 10^{-3} T) \dots \quad (2.41)$$

$$\dots + (8.55 \times 10^{-6} T^2) - (6.56 \times 10^{-5} P) - (3.42 S_i^{0.5}) + (1.373 S_i)$$

3. El pH de la solución se determina empleando la ecuación (2.42).

$$pH = \text{Log} \left(\frac{(HCO_3^-)}{C_{aq}^{CO_2}} \right) + 6.39 - (1.198 \times 10^{-3} T) + (7.94 \times 10^{-6} T^2) \dots \quad (2.42)$$

$$\dots - (3.53 \times 10^{-5} P) - (1.067 \times \sqrt{S_i}) + (0.599 \times S_i)$$

El siguiente procedimiento se realiza para condiciones de separador.

1. La concentración de CO₂ en la fase acuosa puede ser determinada empleando la ecuación (2.43).

$$\text{Log} (C_{aq}^{CO_2}) = \text{Log} (P_{CO_2}) - 2.212 - (6.51 \times 10^{-3} T) + (1.019 \times 10^{-5} T^2) \dots \quad (2.43)$$

$$\dots - (1.29 \times 10^{-5} P) - (7.7 \times 10^{-2} S_i^{0.5}) - (5.9 \times 10^{-2} S_i)$$

2. Luego, el índice de saturación es obtenido desde la ecuación (2.44).

$$IS = \log \left[\frac{(Ca^{2+})(HCO_3^-)^2}{C_{aq}^{CO_2}} \right] + 3.63 + (8.68 \times 10^{-3} T) + (8.55 \times 10^{-6} T^2) \dots \quad (2.44)$$

$$\dots - (6.56 \times 10^{-5} P) - (3.42 S_i^{0.5}) + (1.373 S_i)$$

3. Finalmente, el pH de la solución se determina con la ecuación (2.45).

$$pH = \text{Log} \left(\frac{(HCO_3^-)}{C_{aq}^{CO_2}} \right) + 6.39 - (1.198 \times 10^{-3} T) + (7.94 \times 10^{-6} T^2) \dots \quad (2.45)$$

$$\dots - (3.53 \times 10^{-5} P) - (1.067 \times \sqrt{S_i}) + (0.599 \times S_i)$$

Tomando en cuenta las ecuaciones anteriores, donde se calcula el pH de la solución de acuerdo con el escenario de estudio (fase de gas presente o ausente), el potencial del producto de solubilidad del CaCO₃ (cuando el pH tiene un valor menor a 9) se calcula con la ecuación (2.46).

$$pK_{sp} = pH - 2.76 + (9.88 \times 10^{-3} T) + (0.61 \times 10^{-6} T^2) \dots \quad (2.46)$$

$$\dots - (3.03 \times 10^{-5} P) - (2.348 \times \sqrt{S_i}) + (0.77 \times S_i)$$

Teniendo en cuenta que algunos de estos métodos son bastantes inexactos, ya que omiten el efecto que tiene la presión en el sistema para el cambio de la solubilidad del CO_2 . Por la sencillez del método y veracidad en los resultados, en este estudio se adoptó por utilizar la metodología propuesta por Oddo-Thomson para predecir la precipitación de CaCO_3 .

2.3.3. Cantidad precipitada

Dado que la ecuación de solubilidad aplica para soluciones en equilibrio, es posible determinar la cantidad de *scale* que se puede formar a partir de la diferencia de la concentración de cada uno de los iones con la concentración que podría formar la precipitación de la sal (Patton, 1986). Para la determinación de la cantidad precipitada de CaCO_3 (P) se utiliza la ecuación cuadrática (2.49) y se tiene en cuenta los términos G y Z, los cuales son la suma y la resta de los iones de bicarbonato y los iones de calcio, respectivamente; los cuales, se determinan mediante las expresiones (2.47) y (2.48).

$$G = [\text{Ca}^{++}] + [\text{HCO}_3^-] \quad (2.47)$$

$$Z = [\text{Ca}^{++}] - [\text{HCO}_3^-] \quad (2.48)$$

Donde $[\text{Ca}^{++}]$ es la concentración de Calcio (mg/L), $[\text{HCO}_3^-]$ es la concentración de bicarbonato (mg/L). De esta manera, la expresión (2.49) permite determinar la posible concentración de carbonato de calcio que se puede precipitar.

$$P = 50000 \left[G - \sqrt{Z^2 + 4 \times 10^{\text{pKsp} - \text{pH}}} \right] \quad (2.49)$$

Donde P es la concentración precipitada de CaCO_3 (mg/L), pKsp es el potencial del producto de solubilidad y pH es el potencial de hidrogeno.

2.3.4. Diagrama de riesgo operacional y tiempo de inducción

Los dos modelos anteriores (Oddo & Tomson, 1994; Stiff & Davis, 1952) solo toman en cuenta el comportamiento termodinámico de las sales para predecir la tendencia de formación de escamas de CaCO_3 y de la posible cantidad de la sal que se puede llegar a precipitar para alcanzar el equilibrio químico considerando que la reacción de la ecuación (2.34) es espontanea. Dado que una reacción química necesita tiempo para llevarse a cabo, es necesario tener en cuenta la cinética de formación de cristales para poder determinar el tiempo que se necesita para que se precipite el CaCO_3 que se encuentra disuelto en exceso (Abu-Khamsin & Ahmad, 2005). Múltiples autores han propuesto modelos que estudian la cinética del carbonato de calcio a temperaturas bajas (menores a 80°C) (Andritsos et al., 1996; Nancollas & Reddy, 1971; Y. Zhang & Dawe, 1998), no siendo muy útiles para pozos que presentan altas temperaturas. Ramstad et al. (2005),

propusieron un modelo cinético el cual se puede aplicar a pozos que presentan temperaturas máximas de 130 °C.

De acuerdo con el grado de saturación del carbonato de calcio y de cualquier mineral en el agua, se puede presentar una variación en el riesgo de precipitación y depositación de la sal mineral, y esto se ve reflejado por la cinética de reacción, donde se incluye la nucleación y crecimiento del mineral (Ramstad et al., 2020). La cinética de crecimiento del CaCO_3 , puede ser expresada como una ecuación tipo Arrhenius (ecuación (2.50)).

$$k_g = Ae^{-\frac{E_a}{RT}} \quad (2.50)$$

Donde k_g es la constante de velocidad, A es una constante conocida como factor pre-exponencial, el cual da cuenta de la frecuencia con que se presentan las interacciones moleculares, R la constante universal de los gases, E_a la energía de activación que representa la energía mínima necesaria para que ocurra la interacción entre las moléculas, y T es la temperatura del sistema.

Con base a la termodinámica y cinética del CaCO_3 , Ramstad et al. (2020) propusieron un diagrama de riesgo operacional que permite identificar 3 zonas de riesgos de acuerdo a la temperatura de operación y la relación de saturación (SR, ecuación (2.51)). Este diagrama fue construido a partir de datos recopilados de investigaciones publicadas por diversos autores, en los que se discuten el daño que se genera por la precipitación y depositación del carbonato de calcio; además, se reportan la presencia o ausencia del mineral a cierto índice de saturación (ver Figura 7).

$$SR = 10^{IS} \quad (2.51)$$

Donde un valor de $SR \leq 1.0$ implica equilibrio o subsaturación de la dilución de la sal en el agua; mientras que, $SR > 1.0$ representa un sistema supersaturado. El IS puede ser calculado considerando el modelo de Oddo Thomson.

El diagrama de riesgo operacional presentado en la Figura 7, se divide en 3 áreas; las cuales representan, la zona de alto riesgo, la zona de medio riesgo y la zona de bajo riesgo, siendo separadas por 2 curvas, de las cuales, la primera curva es la de bajo riesgo y la segunda de alto riesgo. Para la construcción de estas 2 curvas, Ramstad et al. (2020), propusieron la ecuación (2.52).

$$SR = (SR_{ref} - 1) e^{\frac{-E_a}{R} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) + 1} \quad (2.52)$$

Donde SR es la relación de supersaturación, SR_{Ref} es la relación de supersaturación a una temperatura de referencia, E_a es la energía de activación, R es la constante universal de los gases, T_{Ref} es la temperatura de referencia y T es la temperatura del sistema. Los valores de referencia son constantes para la construcción de la curva de bajo riesgo y la curva de alto riesgo. En la Tabla 7 presentan los valores de cada uno de los parámetros.

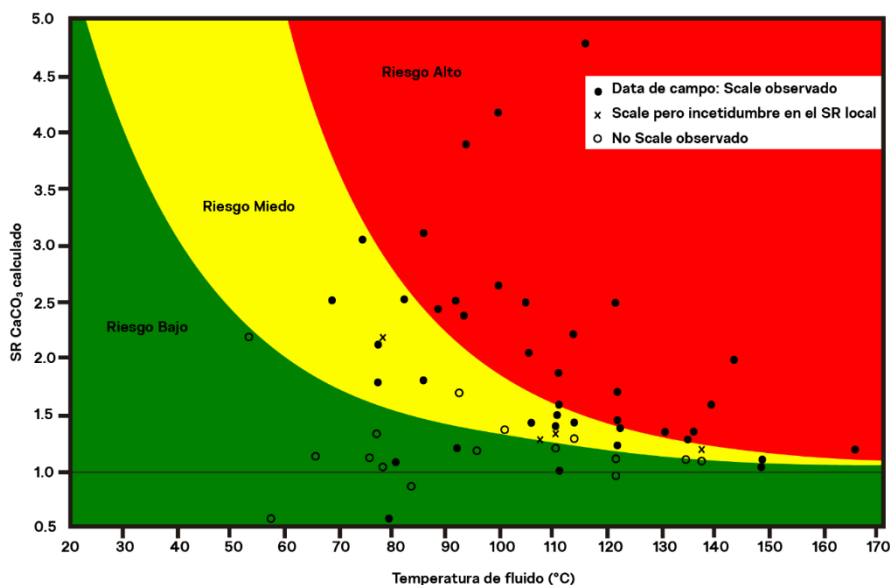


Figura 7. Diagrama de riesgo operacional. Tomado y traducido de Ramstad et al. (2020).

Tabla 7. Parámetros que definen la curva de alto riesgo y bajo riesgo. Tomado de Ramstad et al. (2020).

Parámetro	Bajo riesgo	Alto riesgo
SR_{ref}	1.25	1.6
T_{ref} (°C)	110	110
E_a (kJ/mol)	30	40

Para describir las tres zonas del diagrama de riesgo operacional se emplea el tiempo de inducción (t_i) para el $CaCO_3$; el cual hace referencia al tiempo necesario para precipitar todo el $CaCO_3$ a las condiciones termodinámicas del sistema. Dependiendo de la saturación del mineral y de la temperatura del sistema, el tiempo puede ser un valor exageradamente grande (sin precipitación) o un valor muy pequeño (precipitación instantánea) (Ramstad et al., 2005).

De acuerdo con los resultados de las pruebas de laboratorio que realizaron Ramstad et al. (2005), la temperatura tiene un gran impacto en el tiempo de inducción, donde se observa que, a valores mayores de 100 °C, con una supersaturación menor a 3.5, el tiempo de inducción es menor a los 1000 minutos, tiempo que tiende a ser mucho mayor a temperaturas menores a los 100 °C

(Andritsos et al., 1996; Nancollas & Reddy, 1971; Y. Zhang & Dawe, 1998). Adicionalmente, los autores establecieron una relación para poder determinar el tiempo de inducción del carbonato de calcio en función de la supersaturación a ciertas temperaturas en específico, tal y como se presenta en la ecuación (2.53).

$$\ln \left[t_i SR^{0.25} (SR - 1)^{0.75} \right] = \ln K + \left(\frac{B}{4} \frac{1}{(\ln SR)^2} \right) \quad (2.53)$$

Donde K es un parámetro cinético, B es un factor termodinámico, y SR es la relación de supersaturación. Ramstad et al., (2005), propusieron valores para los parámetros K y B , los cuales fueron obtenidos a partir de una regresión lineal de datos experimentales y son reportados en la Tabla 8.

Tabla 8. *Parámetro cinético y termodinámico para ciertas temperaturas en específico. Tomado de Ramstad et al. (2005).*

Temperatura (°C)	$K \cdot 10^3$	B
85	4.2	28.6
100	0.7	22.8
115	12.7	1.9
130	5.2	0

2.4. Modelo de daño a la formación ocasionado por CaCO₃

Para el modelamiento del impacto que genera la formación de las escamas minerales en el yacimiento, no solo se necesita conocer el estado termodinámico de las sales, sino también el comportamiento que presentan para su depositación. Varios autores han propuesto modelos que permite entender el proceso de depositación de las sales minerales en pozos donde se realiza inyección de agua y se presenta incompatibilidades entre las aguas de formación y de inyección (Chang & Civan, 2007; Civan, 2004; Civan et al., 1989; A. S. Fadairo et al., 2008; Garcia, 2017; Guanacas Arias & Ramirez Paez, 2014; Kalantari-Dahaghi, A. Moghadasi, J. Gholami, 2006; Safari & Jamialahmadi, 2014)

La mayoría de los modelos que se han desarrollado están basados a partir de pruebas experimentales, las cuales permiten determinar parámetros específicos de cada modelo para el cálculo de la variación de la permeabilidad debido al daño generado por la precipitación y depositación del CaCO₃. Por lo tanto, estos modelos están sujetos a las condiciones de evaluación de las pruebas de laboratorio para determinar la afectación de la porosidad y permeabilidad. Dada la importancia de comprender como varía la porosidad debido a la formación de sólidos en el medio poroso, la expresión que ha sido más usada por los autores nombrados anteriormente es la

propuesta por Civan et al. (1989), la cual permite determinar la variación de la porosidad en función de la disminución de la permeabilidad (ecuación (2.54)).

$$\left(\frac{\phi_s}{\phi_0}\right) = \left(\frac{k_s}{k_0}\right)^{\frac{1}{3}} \quad (2.54)$$

Donde ϕ_s es la porosidad instantánea, ϕ_0 es la porosidad inicial, k_s es la permeabilidad instantánea y k_0 es la permeabilidad inicial.

2.4.1. Modelo de Civan

Civan (2004) propuso un primer modelo que permite predecir la declinación de la producción debido a la depositación de sólidos orgánicos e inorgánicos para flujo radial en zonas aledañas a la cara de la formación. El modelo está basado en la disminución de la permeabilidad debido al taponamiento de la garganta de los poros la cual presenta un decaimiento exponencial. La expresión matemática que desarrolló para determinar la variación de la permeabilidad debido a la depositación de sólidos en el medio poroso se presenta en la ecuación (2.55).

$$\frac{K}{K_0} = e^{-a\varepsilon} \quad (2.55)$$

Donde a es una constante empírica, ε es el volumen ocupado por el sólido depositado, K es la permeabilidad de la zona dañada y K_0 es la permeabilidad inicial. El volumen ocupado por los sólidos depositados se determina a través de la ecuación (2.56).

$$\varepsilon = \frac{1}{a} \ln \left[\frac{1}{1 - \left(\frac{abq^2 t}{r^2} \right)} \right] \quad (2.56)$$

Donde q es el caudal del fluido, t es el tiempo, r es el radio de daño, y b es un parámetro empírico. A partir de las ecuaciones (2.55) y (2.56), Civan (2004), desarrolló la ecuación (2.57), útil para la determinación de la saturación del *scale*.

$$S_s = \frac{1}{a'} \ln \left\{ 1 + \left[\frac{a' q^2 \left[\frac{dC}{cP} \right]_r B_w \mu_w t}{4\pi^2 h^2 \phi_0 k_0 (1 - S_{wi})} \right] \frac{t}{r^2} \right\} \quad (2.57)$$

Donde $a' = -a\phi_i(1 - S_{wi})$, $\left[\frac{dC}{dP}\right]_T$ es la variación de la concentración del sólido en función de la presión, B_w es el factor volumétrico del agua, μ_w es la viscosidad del agua, h es el espesor de la formación, ϕ_0 es la porosidad, k_0 es la permeabilidad, y S_{wi} es la saturación del agua.

2.4.2. Modelo de Fadairo

Fadairo et al. (2009), propusieron un modelo basado en la transferencia másica de partículas a través del medio poroso con el propósito de determinar la disminución de la permeabilidad de acuerdo con la saturación del sólido. La propuesta desarrollada por Fadairo et al. (2009), se basa en el modelo de Civan (2004), el cual es modificado a través de la incorporación de un coeficiente de daño (λ_ϕ) con el objetivo de tener en cuenta la velocidad de depositación. En la ecuación (2.58) se observa la expresión matemática que desarrolló para el cálculo de la saturación del *scale*.

$$S_s = \frac{q^2 \left[\frac{dC}{cP}\right]_T B_w \mu_w t \lambda_k}{4\pi^2 r_s^2 h^2 \phi_0 \lambda_\phi k_0 \rho (1 - S_{wi})} \quad (2.58)$$

Donde q es el caudal de agua, $\left[\frac{dC}{dP}\right]_T$ es la variación de la concentración del sólido en función de la presión, B_w es el factor volumétrico del agua, μ_w es la viscosidad del agua, r_s es el radio de daño, h es el espesor de la formación, ϕ_0 es la porosidad, k_0 es la permeabilidad, ρ es la densidad del agua y S_{wi} es la saturación del agua.

Para determinar el grado de afectación que presenta el volumen poroso en función de la saturación del *scale*, Fadairo et al. (2009), a través de la ecuación (2.59) propusieron calcular la disminución de la porosidad instantánea.

$$\frac{\phi_s}{\phi_0} = 1 - \left[\lambda_\phi S_s (1 - S_{wi}) \right] \quad (2.59)$$

Donde ϕ_s es la porosidad instantánea a un determinado tiempo.

A partir del modelo propuesto por Civan et al. (1989), para el cálculo de la permeabilidad dañada en función de la porosidad instantánea ecuación (2.54), Fadairo et al. (2009), describieron

a través de las ecuaciones (2.60) y (2.61) la metodología para el cálculo de la permeabilidad dañada y del factor *skin*, respectivamente.

$$K_s = K_0 \left[1 - \lambda_\phi S_S (1 - S_{wi}) \right]^3 \quad (2.60)$$

$$s = \left\{ \left[1 - \lambda_\phi S_S (1 - S_{wi}) \right]^{-3} - 1 \right\} \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (2.61)$$

Donde K_s es la permeabilidad de la zona dañada (mD), S es el *skin*, r_s es el radio de daño (ft), y r_w es el radio del pozo (ft). Para la determinación de la caída de presión, se hace uso de la definición de Paris de Ferrer (2009), la cual está en función del *skin* de la zona alterada, y reemplazando el término *skin* por el que se tiene de la ecuación (2.61), la expresión se formularía mediante la ecuación (2.62).

$$\Delta P_s = \frac{q_w B_w \mu_w}{2\pi h k_w} \left\{ \left[1 - \lambda_\phi S_S (1 - S_{wi}) \right]^{-3} - 1 \right\} \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (2.62)$$

2.4.3. Modelo de Guanacas y Ramírez

Guanacas y Ramírez (2014) en la investigación que realizaron encontraron falencias en el desarrollo matemático del modelo de Fadairo et al. (2009), por lo que propusieron una modificación de este último para mejorar la obtención de los resultados. La expresión matemática a la que llegaron se presenta en la ecuación (2.63).

$$\phi_s = \phi_0 - \frac{q_w^2 \left[\frac{dC}{dP} \right]_T B_w \mu_w e^{(3K_{dep} Ct)}}{4\pi^2 r_s^2 h^2 K_0 \rho (3K_{dep} C)} \quad (2.63)$$

Donde ϕ_s es la porosidad instantánea, ϕ_0 es la porosidad inicial, q_w es el caudal de agua, $\left[\frac{dC}{dP} \right]_T$ es la variación de la concentración del sólido en función de la presión, B_w es el factor volumétrico del agua, μ_w es la viscosidad del agua, r_s es el radio de daño, h es el espesor de la formación, k_0 es la permeabilidad, ρ es la densidad del agua, S_{wi} es la saturación del agua, K_{dep} es la rata constante de depositación, C es la concentración de la sal, y t es el tiempo.

De acuerdo con Fadairo et al. (2009), la permeabilidad de la zona dañada está en función de la saturación del scale, por lo que Guanacas y Ramírez (2014) determinan la saturación del *scale* a través de la ecuación (2.64).

$$S = \frac{q_w^2 \left[\frac{dC}{dP} \right]_r B_w \mu_w e^{(4K_{dep} C t)}}{4\pi^2 r_s^2 h^2 K_0 \phi_0 \rho (1 - S_{wi}) \frac{4}{3} (3K_{dep} C)} \quad (2.64)$$

Para el cálculo de la permeabilidad dañada y la caída de presión por la depositación de la sal mineral, se hace uso de la ecuación (2.60) y de la ecuación (2.62) propuesta por Fadairo (2009).

Cuando en el yacimiento hay más de una sal mineral precipitada, Guanacas y Ramírez (2014) propusieron para el cálculo de la permeabilidad de daño total, el skin total y la caída de presión total las ecuaciones (2.65), (2.66) y (2.67) respectivamente.

$$K_{STotal} = K_0 - \sum_{i=1}^n K_{Si} \quad (2.65)$$

$$S_{Total} = \sum_{i=1}^n S_i \quad (2.66)$$

$$\Delta P_{STotal} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{Si} \quad (2.67)$$

Donde n es el número de componentes sal mineral que se encuentran precipitados en el agua de formación.

2.4.4. Modelo de García

García (2017) a través de pruebas encontró una gran diferencia entre los datos experimentales y los datos calculados empleando el modelo de Fadairo et al. (2009), por lo tanto, a partir de los resultados propusieron la ecuación (2.68), que representa de mejor manera la depositación de escamas de CaCO_3 . El modelo propuesto permite determinar la variación de la permeabilidad en función de parámetros petrofísicos e hidrodinámicos del fluido. La expresión matemática se presenta en la ecuación (2.68).

$$\frac{K}{K_i} = \left(a - b \left(\frac{Qt}{AL\phi} \right) \right)^2 \quad (2.68)$$

Donde K es la permeabilidad de daño (mD), K_i es la permeabilidad inicial (mD), Q_w es el caudal de agua (cm^3/s), t es el tiempo (segundos), A es el área transversal del núcleo (cm^2), L es la longitud del núcleo (cm) y ϕ es la porosidad. El parámetro a (ecuación (2.69)) está en función de la permeabilidad absoluta, y el parámetro b (ecuación (2.70)) está en función de la

concentración de carbonato de calcio precipitado (ppm), caudal de inyección de agua (cm³/min) y permeabilidad absoluta (mD).

$$a = 1.03895 - 0.0383312K_{abs} \quad (2.69)$$

$$b = \ln \left[1.06096 - (0.00489251\Psi_{\max} K_{abs}) - (0.0122807v^2) - (0.0108093K_{abs}^2) \right] \quad (2.70)$$

Donde K_{abs} es la permeabilidad inicial (mD), Ψ_{\max} es la cantidad de carbonato de calcio precipitado (ppm), y v es el caudal de inyección de agua (cm³/min). Para la determinación de la cantidad de CaCO₃ depositado, García (2017), propuso la correlación dada por la ecuación (2.71).

$$\Omega_{CaCO_3} = 12.348 + (6.03732\Psi_{\max}) + (1.52491v) + (0.91145K_{abs}) \quad (2.71)$$

Donde Ω_{CaCO_3} es la cantidad de carbonato de calcio depositado en el medio poroso.

2.4.5. Modelo de Jamialahmadi y Safari

Los modelos descritos anteriormente, se utilizan cuando se ha desarrollado pruebas experimentales que permitan determinar los parámetros de ajustes de cada ecuación. De lo que se ha encontrado en el estado del arte, Mohammad y Hossein (2014) fueron los primeros en proponer un modelo analítico que tiene en cuenta factores hidrodinámicos para predecir la depositación de scales. Este último modelo permite determinar la variación de la porosidad en función de la velocidad de reacción del mineral, y se expresa en la ecuación (2.72).

$$\dot{m}_p = \beta \left[\frac{1}{2} \left(\frac{\beta}{k_r} \right) - \sqrt{\left(\frac{\beta}{2k_r} \right)^2 + \frac{\beta}{k_r} (C_{sb} - C_s^*) + (C_{sb} - C_s^*)} \right] \quad (2.72)$$

Donde $\dot{m}_p \left(\frac{kg}{m^2 s} \right)$ es la velocidad de transferencia de masa, β es el coeficiente de transferencia de masa, k_r es la velocidad de reacción, $(C_{sb} - C_s^*)$ es la concentración de la sal precipitada (es el término termodinámico del modelo). El coeficiente de transferencia de masa es el término hidrodinámico del modelo, y se determina mediante la expresión (2.73).

$$\beta = \frac{1.09u}{\phi} \left(\frac{(u)(dp)}{D} \right)^{-2/3} \quad (2.73)$$

Donde u es la velocidad del fluido, ϕ es la porosidad del medio, d_p es el diámetro de la partícula donde se depositará la sal mineral, y D es el coeficiente de difusión. La velocidad de reacción, K_r , es el término cinético y se determina a partir de la ecuación tipo Arrhenius (ecuación (2.74)) propuesta por Moghadasi (2017).

$$K_r = 9.8 * 10^{11} e^{\frac{-98580}{RT}} \quad (2.74)$$

Donde R es la constante universal de los gases, y T es la temperatura. La cantidad depositada de acuerdo con la ecuación (2.75), está en función del área superficial de deposición (Área superficial de todos los granos pertenecientes en el volumen de control) y del tiempo transcurrido.

$$m_p = \frac{6(1-\phi_0)V_b}{d_p} \dot{m}_p t \quad (2.75)$$

Donde m_p (kg) es cantidad precipitada, V_b (m^3) es el volumen de control y d_p (m) es el diámetro de partícula.

Todos los modelos descritos, han sido desarrollados para la determinación de la variación de la permeabilidad debido a la deposición de escamas minerales en pozos inyectoros de agua. Por tal razón, estos modelos no son aplicables para la predicción de la precipitación y deposición de scale en pozos productores, debido a que la dinámica de ocurrencia de estos fenómenos difiere con la naturaleza de los pozos productores en comparación a lo que ocurre en pozos inyectoros.

Dado lo anterior, es necesario el desarrollo de un modelo que permita determinar el comportamiento de las propiedades petrofísicas del yacimiento (porosidad y permeabilidad) en función de los parámetros que más influyen en la precipitación y deposición de escamas, siendo estos el hidrodinámico, termodinámico y cinético. Por lo tanto, en este trabajo se plantea un novedoso modelo que permite comprender el comportamiento de las escamas minerales en el yacimiento, con el propósito de cuantificar y predecir de una mejor manera el daño que se presenta en la formación por la deposición de sólidos inorgánicos en el medio poroso. Adicionalmente, el modelo desarrollado va de la mano con la teoría del riesgo de precipitación propuesto por Ramstad et al. (2020), el cual propone tres zonas de riesgo de formación de $CaCO_3$ de acuerdo con la relación de saturación (SR) que tiene el agua de producción. Los riesgos que se presentan en cada zona se deben al tiempo de formación de $CaCO_3$ el cual, de acuerdo con su valor, puede representar desde un bajo riesgo hasta un alto riesgo. Por lo tanto, en este modelo se busca predecir la formación de $CaCO_3$ en el medio poroso al introducir los tiempos de formación del mineral para pozos productores.

2.5. Tipos de mallas usadas en la simulación de yacimientos

Para llevar a cabo una mejor implementación de la metodología planteada es necesario tener en cuenta los diferentes tipos de mallas existentes para la simulación de yacimientos, considerando únicamente los métodos tradicionales de distribución de mallas siendo estos la de nodos centrados y nodos distribuidos (Sepulveda Gaona & Escobar Macualo, 2005). En la Figura 8, Figura 9, Figura 10 y Figura 11 se observan los dos tipos de mallas descritas en la Tabla 9 y Tabla 10.

Tabla 9. *Tipos de mallas cartesianas. Adaptado de Sepulveda Gaona & Escobar Macualo (2005).*

Tipo de malla	Distancia entre nodos	Volumen de celda intermedia	Volumen de celda en las fronteras
Malla cartesiana de nodos distribuidos	$\Delta x = \frac{L}{(M-1)}$	$V_{r_i} = A\Delta x$	$V_{r_i} = A \frac{\Delta x}{2}$
Malla cartesiana de nodos centrados	$\Delta x = \frac{L}{M}$	$V_{r_i} = A\Delta x$	$V_{r_i} = A\Delta x$

Donde Δx es la distancia entre los nodos, L es la longitud total de todos los bloques, M es el número de bloques, A es el área transversal de cada bloque y V_{r_i} es el volumen de cada bloque.

Tabla 10. *Tipos de mallas radiales. Adaptado de Sepulveda Gaona & Escobar Macualo (2005).*

Tipo de malla	α	Distancia nodo-nodo	Distancia nodo-frontera
Malla radial de nodos distribuidos	$\alpha = \left(\frac{r_e}{r_w}\right)^{\frac{1}{N-1}}$	$r_{i+1} = \alpha r_i$	$r_{i+1/2} = \frac{(\alpha-1)r_i}{\ln \alpha}$
Malla radial de nodos centrados	$\alpha = \left(\frac{r_e}{r_w}\right)^{\frac{1}{N}}$	$r_{i+1} = \alpha r_i$	$r_{i+1/2} = \frac{(\alpha-1)r_i}{\ln \alpha}$

Donde r_e es el radio externo del último bloque, r_w es el radio del pozo, N es el número de bloques, r_i es el radio del bloque actual, r_{i+1} es el radio del siguiente nodo y $r_{i+1/2}$ es el radio de la siguiente frontera.

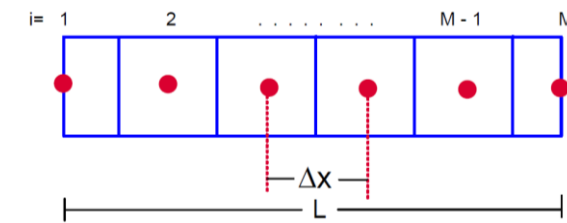


Figura 8 Malla lineal de nodos distribuidos. Tomado de Sepulveda Gaona & Escobar Macualo (2005).

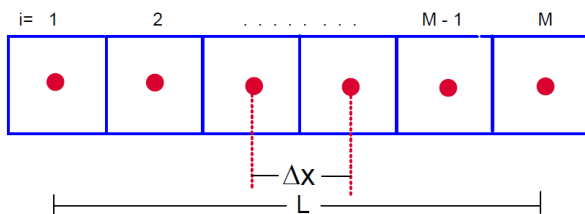


Figura 9 Malla lineal de bloques centrados. Tomado de Sepulveda Gaona & Escobar Macualo (2005).

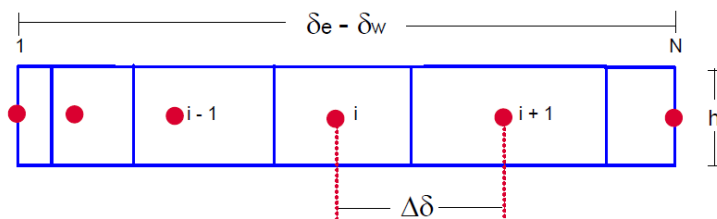


Figura 10 Malla radial de nodos distribuidos. Tomado de Sepulveda Gaona & Escobar Macualo (2005).

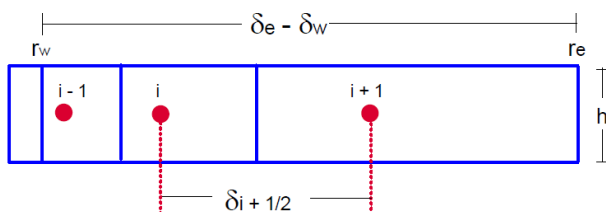


Figura 11 Malla radial de bloques centrados Tomado de Sepulveda Gaona & Escobar Macualo (2005).

Capítulo 3: Metodología

La Figura 12 presenta la estructura metodológica general que permite alcanzar los objetivos planteados. El desarrollo de esta estructura hace posible desarrollar un trabajo ordenado y estratégico, que conduce a conclusiones inequívocas referentes al diagnóstico del daño de formación por depositación de escamas minerales en la formación. Todos los resultados y análisis que se presentarán más adelante se obtuvieron a partir del procesamiento de información recopilada de fuentes externas; sin embargo, de aquí en adelante y dado los fines exclusivamente académicos de esta investigación, serán agrupados como datos de origen de una denominación hipotética llamada campo USCO, que a su vez está constituido por 4 pozos (USCO 1 a 4).



Figura 12. Metodología general de trabajo.

A continuación, se describe brevemente cada etapa de trabajo dentro de la ruta general presentada en la Figura 12.

- **Recopilación información:** Se seleccionó la información más importante y requerida para el análisis del daño a la formación por incrustación de sales minerales, entre las que se incluye: análisis fisicoquímicos del agua, datos históricos de la producción, datos de presiones de fondo, presión promedio del yacimiento, datos de operaciones de *workover*, entre otros.
- **Revisión y análisis de información:** Se llevó a cabo un control de calidad de la información recopilada con el fin de garantizar que los datos seleccionados permitan una evaluación precisa del impacto de las sales en la vida productiva de los pozos del campo USCO. La información fue representada a través de tablas y figuras que permiten un análisis más detallado de los datos disponibles para los cálculos preliminares, los cuales permitirán comprender el comportamiento que presentó cada pozo de acuerdo con los datos de producción, como lo es el *skin* y caída de presión por daño de formación.
- **Tratamiento de datos:** Se planteó un procedimiento para determinar el comportamiento que presenta el CO₂ de acuerdo con la variación de la presión en el yacimiento, además se normalizó la composición fisicoquímica del agua de formación con el propósito de estandarizar los resultados para un mejor análisis.

- **Planteamiento de modelo matemático:** Se desarrolló un modelo matemático para comprender el comportamiento que presentan los iones disueltos en el agua de formación para un pozo productor que presenta un flujo radial y tendencia a incrustar carbonato de calcio en el yacimiento.
- **Análisis de resultados:** A partir de la información disponible, el tratamiento de los datos realizado y del modelo desarrollado, se estudió el comportamiento termodinámico y cinético del carbonato de calcio en los pozos USCO 1, USCO 2, USCO 3 y USCO 4, y el impacto que genera la precipitación del CaCO_3 en las propiedades petrofísicas de la roca y el daño que se puede dar en la formación.
- **Conclusiones y Recomendaciones:** Algunos aspectos destacados fueron presentados al final de este trabajo con el fin de mostrar la aplicabilidad de la metodología desarrollada.

3.1. Recopilación, Revisión y Análisis de información

La información más importante y requerida para el análisis del daño a la formación por incrustación de sales minerales incluye el análisis fisicoquímico del agua, condiciones termodinámicas del yacimiento, estado mecánico del pozo y datos históricos de la producción

3.1.1. Datos de yacimiento, fluidos y pozos

El yacimiento considerado tiene unas características de homogeneidad tal, que permite caracterizar los datos de yacimiento de todo el campo a través de la información de uno de los cuatro pozos que constituyen el campo. Esto, aunque es una suposición no generalizable para el desarrollo práctico de este tipo de estudios, puede ser completado con la información detallada de cada pozo de un campo real, sin afectar la metodología de análisis desarrollada. En esta investigación se consideró que el pozo USCO 3 tiene algunas características de yacimiento similar a los pozos USCO 1, USCO 2 y USCO 4, como se observa en la Tabla 11. Con la diferencia de que los datos de espesor de perforados y radios de cada uno de los pozos, fueron tomados independientemente de los estados mecánicos, como se presenta en la Tabla 12.

Tabla 11. Información de yacimiento campo USCO.

Datos de yacimiento, del aceite y del agua					
Temperatura (°F)	P Promedio (Psi)	K promedio (mD)	ρ_w (g/cm ³)	P burbuja (Psi)	Porosidad
234	4033	90	1.01	991.7	0.12

Tabla 12. Espesor de perforados y radio de cada pozo.

USCO 1		USCO 2		USCO 3		USCO 4	
rw (ft)	Δh Perf. (ft)	rw (ft)	Δh Perf. (ft)	rw (ft)	Δh Perf. (ft)	rw (ft)	Δh Perf. (ft)
0.25	80	0.25	60	0.25	54	0.354	74

Uno de los factores importantes e influyentes en el agua de formación, es la concentración de CO_2 disuelta en la misma; sin embargo, estas mediciones normalmente son medidas en cabeza de pozo, por lo que su capacidad de representar las condiciones de yacimiento puede ser muy discutida. Altos valores de CO_2 , reduce el valor de pH del agua; lo que conducen, a mejores condiciones de disolución de las sales de carbonatos (discutido en la sección 2.3.2.5). Por lo anterior, se seleccionó un valor bajo de concentración de CO_2 , de tal forma que este represente un escenario crítico y promotor de la formación de precipitados de carbonatos. Dado lo anterior, se fijó un valor de 35 mg/L a condiciones de separador (90 °F y 80 psi), como un escenario hipotético que corresponda a condiciones propicias para la formación de incrustaciones de CaCO_3 en el yacimiento.

3.1.2. Datos fisicoquímicos del agua de producción del campo USCO

A continuación, se presenta la información disponible de los diferentes análisis fisicoquímicos reportados para cada pozo del campo USCO. La Tabla 13, Tabla 14, y Tabla 15 presentan los análisis fisicoquímicos de las aguas de producción de los pozos USCO 1, USCO 2 y USCO 4, respectivamente. De la información presentada no se tiene análisis fisicoquímicos del agua de producción del pozo USCO 3; adicionalmente, los datos disponibles de los diferentes pozos presentan algunas inconsistencias relacionadas con la heterogeneidad en valores de los parámetros para un mismo pozo, lo que genera desconfianza en la calidad de la información, siendo esto una característica común en los reportes históricos de caracterización de las aguas de producción de un campo petrolero. Por ejemplo, los datos fisicoquímicos de las aguas de los pozos USCO 2 y USCO 4 corresponden a muestreos y caracterizaciones de periodicidad casi similar; sin embargo, los valores de concentración para el ion HCO_3^- presentó variaciones muy significativas entre el primer y segundo periodo, a partir del cual se observó una tendencia más estable en su concentración.

De manera específica, para el pozo USCO 2; se reportó una concentración del ion HCO_3^- de 366 ppm en la fecha 12 de julio de 2018, pero 20 días posteriores otra muestra presentó un valor de 2318 ppm para este mismo ion, una variación superior al 533% (Ver Tabla 14). Para el pozo USCO 4 se reportó 1720 ppm del ion HCO_3^- el 12 de julio de 2018 y 20 días después se reportó 2074 ppm para este mismo ion, es decir una variación del 20.5% (Ver Tabla 15), lo cual son variaciones anómalas en la concentración de este ion. Por lo anterior, es necesario realizar un tratamiento adecuado de los datos para el desarrollo de la metodología planteada en el capítulo 4.

Tabla 13. Análisis fisicoquímico del agua de producción del pozo USCO 1.

Pozo: USCO 1										
Fecha	Fe ³⁺ (ppm)	SO ₄ ²⁻ (ppm)	Ba ²⁺ (ppm)	HCO ₃ ⁻ (ppm)	Cl ⁻ (ppm)	Ca ²⁺ (ppm)	Mg ²⁺ (ppm)	Sr ²⁺ (ppm)	Na ⁺ (ppm)	K ⁺ (ppm)
24-Mar-11	73.7	85	6.5	488	20669	3042	238	271	10100	327
30-Apr-10	20.0	74.4	8.0	427	23050	3985	246	373	9680	311
27-May-09	0.3	0	4.9	236	20400	4450	757	213	7020	140

Tabla 14. Análisis fisicoquímico del agua de producción del pozo USCO 2.

Pozo: USCO 2										
Fecha	Fe ³⁺ (ppm)	SO ₄ ²⁻ (ppm)	Ba ²⁺ (ppm)	HCO ₃ ⁻ (ppm)	Cl ⁻ (ppm)	Ca ²⁺ (ppm)	Mg ²⁺ (ppm)	Sr ²⁺ (ppm)	Na ⁺ (ppm)	K ⁺ (ppm)
12-Jul-18	4.91	105	9	366	19550	3400	2065	7446	3910	6647
2-Aug-18	1.71	13	1	2318	18400	3920	2381	8584	4508	7663
12-Feb-19	-	-	-	951.6	18610	4448	2702	9741	5115	8695
13-Feb-19	-	13	45	963.8	18580	4440	2697	9723	5106	8680
10-Apr-19	-	168	11	866.2	18420	3644	2213	7980	4190	7124

Tabla 15. Análisis fisicoquímico del agua de producción del pozo USCO 4.

Pozo: USCO 4										
Fecha	Fe ³⁺ (ppm)	SO ₄ ²⁻ (ppm)	Ba ²⁺ (ppm)	HCO ₃ ⁻ (ppm)	Cl ⁻ (ppm)	Ca ²⁺ (ppm)	Mg ²⁺ (ppm)	Sr ²⁺ (ppm)	Na ⁺ (ppm)	K ⁺ (ppm)
12-jul-18	6.00	8	12	1720	20420	3200	1944	7008	3680	6256
2-ago-18	1.60	52	-	2074	20000	4040	2454	8847	4646	7898
30-ene-19	15.86	42	32	2732	20730	3920	2381	8584	4508	7663
12-feb-19	-	-	-	841	20820	4336	2634	9495	4986	8476
13-feb-19	-	5	70	829	20800	4328	2629	9478	4977	8461
15-jul-19	14.40	32	0	512	21780	3456	2099	7568	3974	6756

Los datos del pozo USCO 1 (ver Tabla 13) comparados con los datos de la caracterización fisicoquímica de los pozos USCO 2 y 4, de la Tabla 14 y Tabla 15, respectivamente, se observa una gran diferencia en cuanto a las concentraciones de los iones HCO₃⁻, Mg²⁺, Sr²⁺, Na⁺ y K⁺, lo que puede representar inconsistencias de repetitividad y reproducibilidad respecto a los procedimientos de muestreo y análisis llevados a cabo por distintos laboratorios y analistas, esto debido a que los pozos del campo Arrayán comparten la misma fuente de agua de producción. Lo anterior, permite inferir que de acuerdo con la similitud en los tres últimos análisis de caracterización fisicoquímica del agua de producción los pozos USCO 2 y 4, el agua de formación de todo el campo proviene de un acuífero común, dada la similitud de resultados.

3.1.3. Datos de producción

A continuación, se presenta la información disponible de los históricos de producción para el pozo USCO 1, USCO 2, USCO 3 y USCO 4, donde se tiene el caudal de aceite y agua, y la presión de fondo de pozo diaria. El pozo USCO 1 y USCO 4 presentaron intervenciones a lo largo de todo el tiempo de producción, las cuales se dedujeron a partir del aumento de la producción de aceite para ciertas fechas en específico. Dado que el estudio está enfocado en la predicción de la precipitación y depositación de CaCO_3 , las intervenciones desarrolladas se consideraron como una estimulación ácida, con el propósito de disolver y remover el carbonato de calcio formado en el yacimiento. Dado lo anterior, las intervenciones se representan por medio de las líneas rojas graficadas en la Figura 13 y Figura 16.

3.1.3.1. Pozo USCO 1

Los datos de producción del pozo USCO 1 se presentan en la Figura 13.

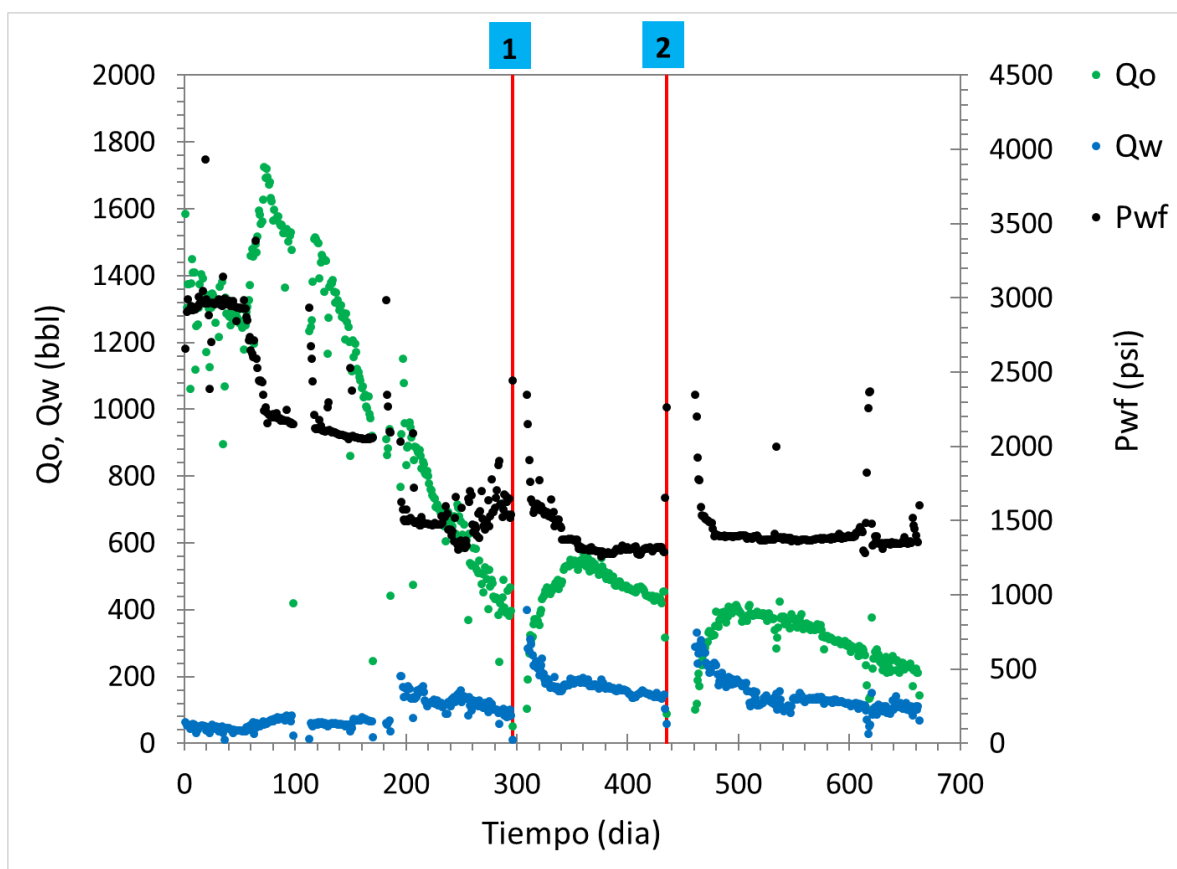


Figura 13. Histórico de producción pozo USCO 1.

3.1.3.1. Pozo USCO 2

Los datos de producción del pozo USCO 2 se presentan en la Figura 14.

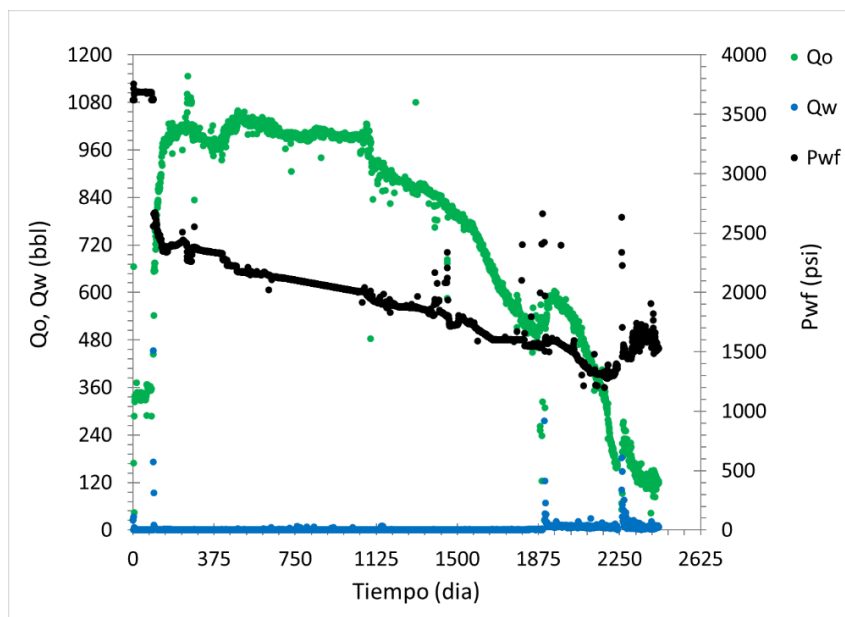


Figura 14. Histórico de producción pozo USCO 2.

3.1.3.2. Pozo USCO 3

Los datos de producción del pozo USCO 3 se presentan en la Figura 15.

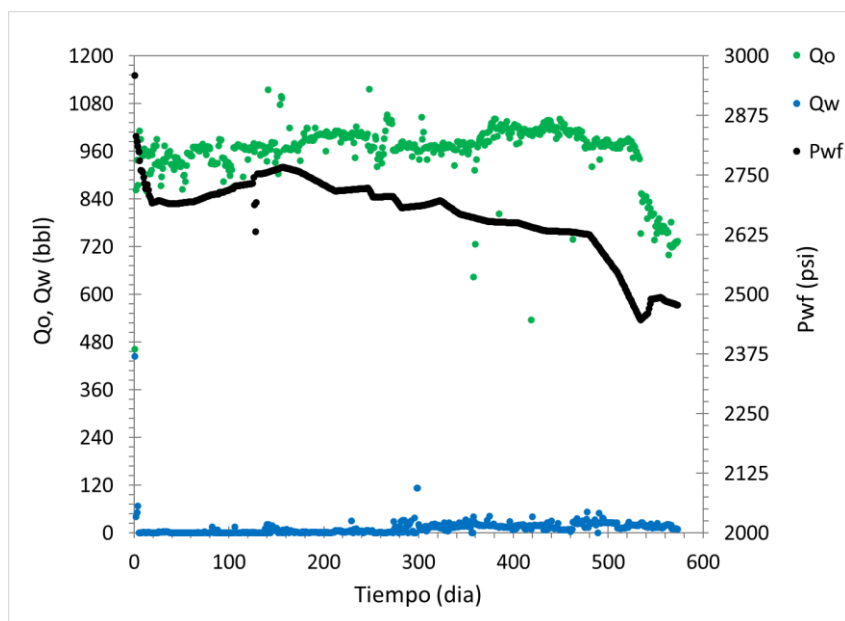


Figura 15. Histórico de producción pozo USCO 3.

3.1.3.3. Pozo USCO 4

Los datos de producción del pozo USCO 4 se presentan en la Figura 16.

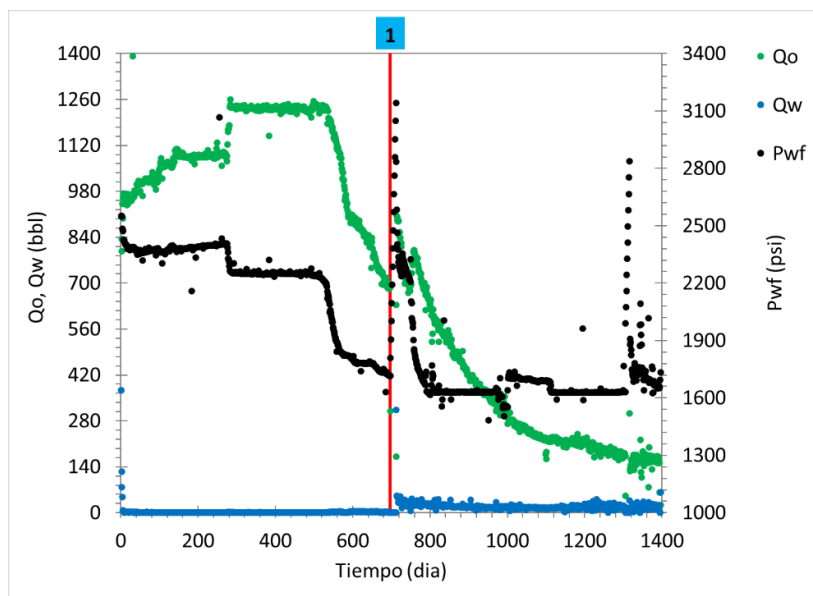


Figura 16. Histórico de producción pozo USCO 4.

3.1.4. Cálculo del skin por flujo bifásico

Para conocer el comportamiento que presentan los pozos a lo largo de su producción se hace necesario el cálculo del *skin*. Para eso se hace uso de la ecuación de estado pseudoestable con presión promedio de yacimiento planteada en la Tabla 2. Como se tiene una ecuación para flujo de aceite y otra para flujo de agua y cada una tiene la incógnita de saturación de agua y *skin*, la solución de estas dos incógnitas se determina a partir del método numérico Newton Raphson, el cual permite solucionar un sistema de dos ecuaciones no lineales con dos incógnitas.

El cálculo del *skin* se realiza con el propósito de conocer si el pozo va presentando un aumento o una disminución del daño a lo largo del tiempo. Para cuantificar el daño ocasionado es necesario la determinación del gradiente de presión (ecuación (3.1)), el cual permite calcular la caída de presión que se da en el yacimiento debido al taponamiento del medio poroso por la precipitación y depositación de sólidos.

$$\Delta P_{skin} = 141.2 \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{kh} \right)_s \quad (3.1)$$

A continuación, se analizará el comportamiento de la caída de presión para los cuatro pozos que son objeto de estudio.

3.1.4.1. Pozo USCO 1

En la Figura 17 se observa el comportamiento de la caída de presión que presenta el pozo USCO 1, el cual permite identificar tres periodos, los cuales están delimitados por las intervenciones realizadas. Estas intervenciones ocasionan una disminución en la caída de presión; sin embargo, no fueron eficaces debido a que la disminución en la caída de presión fue muy poca, es decir, el daño ocasionado en todo el tiempo de producción no fue removido completamente. Para el periodo tres (3) se observa que el incremento en la caída de presión tiende a disminuir (aumenta de manera leve), debido a que posiblemente se aplicó un inhibidor de escamas orgánicas/inorgánicas. Contrario al comportamiento que presenta la caída de presión, el skin tiende a incrementar después de cada intervención, lo cual se le puede atribuir al aumento del caudal de agua y disminución del caudal de aceite (ver Figura 13), por lo tanto, el incremento del daño que se está observando se debe a la disminución de la permeabilidad relativa del aceite y el aumento de la permeabilidad relativa del agua. Dado lo anterior, el pozo presentó el mayor daño por precipitación y deposición de sólidos en el primer periodo, debido a que, se presenta un incremento del skin y de la caída de presión. Por lo tanto, los resultados a obtener del skin ocasionado por la depositación de inorgánicos en el medio poroso, presentará un mayor incremento en el primer periodo.

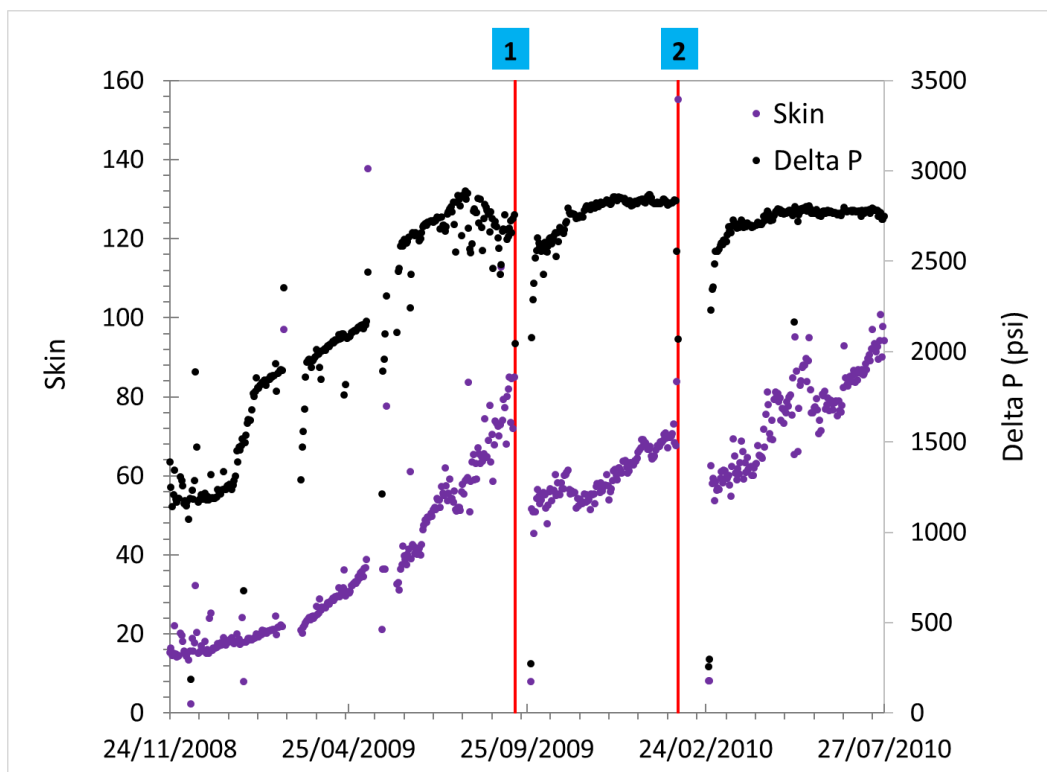


Figura 17. Skin y delta de presión por daño para el pozo USCO 1.

3.1.4.2. Pozo USCO 2

De igual manera que en el pozo USCO 1, en la Figura 18 se observa el comportamiento de la caída de presión del pozo USCO 2. A pesar de presentar un mayor tiempo de producción que el pozo USCO 1, este no presenta ninguna intervención, por lo que se deduce que, la tasa de incremento de daño ocasionado por los *scales* orgánicos e inorgánicos es menor, ya que para los últimos días de producción este pozo presenta una caída de presión menor a la que tiene el pozo USCO 1. La posible razón que explica la menor velocidad en el incremento de la caída de presión se debe al bajo caudal de agua y aceite que este presenta en comparación con el pozo USCO 1, es decir, el pozo USCO 1 al presentar caudales de aceite por encima de los 1000 bpd y caudales de agua promedio de 80 bpd, ocasionó una mayor precipitación/depositación de orgánicos/inorgánicos, provocando un incremento en la caída de presión en un tiempo temprano. Además de los caudales de agua y aceite, otra razón que explica este fenómeno es la presión, dado que el pozo USCO 1 operó a presiones de fondo más bajas que el pozo USCO 2, por lo tanto, el potencial de daño por precipitación de sólidos es mayor para el pozo USCO 1, ocasionando una caída de presión mayor en un tiempo menor. Contrario a lo que sucede en el pozo USCO 1, en el pozo USCO 2 se observa un incremento mutuo de la caída de presión y del *skin* en todo el intervalo de producción, por lo tanto, el daño que presenta este pozo se debe exclusivamente a la depositación de sólidos en el medio poroso.

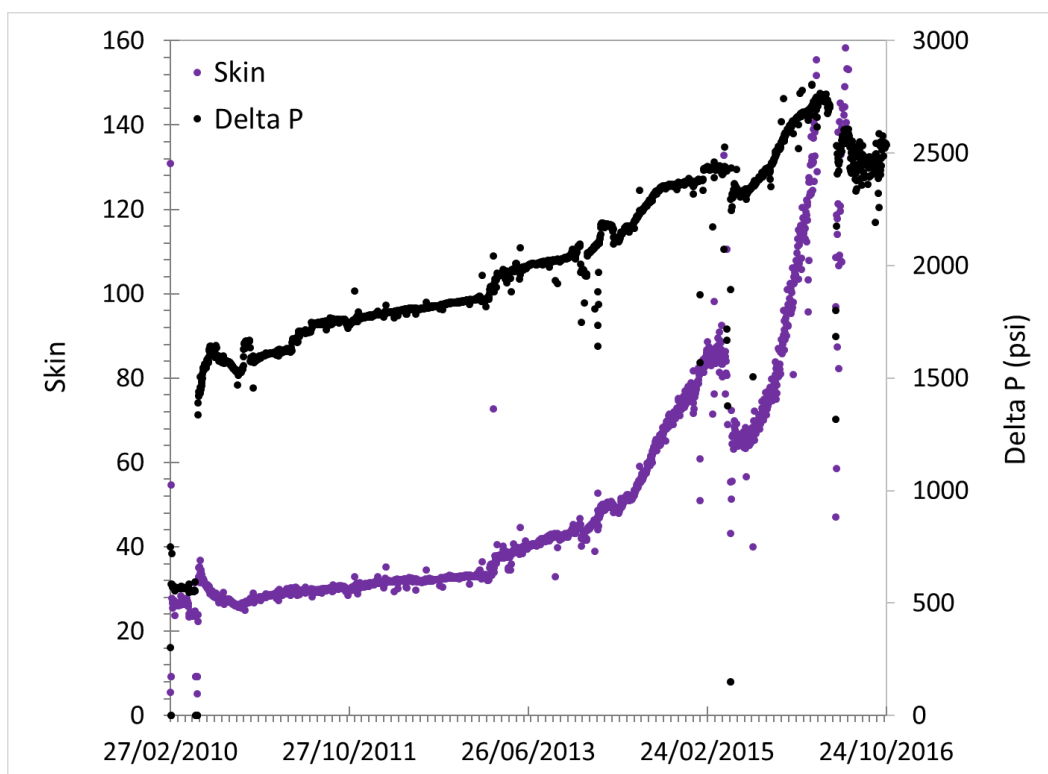


Figura 18. *Pwf* y delta de presión por daño para el pozo USCO 2.

3.1.4.3. Pozo USCO 3

En la Figura 19 se observa el comportamiento que presenta la caída de presión para el pozo USCO 3. A diferencia del pozo USCO 1 y USCO 2, este pozo presenta un comportamiento diferente, el cual para los primeros días de producción se observa una disminución en la caída de presión, a lo que se le puede atribuir a un destaponamiento del medio poroso debido al alto caudal de aceite con el que estuvo produciendo. El taponamiento previo a la producción del pozo se les atribuye a los fluidos de perforación y completamiento, los cuales ocasionaron un daño a la formación. El alto caudal de aceite debió generar un esfuerzo de cizalla sobre los sólidos depositados, desprendiéndolos de la superficie y acarreándolos fuera del yacimiento, explicando la disminución de la caída de presión. Posterior a la disminución de la caída de presión se observa un incremento de esta misma, la cual llega al mismo valor con el que empezó operando, lo cual se debe a la depositación de escamas orgánicas/inorgánicas en el medio poroso conforme la presión de fondo empieza a disminuir. De igual manera que el pozo USCO 2, el pozo USCO 3 además de presentar un incremento en la caída de presión, también se da un incremento del skin, lo cual permite inferir que el daño que se generó se debió a taponamiento del medio poroso y no al cambio de permeabilidades, como ocurrió con el pozo USCO 1, y se puede confirmar mediante la Figura 15, donde se observa un bajo caudal de agua comparado con el alto caudal de aceite con el que estuvo produciendo.

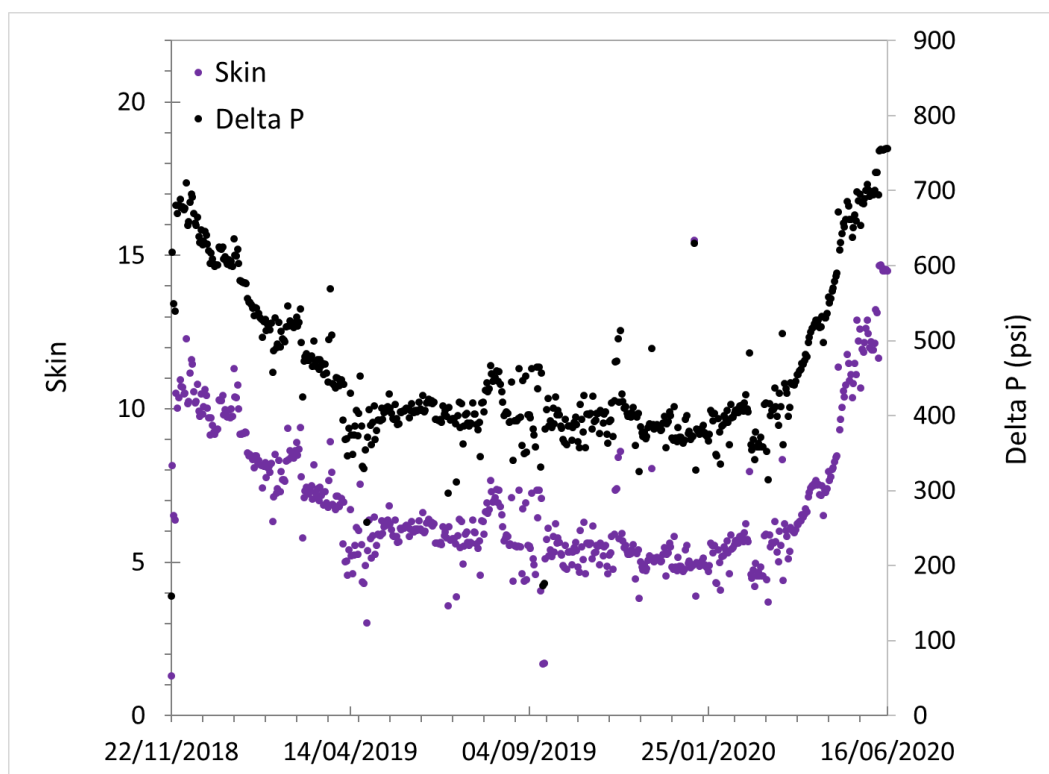


Figura 19. P_{wf} y delta de presión por daño para el pozo USCO 3.

3.1.4.4. Pozo USCO 4

En la Figura 20 se presenta el comportamiento de la caída de presión para el pozo USCO 4. De igual forma que el pozo USCO 1, se observa que después del tratamiento 1 que se le realizó al pozo USCO 4, la caída de presión presenta una disminución drástica por unos días como resultado de la intervención, sin embargo, tiende a incrementar con una velocidad mucho mayor con la que venía incrementando antes del tratamiento, a lo que se le atribuye a un mal procedimiento de la intervención, lo que conllevó a una mala eficacia de la remoción de los sólidos depositados en el medio poroso. Posterior al abrupto aumento de la caída de presión, esta se sigue incrementando de manera leve a lo que se le atribuye a una pequeña cantidad de sólidos orgánicos/inorgánicos depositados debido a la disminución de la presión. A pesar del leve incremento de la presión, el skin si presenta un aumento significativo después del tratamiento, de igual forma como ocurre en el pozo USCO 1, a lo que se le puede atribuir ese comportamiento al cambio de permeabilidades debido al incremento de la producción de agua y disminución de la producción de aceite (ver Figura 16).

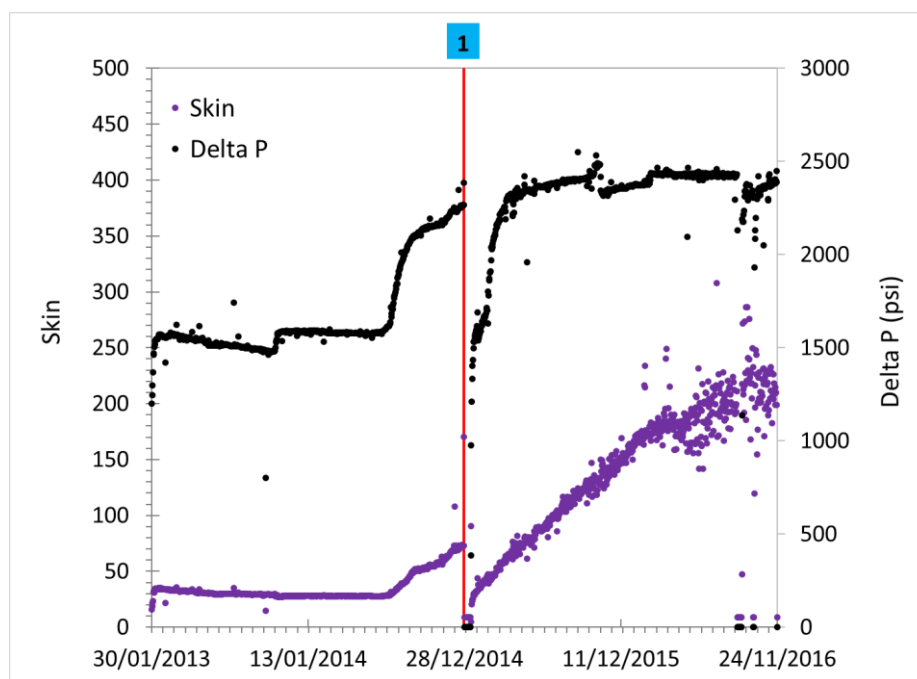


Figura 20. P_{wf} y delta de presión por daño para el pozo USCO 4.

De acuerdo con el análisis anterior, el pozo que presenta el mayor daño debido a la invasión de los fluidos de perforación y completamiento antes de la producción es el pozo USCO 4, con una caída de presión de 1556 psi. Por lo tanto, es el más susceptible a presentar precipitación y depositación de sólidos en el medio poroso, debido a que, para tener la misma producción de aceite que los demás pozos, debe operar a presiones menores. El pozo que presenta la mayor caída de presión debido a la depositación de sólidos orgánicos/inorgánicos en el medio poroso es el pozo USCO 1, el cual presentó una caída de presión máxima de 2800 psi. Esto se le puede atribuir a la

baja presión con el que estuvo operando, provocando una mayor desestabilización termodinámica de los iones presentes en el agua y de los compuestos orgánicos disueltos en el aceite, causando una mayor cantidad de sólidos precipitados y depositados en el medio poroso. Además de la depositación de sólidos, el cambio de permeabilidades debido al aumento del caudal de agua y disminución del caudal de aceite también impactó de manera negativa el potencial del pozo USCO 1 y USCO 4, incrementándose el skin conforme la producción de aceite se iba disminuyendo.

3.2. Planteamiento modelo matemático

Para modelar el comportamiento de la precipitación del CaCO_3 en el yacimiento, es necesario tener en cuenta 3 parámetros que influyen en el proceso de precipitación y depositación, siendo estos el parámetro termodinámico, el parámetro cinético y el parámetro hidrodinámico.

El parámetro termodinámico hace referencia al comportamiento que presentan los iones a ciertas condiciones en específico, y permite determinar el estado de saturación de una solución. Si la solución se encuentra en un estado de sobresaturación, es posible determinar la cantidad máxima que se puede formar de CaCO_3 . El cálculo del índice de saturación se realiza mediante el modelo propuesto por Oddo y Thomson (1994), el cual se explica con detalle en la sección 2.3.2.5 y se presentan los resultados para cada uno de los pozos estudiados en la sección 4.1.1.1.

El parámetro cinético hace referencia a la velocidad de reacción química que ocurre para que se precipite toda la sal que se encuentra sobresaturada. Recordando que la velocidad de reacción del CaCO_3 está en función del grado de saturación de la solución (sección 2.3.4), es necesario determinar primero el parámetro termodinámico para calcular el tiempo que se necesita para que se precipite todo el CaCO_3 . El modelo utilizado en este trabajo es el propuesto por Ramstad et al. (2005), el cual se aplica para pozos que presentan una temperatura superior a los 100 °C. En la sección 2.3.4 se explica a detalle la definición del tiempo que se necesita para que se precipite todo el CaCO_3 , y se determina mediante la ecuación (2.53).

El parámetro hidrodinámico hace referencia a la velocidad que presenta el fluido en el medio poroso. Se expresa por medio del tiempo hidrodinámico (t_{hi}), el cual se define como el tiempo que se demora el fluido en pasar por cada nodo de la malla, por lo tanto, está en función del caudal de agua y el área transversal del bloque. Su definición matemática, a diferencia del parámetro termodinámico y cinético, no está definido, debido a que, depende del tipo de malla y del tipo de flujo considerado.

Dado que el parámetro hidrodinámico está en función del tipo de malla, y la definición presentada es diferente a la que propone Safari & Jamialahmadi (2014) en la sección 2.4.5, en la sección 3.2.1 se presenta el procedimiento desarrollado para definir matemáticamente el tiempo hidrodinámico del fluido (t_{hi}).

3.2.1. Parámetro hidrodinámico

3.2.1.1. Tipo de malla usada

El tipo de malla usada para llevar a cabo la simulación fue una malla radial de nodos distribuidos (Tabla 10), con el propósito de calcular la presión, velocidad del fluido en el medio poroso y concentración de CaCO_3 precipitado a diferentes radios de drene, y poder estimar la cantidad depositada en cada una de las celdas que describen el intervalo espacial de simulación. La ecuación (3.2) se utiliza para la determinación de la presión de cada uno de los nodos de la malla construida.

$$(P_{wf})_i = P_{prom} - \frac{Q_w \mu_{wi} [\ln(r_e/r_i) - 0.75 + S_i]}{0.00708 K_w h} \quad (3.2)$$

Donde $(P_{wf})_i$ es la presión de cada nodo en psi, P_{prom} es la presión promedio del yacimiento en psi, Q_w es el caudal de agua en bpd, μ_{wi} es la viscosidad del agua en cada nodo en cp, r_e es el radio de drene en ft, r_i es el radio de cada nodo en ft, S_i es el daño que hay en cada nodo, K_w es la permeabilidad efectiva del agua en mD y h es la altura de la capa interés en ft.

3.2.1.2. Velocidad del fluido y tiempo en cada nodo

Dado que la malla a trabajar es de tipo radial, la velocidad del fluido será diferente en cada uno de los nodos, debido a que, el área transversal promedio que presenta cada bloque será cada vez menor conforme el radio de cada nodo se hace menor. Por lo que se hace necesario el cálculo de la velocidad que presenta el fluido en cada uno de los bloques para poder entender como es el comportamiento hidrodinámico del agua en el yacimiento. Para el cálculo de la velocidad del fluido, se debe tener en cuenta el caudal de producción de agua y el área transversal promedio de cada bloque. El primer parámetro se obtiene de los datos de producción reportado por los ingenieros de campo, y el segundo se determina a partir de los radios de las fronteras de cada bloque (obtenidos a partir de la construcción de la malla radial de nodos distribuidos). La expresión (3.3) describe matemáticamente lo explicado anteriormente.

$$(V_f)_i = Q_w / (\phi(A_T)_i) \quad (3.3)$$

Donde $(V_f)_i$ es la velocidad del fluido en cada nodo en ft, Q_w es el caudal de agua en ft^3/s , $(A_T)_i$ es el área transversal promedio de cada nodo en ft^2 , y ϕ es la porosidad del yacimiento.

Para una malla de tipo radial con nodos distribuidos, los nodos pertenecientes a los límites del yacimiento (radio del pozo y radio externo del yacimiento) solo presentan un límite que comparten con el nodo posterior (para el radio de pozo) o con el nodo previo (para el radio externo del pozo) (ver Figura 10), por lo que, el área transversal promedio para el nodo perteneciente al radio del pozo se determina mediante la expresión (3.4) y para el nodo perteneciente al radio externo del yacimiento se determina mediante la expresión (3.5).

$$(A_T)_i = \pi h (r_w + r_{i+1/2}) \quad (3.4)$$

$$(A_T)_i = \pi h (r_e + r_{i-1/2}) \quad (3.5)$$

Donde h es la altura en ft, r_w es el radio del pozo en ft, $r_{i+1/2}$ es el radio del nodo posterior al nodo del radio del pozo en ft, r_e es el radio externo del yacimiento, y $r_{i-1/2}$ es el radio del nodo previo al nodo del radio externo del yacimiento. La determinación del área transversal promedio para cada uno de los nodos ubicados en el centro de la malla se realiza mediante la expresión (3.6).

$$(A_T)_i = \pi h (r_{i-1/2} + r_{i+1/2}) \quad (3.6)$$

Remplazando la ecuación (3.4), (3.5) y (3.6) en la ecuación (3.3), se obtiene la ecuación (3.7) la cual permite determinar la velocidad del fluido para el nodo correspondiente al radio del pozo, la ecuación (3.8) para determinar la velocidad del fluido para los nodos ubicados en el centro de la malla, y la ecuación (3.9) para calcular la velocidad del fluido para el nodo correspondiente al radio de drenaje máximo.

$$(V_f)_i = Q_w / \pi h \phi (r_w + r_{i+1/2}) \quad (3.7)$$

$$(V_f)_i = Q_w / \pi h \phi (r_e + r_{i-1/2}) \quad (3.8)$$

$$(V_f)_i = Q_w / \pi h \phi (r_{i-1/2} + r_{i+1/2}) \quad (3.9)$$

Para el cálculo del th_i , se hace uso de las expresiones matemáticas (3.10), (3.11) y (3.12).

$$th_i = (r_{i+1/2} - r_w) / (V_f)_i \quad (3.10)$$

$$th_i = (r_e - r_{i-1/2}) / (V_f)_i \quad (3.11)$$

$$th_i = (r_{i+1/2} - r_{i-1/2}) / (V_f)_i \quad (3.12)$$

Sustituyendo las ecuaciones (3.7), (3.8) y (3.9) en las ecuaciones (3.10), (3.11) y (3.12), se obtiene la ecuación (3.13) la cual permite determinar el tiempo que se demora el fluido en pasar por el nodo correspondiente al radio del pozo, la ecuación (3.14) corresponde a los nodos ubicados en el centro de la malla, y la ecuación (3.15) corresponde al nodo del radio de drene máximo.

$$th_i = \pi h \phi (r_{i+1/2}^2 - r_w^2) / Q_w \quad (3.13)$$

$$th_i = \pi h \phi (r_e^2 - r_{i-1/2}^2) / Q_w \quad (3.14)$$

$$th_i = \pi h \phi (r_{i+1/2}^2 - r_{i-1/2}^2) / Q_w \quad (3.15)$$

3.2.2. Comportamiento del parámetro hidrodinámico y parámetro cinético

Como se discutió en la sección 3.2.1, el parámetro hidrodinámico hace referencia a th_i , el cual se define como el tiempo que se demora el fluido en pasar de un nodo a otro; por lo tanto, este dependerá exclusivamente de las características de la malla, del caudal de agua de producción y del espesor de la formación. Dado el interés de conocer el comportamiento hidrodinámico del fluido en el medio intersticial para el modelamiento de la cantidad precipitada y depositada de CaCO_3 en el yacimiento, se debe realizar un perfil donde se visualice la variación que presenta el th_i , en función del radio de drene.

De igual manera que el parámetro hidrodinámico, también se definió el t_{fi} , de CaCO_3 , el cual hace referencia al tiempo que se necesita para que se precipite toda la sal. Para comprender el comportamiento que este presenta de acuerdo con la variación de la SR de CaCO_3 en el agua de producción, es necesario estudiar este parámetro en dos escenarios que presenten diferentes SR, siendo el primero un escenario de bajo riesgo el cual consiste en una $SR = 1.03$, y un escenario de alto riesgo el cual consiste en una $SR = 1.6$.

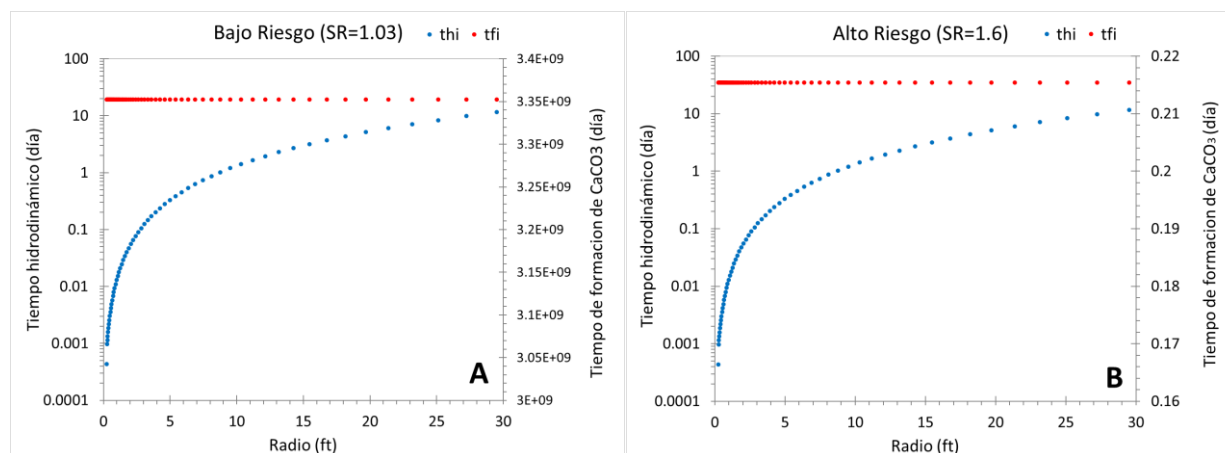


Figura 21. Comportamiento del: A. Tiempo hidrodinámico (th_i). B. tiempo de formación de CaCO_3 (t_{fi}).

En la Figura 21-A se observa el comportamiento que presentan t_{hi} y t_{fi} de CaCO_3 en un escenario de bajo riesgo, en un perfil de radio de drene. De los dos parámetros graficados, solo el t_{hi} varía de acuerdo con el radio de drene, esto se debe a que, al ser una malla radial la velocidad del fluido se va incrementando conforme el radio se va disminuyendo, causando una disminución en el t_{hi} . A diferencia del t_{hi} , el valor de t_{fi} de CaCO_3 no depende del radio de drene, debido a que, este se calcula a partir del SR máximo que presenta el agua en un día, es decir, a la presión que se tiene en la cara de la formación. Dado que el escenario trabajado presenta un valor de la SR de 1.03, el t_{fi} de CaCO_3 tendrá valores muy altos, esto se debe a que, al haber una SR cerca al valor de equilibrio ($\text{SR} = 1$), la cinética de formación de cristales de CaCO_3 será muy lento; por lo tanto, para un escenario con una SR similar a 1.03 se podría considerar como un escenario libre de precipitación y depositación de este mineral.

En la Figura 21-B se aprecia el comportamiento que presentan el t_{hi} y el t_{fi} de CaCO_3 para un escenario de alto riesgo en un perfil de radio de drene. Con respecto al valor del t_{hi} no se observa ninguna variación, debido a que, no depende del grado de saturación de CaCO_3 en el agua; por lo tanto, presenta el mismo comportamiento al del escenario de bajo riesgo. A diferencia del t_{hi} , el t_{fi} de CaCO_3 si presenta una gran disminución en su valor, esto se debe a que, al aumentar la SR a valores cercanos a la zona de alto riesgo, definido por Ramstad et al. (2020), la velocidad de reacción se incrementa, ocasionando una disminución en el tiempo de formación de cristales de CaCO_3 .

3.2.3. Factor de precipitación

Para comprender el proceso de precipitación del CaCO_3 en el medio poroso, es necesario tener en cuenta el t_{hi} (parámetro hidrodinámico) y el tiempo de formación del CaCO_3 (t_{fi} - parámetro cinético), debido a que, estos dos influyen fuertemente en la cantidad de la sal que se puede precipitar y depositar en la formación. Dado lo anterior, se hizo necesario definir un factor de precipitación (FP), el cual se expresa matemáticamente por la ecuación (3.16) y es equivalente a la relación entre el tiempo hidrodinámico (explicado en la sección 3.2.1.2) y el tiempo de formación (t_{fi}) para que se dé la precipitación total del CaCO_3 (definido en la sección 2.3.4 y calculado en la sección 4.1.5).

$$FP = \frac{\text{Tiempo hidrodinámico}}{t_{fi}} \quad (3.16)$$

Remplazando las ecuaciones (3.13), (3.14), (3.15) y (2.53) en la ecuación (3.16) se obtienen las ecuaciones (3.17), (3.18) y (3.19), las cuales permite determinar el factor de precipitación del CaCO_3 para cada nodo perteneciente a la malla construida.

$$(FP)_i = \pi h \phi SR^{0.25} (SR-1)^{0.75} (r_{i+1/2}^2 - r_w^2) / \left(Q_w e^{\ln k + (B/4) \ln(SR^2)} \right) \quad (3.17)$$

$$(FP)_i = \pi h \phi SR^{0.25} (SR-1)^{0.75} (r_e^2 - r_{i-1/2}^2) / \left(Q_w e^{\ln k + (B/4) \ln(SR^2)} \right) \quad (3.18)$$

$$(FP)_i = \pi h \phi SR^{0.25} (SR-1)^{0.75} (r_{i+1/2}^2 - r_{i-1/2}^2) / \left(Q_w e^{\ln k + (B/4) \ln(SR^2)} \right) \quad (3.19)$$

De igual manera como se estudió el comportamiento del parámetro hidrodinámico y cinético mediante el desarrollo de un perfil de radio de drenaje y el planteamiento de dos escenarios con diferentes valores de la SR, se estudiará para los dos mismos escenarios el comportamiento que presenta el FP_i , con el propósito de comprender de una mejor manera como es la dinámica de precipitación en el medio poroso.

La Figura 22 corresponde a los resultados obtenidos al realizar el análisis en el escenario de alto riesgo, donde se observa el comportamiento que presenta el t_{fi} de CaCO_3 , el t_{hi} y el FP_i . En comparación a los resultados obtenidos al escenario de bajo riesgo, en este escenario el t_{fi} es mucho menor; por lo tanto, el valor del FP_i presentará valores comprendidos entre cero y uno. El FP_i que presenta un valor menor a 1 significa que no se precipitara la cantidad máxima de CaCO_3 . El punto que se origina a partir del corte que se da entre la curva del t_{hi} y del t_{fi} del CaCO_3 representa el radio mínimo del nodo (radio de riesgo) que presenta un $FP_i \geq 1$, es decir, a radios mayores a este se precipitara la cantidad máxima posible de CaCO_3 de acuerdo con las condiciones de presión y temperatura. Es importante resaltar que el FP_i presenta valores comprendidos entre 0 y 1, por lo tanto, si $FP_i > 1$ el valor asignado en las ecuaciones (3.17), (3.18) y (3.19) tendrá un valor de 1.

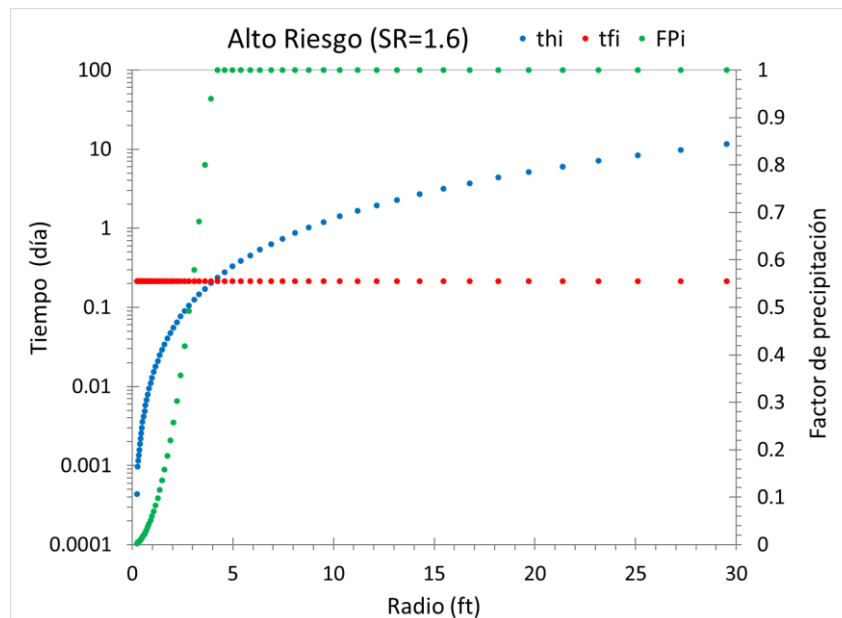


Figura 22. Factor de precipitación en un escenario de alto riesgo.

En la Figura 21-A se observa una gran diferencia entre los valores del t_{fi} del CaCO_3 y del t_{hi} , siendo el primero un valor muy grande; por lo tanto, el FP_i para un escenario de bajo riesgo tendrá valores muy pequeños los cuales se pueden considerar igual a cero. Esto implica que, no se va a presentar precipitación de CaCO_3 en las zonas cercanas al pozo a estas condiciones, confirmando lo declarado por Ramstad et al. (2020), que afirmaron que no se presenta riesgo de precipitación a valores de la SR menor a 1.25. En la Tabla 16 se observan los tiempos de formación de CaCO_3 para diferentes SR con un valor menor a 1.25, con el propósito de aseverar lo comentado anteriormente.

Tabla 16. Tiempo de formación del CaCO_3 para diferentes SR

SR	Tiempo de formación de CaCO_3 (horas)
1.021	$4.294 \cdot 10^{27}$
1.053	420679
1.111	184.86
1.176	33.19
1.25	15.84

El FP_i presenta un comportamiento decreciente conforme el radio de drene se hace cada vez más pequeño a partir del radio de riesgo, eso se debe a que, la velocidad del fluido se va incrementando debido a la disminución del área transversal de flujo; por lo tanto, el t_{hi} disminuye a valores menores a los del t_{fi} del CaCO_3 . Este comportamiento representa el gradiente de precipitación que se da en un pozo productor, donde se tendrá la menor cantidad de la sal precipitada en la cara de la formación y una cantidad máxima precipitada en radios cercanos al radio de riesgo.

3.2.4. Tiempo de depositación del CaCO_3

Para comprender como es el comportamiento de la depositación de los cristales de CaCO_3 precipitados, se hace uso del modelo propuesto por Safari & Jamialahmadi (2014), el cual toma en cuenta los parámetros hidrodinámicos, cinéticos y termodinámicos del fluido y de las sales. El proceso consiste en determinar el tiempo que se necesita para que se deposite todo el CaCO_3 que se ha precipitado a unas condiciones específicas de presión y temperatura, haciendo uso de la ecuación (3.20).

$$t_{dep} = \frac{m_p d_p}{6(1-\phi_0)V_b \dot{m}_p} \quad (3.20)$$

Donde t_{dep} es el tiempo de depositación en segundos, m_p es la cantidad precipitada en kg, d_p es el diámetro del grano en m, ϕ_0 es la porosidad del yacimiento, V_b es el volumen total de roca en m^3 , \dot{m}_p es la velocidad de precipitación en kg/m^2s .

Es importante conocer el tiempo de nodo y el tiempo de depositación con el objetivo de comprender la dinámica de depositación que se da en los alrededores del pozo. Se desarrollaron dos escenarios de estudio claves para su comprensión. El primer escenario corresponde al de bajo riesgo el cual presenta una concentración del mineral precipitado de 2.48 mg/l y el segundo escenario corresponde al de alto riesgo una concentración del mineral precipitado de 508 mg/l.

La Figura 23-A corresponde a los resultados del análisis del primer escenario propuesto, donde se visualiza el comportamiento que presenta el t_{dep} de $CaCO_3$ y el t_{hi} . En este escenario el t_{dep} tiene un valor mucho menor que el de t_{hi} ; por lo tanto, se depositará todo el $CaCO_3$ que se encuentre precipitado en el agua a condiciones de yacimiento. Además, se observa que el t_{dep} tiende a incrementarse conforme el radio de drene va aumentando, debido a que, la velocidad del fluido tiende a disminuir, por lo tanto, a mayores velocidades el t_{dep} será menor.

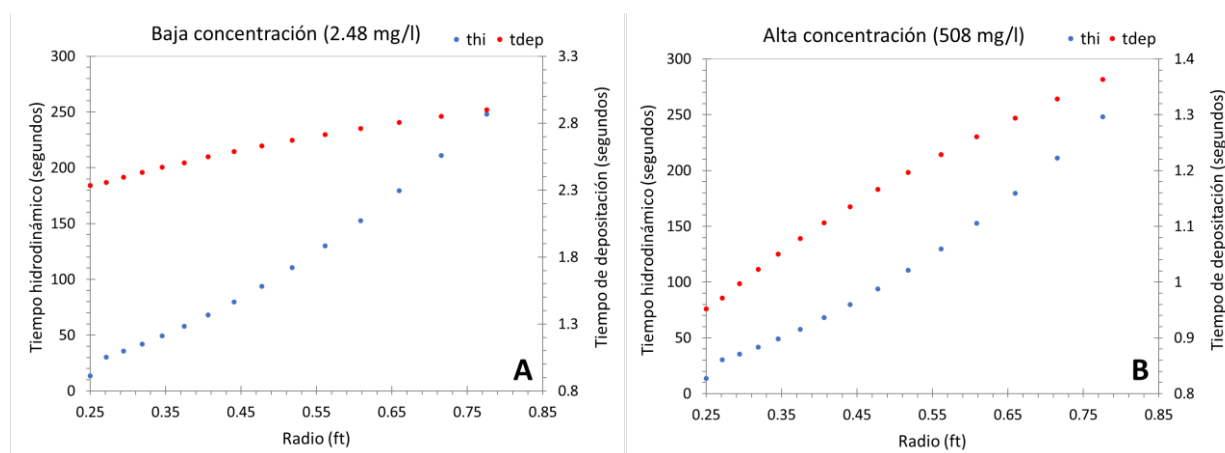


Figura 23. Tiempo de depositación para un escenario de alta concentración de $CaCO_3$.

En la Figura 23-B se reportan los resultados correspondientes al escenario que presenta una concentración de $CaCO_3$ precipitado de 508 mg/l. El t_{dep} que se obtienen en este escenario sigue siendo mucho menor al t_{hi} ; por lo tanto, se depositará todo el $CaCO_3$ que se encuentre precipitado en el sistema. A diferencia del escenario de bajo riesgo, en el escenario de alto riesgo el t_{dep} es menor, lo cual se debe a la concentración de $CaCO_3$ precipitado. Esto se debe a que, al existir una mayor concentración de la sal, el proceso de depositación se acelerará de acuerdo con el parámetro cinético de la sal; sin embargo, no afecta los resultados finales, los cuales demuestran que, sin importar el grado de concentración de la sal, siempre se depositará toda la cantidad precipitada en cada uno de los nodos que representan la distribución espacial de la zona cercana al pozo.

Para la aplicación del modelo de depositación del CaCO_3 en la metodología desarrollada y en el software realizado, se tomará en cuenta la depositación total de la sal precipitada en cada nodo a las condiciones que se presenten, debido a que, tanto para el escenario de alta concentración como el de baja concentración, los tiempos de depositación para cada uno de los nodos siempre serán menores al tiempo hidrodinámico.

3.2.5. Cantidad depositada de CaCO_3

De acuerdo con la definición del factor de precipitación (FP) desarrollado en la sección 3.2.3 y del tiempo de depositación explicado en la sección 3.2.4, la cantidad de carbonato de calcio que se depositará en cada uno de los nodos se determina mediante la ecuación (3.21). Cabe resaltar que el valor del factor de precipitación (FP) está en un rango comprendido entre cero y uno. Si el FP presenta valores más alto a uno, se le designara un valor de uno por defecto.

$$P_{\text{CaCO}_3 \text{ dep } i} = (P_{i-1} - P_i) FP \quad (3.21)$$

Donde P_{i-1} es la cantidad de carbonato de calcio precipitado en el nodo anterior en kg y P_i es la cantidad de carbonato de calcio precipitado en el nodo actual en kg. Remplazando las ecuaciones (3.17), (3.18) y (3.19) en la ecuación (3.21), se obtienen las ecuaciones (3.22), (3.23) y (3.24), las cuales permiten determinar la cantidad de carbonato de calcio para cada nodo estudiado.

$$P_{\text{CaCO}_3 \text{ dep } i} = (P_w - P_i) \pi h \phi SR^{0.25} (SR - 1)^{0.75} (r_{i+1/2}^2 - r_w^2) / \left(Q_w e^{\ln k + (B/4) \ln(SR^2)} \right) \quad (3.22)$$

$$P_{\text{CaCO}_3 \text{ dep } i} = \pi h \phi (P_{i-1} - P_i) SR^{0.25} (SR - 1)^{0.75} (r_e^2 - r_{i-1/2}^2) / \left(Q_w e^{\ln k + (B/4) \ln(SR^2)} \right) \quad (3.23)$$

$$P_{\text{CaCO}_3 \text{ dep } i} = \pi h \phi (P_{i-1} - P_e) SR^{0.25} (SR - 1)^{0.75} (r_{i+1/2}^2 - r_{i-1/2}^2) / \left(Q_w e^{\ln k + (B/4) \ln(SR^2)} \right) \quad (3.24)$$

3.3. Tratamiento de datos

El efecto que ejerce el contenido de CO_2 en el agua de formación para generar o no la precipitación del CaCO_3 está plenamente establecido y discutido en la sección 2.3.2.5; por lo tanto, considerando que la concentración de CO_2 en superficie es de 35 mg/L, fue necesario establecer el comportamiento de la solubilidad de este gas desde condiciones de yacimiento hasta condiciones de superficie. Para ello fueron realizadas simulaciones de la solubilidad del CO_2 en el agua de formación a diferentes condiciones de presión y temperatura mediante el uso de la herramienta WinProp de CMG (Computer Modeling Group, Versión 2019). Los resultados de la simulación son presentados en la Tabla 17.

Los resultados reportados en la Tabla 17, demuestran que la concentración de CO₂ soluble en el agua depende de las condiciones de yacimiento; por lo tanto, las mediciones obtenidas de muestras tomadas en superficie requieren ser normalizadas a las condiciones de yacimiento a fin de que sea información útil para predecir la precipitación de CaCO₃.

Tabla 17. Concentraciones de CO₂ simulados a diferentes presiones.

Presión (psi)	mol CO₂/mol H₂O x10⁻⁶	mol CO₂/L H₂O x10⁻⁴	ppm
80	2.8	1.6	6.8
580	29.3	16.2	71.4
1080	44.8	24.8	109.2
2080	52.0	28.8	126.7
3080	58.5	32.4	142.6
4080	65.4	36.2	159.4

La Tabla 18 contiene los ajustes finales obtenidos a 2 condiciones específicas: dato experimental de condición crítica (cabeza de pozo) y predicción objetivo (yacimiento). El dato experimental disponible se simuló a una presión de 80 psi y una temperatura de 90 °F. Como se observa, el ajuste fue muy satisfactorio frente a los 35 mg/L de CO₂ considerados como escenario crítico en la sección 3.1.1. De esta manera, se puede inferir que las simulaciones permitieron determinar unas condiciones de solubilidad de CO₂ apropiadas para la metodología de trabajo desarrollada. Sin embargo, la mayor recomendación es contar con los datos reales a condiciones de fondo de pozo, para lograr evaluar con mayor precisión el fenómeno físico de precipitación/depositación de sales en el yacimiento.

Tabla 18. Concentración de CO₂ en la fase acuosa a condiciones de superficie y de yacimiento.

Localización de muestra	Condiciones termodinámicas	Concentración de CO₂ (ppm)
Cabeza pozo	Presión: 80 psi Temperatura: 90°F	35.1
Reservorio	Presión: 4080 psi Temperatura: 230 °F	159.47

Con el propósito de determinar la solubilidad del CO₂ a las diferentes condiciones de presión, se graficaron los datos de la Tabla 17 y se realizó una regresión de tipo lineal con un muy buen ajuste establecido por el valor de $R^2 = 0.9996$ como se observa en la Figura 24. La ecuación (3.25) fue obtenida para el cálculo de la solubilidad del CO₂ para diferentes presiones.

$$\text{CO}_2 = 3.783061 \cdot 10^{-7} P + 2.080052 \cdot 10^{-3} \quad (3.25)$$

Donde CO_2 es la concentración de CO_2 disuelto en el agua (mol/L) y P es la presión del sistema (psi).

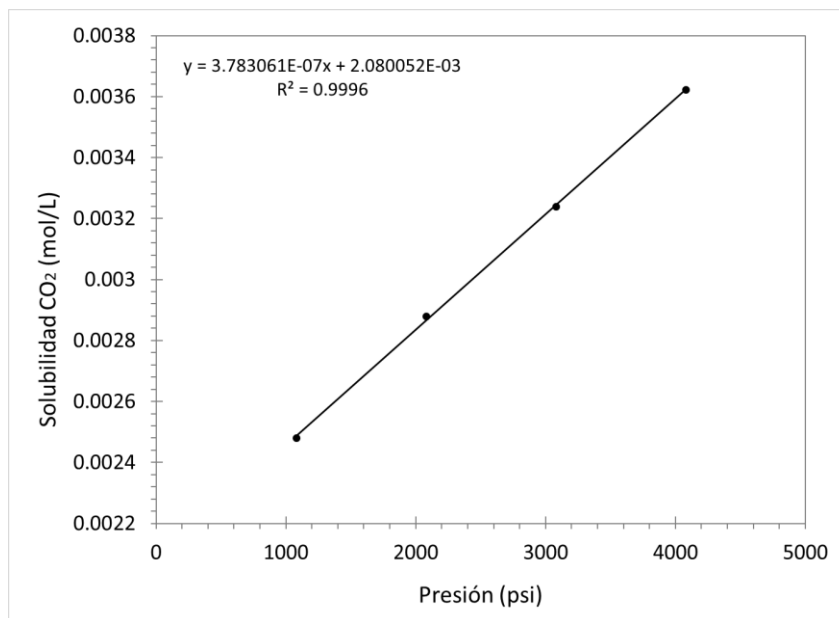


Figura 24. Solubilidad del CO_2 vs presión.

La consideración de un acuífero común en el yacimiento está de acuerdo con el análisis de los datos de la caracterización fisicoquímica del agua de producción de los tres pozos (USCO 1 a 3); por lo tanto, para esta investigación se empleará un análisis fisicoquímico característico para el yacimiento del campo USCO. Dado que este debe estar acorde a los reportes/evidencias disponibles del comportamiento de cada uno de los pozos objeto de interés, en la Tabla 19, se presenta la composición fisicoquímica del agua de formación para el campo USCO.

Tabla 19. Análisis fisicoquímico generalizado para el campo USCO.

Campo USCO									
Fe^{3+} (ppm)	SO_4^{2-} (ppm)	Ba^{2+} (ppm)	HCO_3^- (ppm)	Cl^- (ppm)	Ca^{2+} (ppm)	Mg^{2+} (ppm)	Sr^{2+} (ppm)	Na^+ (ppm)	K^+ (ppm)
6.29	43	28	1477	19642	4030	2448	8827	4635	7879

Capítulo 4: Resultados y Análisis

En esta sección, se presentan los resultados obtenidos durante el desarrollo de la metodología para la evaluación del daño a la formación generado por la depositación de escamas inorgánicas en los pozos del campo USCO. Con el propósito de presentar estratégicamente los hallazgos encontrados, se definieron 2 fases de trabajo, presentadas en la Figura 25.

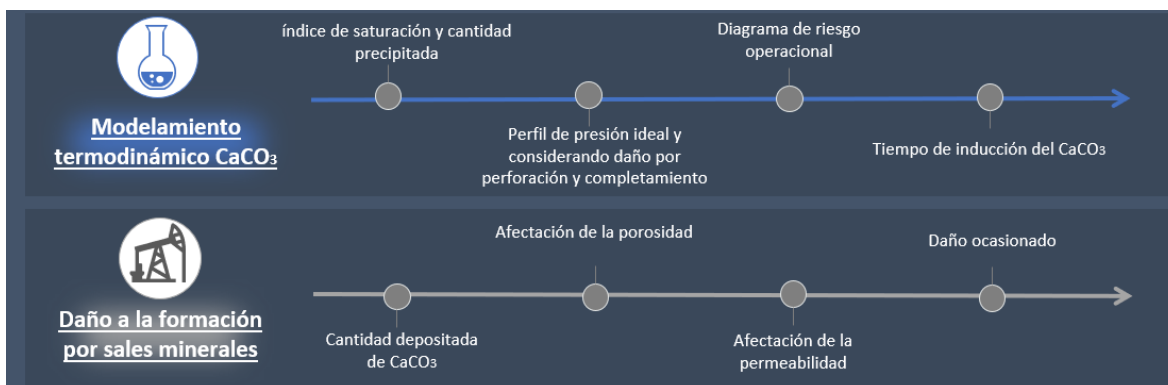


Figura 25. Metodología planteada para la evaluación del daño a la formación por incrustaciones inorgánicas.

4.1. Primera fase: Modelamiento termodinámico y cinético del CaCO_3

Con base en el marco teórico y la información del yacimiento presentada en el capítulo 3, la primera fase consiste en el modelamiento termodinámico del CaCO_3 empleando el modelo de Oddo-Thomson para los pozos USCO 1 a 4, a condiciones de yacimiento, además se realizará una primera aproximación de la cantidad precipitada del mineral de acuerdo con los parámetros usados en esta fase (presión y caudal de agua).

4.1.1. Cálculo del índice de saturación y cantidad precipitada de CaCO_3

A partir del índice de saturación se determinó la presión *onset* del carbonato de calcio a una temperatura de 234 °F, presentando un valor de 2375 psi. Dicho parámetro hace referencia a la presión donde se empieza a presentar un IS positivo, es decir, a presiones menores a esta ocurrirá la precipitación del mineral.

4.1.1.1. Pozo USCO 1

Se calculó el índice de saturación haciendo uso de la ecuación (2.41) y la cantidad precipitada de CaCO_3 haciendo uso de la ecuación (2.49), teniendo en cuenta la solubilidad de CO_2 empleando la ecuación (3.25). Los resultados de la estimación del índice de saturación y la cantidad precipitada para el CaCO_3 durante el tiempo de operación del pozo USCO 1, son presentados en la Figura 26.

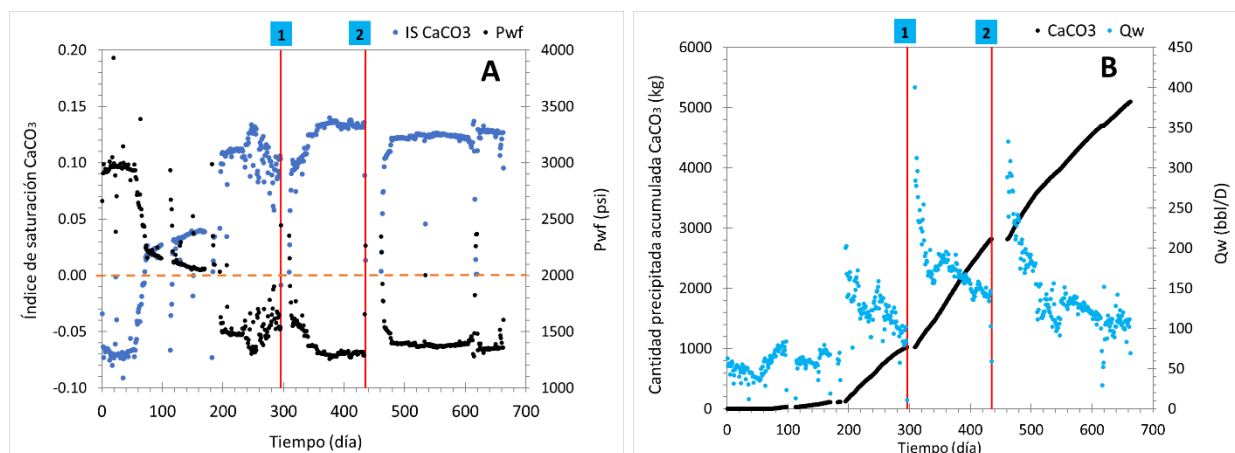


Figura 26. A. Índice de saturación y B. Cantidad precipitada acumulada de CaCO_3 del pozo USCO 1.

En la Figura 26-A se observa que el pozo USCO 1 empezó la producción con un índice de saturación negativo, es decir; en dicho periodo la presión del sistema fue mayor que la presión *onset*; por lo tanto, no se precipitó CaCO_3 en el periodo comprendido entre los primeros 70 días de producción. A partir del día 71, el índice de saturación empezó a ser positivo, causando así que, el agua de formación presente una tendencia incrustante para este mineral. Además, se puede observar la relación inversa que existe entre el índice de saturación y la presión, el cual presenta un incremento conforme la presión en fondo de pozo tiende a disminuir, es decir, al operar con presiones más bajas se presentará un índice de saturación mayor, provocando un incremento en el riesgo de daño por precipitación y depositación de CaCO_3 .

En la Figura 26-B se observa el incremento de la cantidad precipitada de CaCO_3 en función del tiempo de producción, donde se presentó para el último día de producción (día 663) una cantidad acumulada de CaCO_3 precipitado de 5097 kg. Es importante aclarar que la cantidad acumulada precipitada corresponde a la máxima cantidad que se pudo presentar en un pozo en todo el tiempo de producción, es decir, es el escenario crítico donde no se considera la cinética de la formación del mineral; por lo tanto, la velocidad de reacción se considerará tan rápida que la precipitación será instantánea; sin embargo, la realidad es que la precipitación y depositación dependen de factores tanto cinéticos como hidrodinámicos a las condiciones de yacimiento, como se mencionó anteriormente.

4.1.1.2. Pozo USCO 2

Al realizar el cálculo del índice de saturación para el CaCO_3 , se obtuvo que el agua de producción del pozo USCO 2 tuvo tendencia incrustante a partir de los 300 días de producción, tal como se observa en la Figura 27-A. A partir del día 301 el índice de saturación empezó a ser positivo, con un incremento sostenido, lo cual se explica por la disminución en la presión de fondo (P_{wf}), es decir, un aumento del gradiente de presión. A medida que la concentración de CO_2 en el

agua de formación disminuye, la capacidad para disolver el CaCO_3 es menor, dado que el agua se vuelve cada vez más básica ($> \text{pH}$) (Patton, 1986).

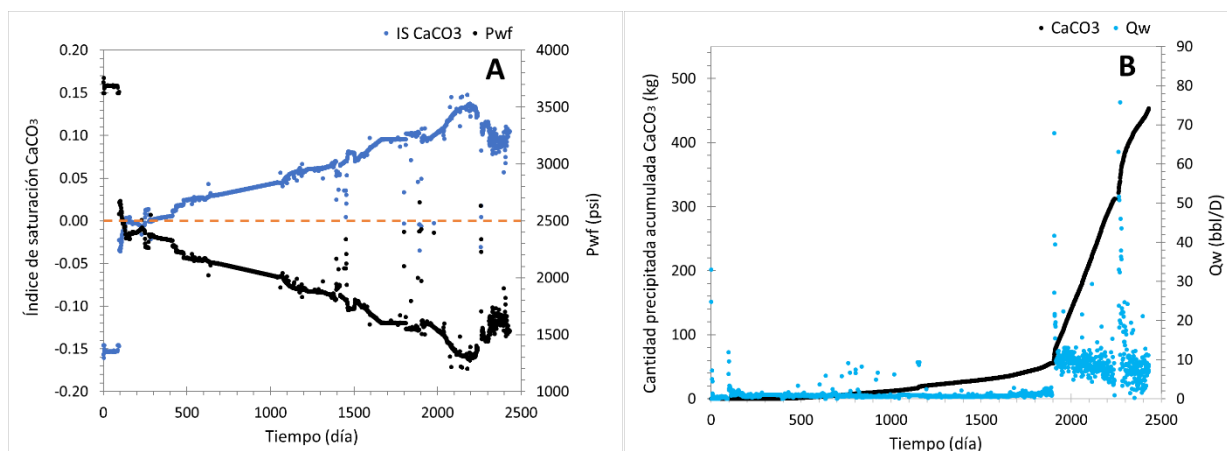


Figura 27. A. Índice de saturación y B. Cantidad precipitada acumulada de CaCO_3 del pozo USCO 2.

Siguiendo el mismo procedimiento realizado para el pozo USCO 1, se calculó la cantidad total de CaCO_3 que pudo llegar a precipitarse. Al día 2432, se obtuvo una cantidad precipitada acumulada aproximada de 453 kg. A partir del día 1903, la velocidad en el incremento de la precipitación de CaCO_3 se hizo mayor debido al aumento del caudal de agua producido (8 bls) (ver Figura 27-B.).

4.1.1.3. Pozo USCO 3

A diferencia de los análisis expuestos en los pozos USCO 1 y USCO 2, al realizar el cálculo del IS del CaCO_3 para el pozo USCO 3 se obtuvo que el agua de formación se encontró en condición subsaturada, debido a que, las presiones con la que opero este pozo fueron superiores a la presión *onset*, por consiguiente, no hay tendencia a generar incrustaciones de este mineral. El comportamiento del índice de saturación se observa en la Figura 28.

Dado que el índice de saturación para todo el tiempo de producción es negativo, es decir, la solución se encuentra subsaturada, no hay riesgo de precipitación de CaCO_3 ; por lo que este pozo no se tomará en cuenta para los análisis posteriores que se realizarán sobre el daño de formación.

4.1.1.4. Pozo USCO 4

Al realizar el cálculo del índice de saturación para el CaCO_3 , se obtuvo que el agua de formación tuvo tendencia incrustante a partir del día 24, debido a las bajas presiones con las que empezó operando (Figura 29-A). Considerando la intervención realizada, se observa un cambio significativo en el índice de saturación (IS), ya que, a partir del tratamiento las presiones tendieron

a incrementarse por encima del punto donde se empieza a precipitar el CaCO_3 , ocasionando que el índice de saturación tuviera valores negativos; sin embargo, el comportamiento de este parámetro duró solo 20 días, retomando a partir del día 21 (posterior al tratamiento) un incremento en el valor del índice de saturación siendo estos valores mayores a cero (0).

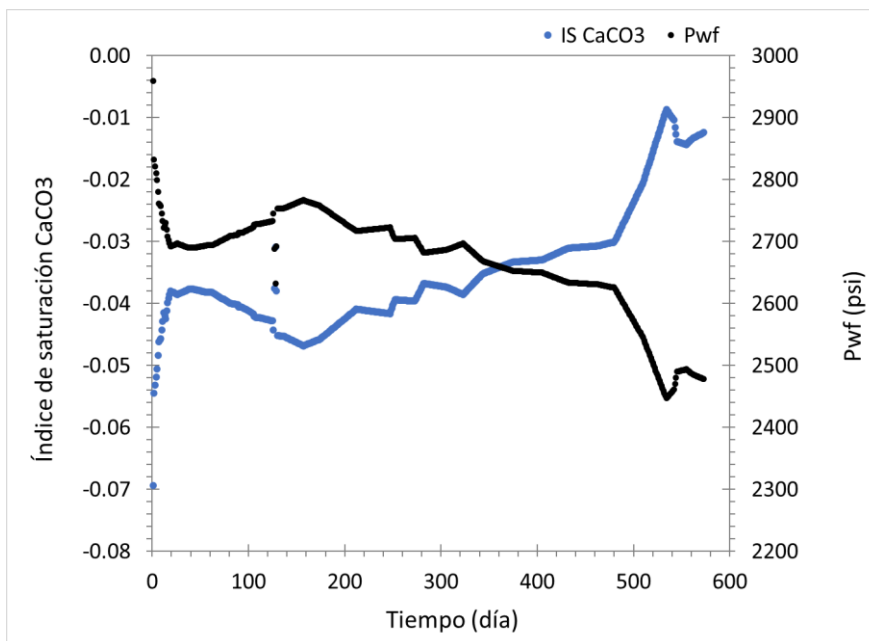


Figura 28. Índice de saturación CaCO_3 pozo USCO 3.

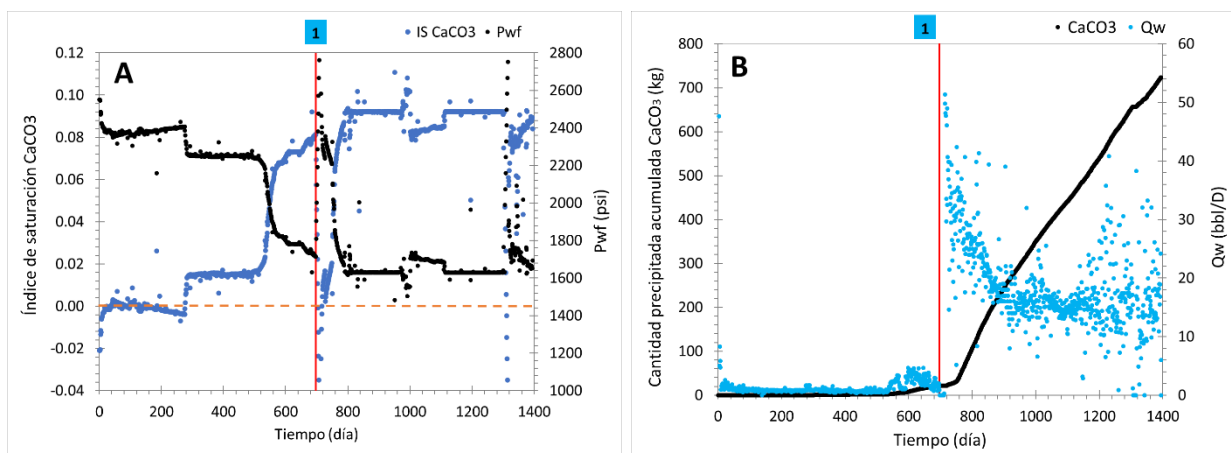


Figura 29. A. Índice de saturación y B. Cantidad precipitada acumulada de CaCO_3 del pozo USCO 4.

Para el día 1395 (tiempo total disponible de producción), se obtuvo una cantidad de CaCO_3 precipitado acumulada de 723 kg aproximadamente (Ver Figura 29-B), siendo una baja cantidad para todo el tiempo de producción, debido a que, a pesar de haber un incremento del caudal de agua (13 bpd promedio) después del tratamiento, la presión que presentó el pozo USCO 4 entre los días 697 y 1395 fue mayor a los 1600 psi, una presión cercana a la presión *onset* (2375 psi).

4.1.2. Observaciones generales para todos los pozos del campo USCO

Las incrustaciones de CaCO_3 se presentan cuando el agua está sobresaturada a cierta presión y temperatura, y el potencial de daño se debe principalmente a las características fisicoquímicas del agua en combinación con la magnitud del caudal de agua y del radio *onset* del CaCO_3 (radio de drene el cual presenta una presión donde empieza ocurrir la sobresaturación del mineral - explicado en la sección 4.2.1). Las características fisicoquímicas hacen referencia al grado de saturación que presenta la sal cuando se encuentra en desequilibrio termodinámico, el cual, conforme es mayor la saturación del mineral (SR), menor será el tiempo que se necesita para que se precipite el CaCO_3 causando un incremento en el daño de formación (explicado en la sección 2.3.4). El caudal de agua junto con el radio *onset* determinan el potencial del daño, debido a que, se deben tomar en cuenta el factor hidrodinámico del fluido y el factor cinético, donde, dependiendo de cual domine, así mismo el daño de formación será nulo, leve o grave. Es decir, si el pozo presenta un radio *onset* pequeño (menor a 1 ft) y un alto caudal de agua (mayor a 100 bpd), el factor hidrodinámico del fluido predominara sobre el factor cinético, causando un daño nulo o leve en la formación, pero, si el pozo presenta un radio *onset* grande (mayor a 5 ft) y un alto caudal de agua (mayor a 500 bpd según Ramstad et al. (2020), el daño que se presentará en la formación será grave, afectando seriamente las propiedades petrofísicas como lo son la porosidad y la permeabilidad.

Cabe resaltar, que la porosidad afecta de manera indirecta en la depositación del mineral, debido a que, al disminuir el espacio poroso la velocidad del fluido se incrementara (se discute en la sección 3.2.1.2), por lo que, no se tiene en cuenta una variable petrofísica de manera directa que determine el potencial de incrustación del CaCO_3 en el yacimiento. Por consiguiente, son cuatro los factores que influyen en la formación de CaCO_3 : el estado de saturación de los iones, la tasa de producción de agua, la presión (de yacimiento o de fondo de pozo), y la temperatura. La Figura 30 presenta un esquema con las características que debe tener cada parámetro para favorecer la formación de incrustaciones de carbonato.

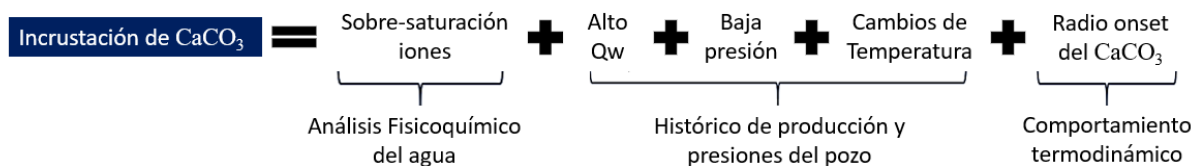


Figura 30. Variables que afectan las incrustaciones inorgánicas.

En la Tabla 20 se observa el resumen de la cantidad de CaCO_3 precipitada para los 4 pozos evaluados, de los cuales el pozo USCO 1 fue el que presentó el mayor riesgo de formación de este mineral, debido a la mayor cantidad precipitada de CaCO_3 en el menor tiempo de producción presentado. Lo anterior se debe al alto caudal de agua producido y las bajas presiones de fondo manejadas.

Tabla 20. Cantidad de CaCO_3 precipitada para los cuatro pozos.

Pozo	Cantidad de CaCO_3 precipitada (Kg)	Tiempo total de operación, (días)
USCO 1	5087	663
USCO 2	453	2432
USCO 3	0	573
USCO 4	723	1395

En la Figura 31 se exhibe una comparación de la cantidad precipitada acumulada de CaCO_3 de los pozos USCO 1, USCO 2 y USCO 4, para los primeros 296 días de vida productiva. Se escogió este intervalo porque en este lapso de operación ninguno de los tres pozos había sido intervenido. Se observa que el pozo USCO 1 tuvo una mayor cantidad precipitada acumulada, asociado principalmente a un mayor caudal de agua de producción acumulado. Por esta misma razón, se observa como los pozos USCO 2 y USCO 4 presentaron una cantidad precipitada acumulada supremamente baja para este tiempo de producción (0.2 kg y 0.27 kg respectivamente), lo que se debe, además de la baja producción de agua, a la alta presión en fondo de pozo con la que estuvieron produciendo estos dos últimos.

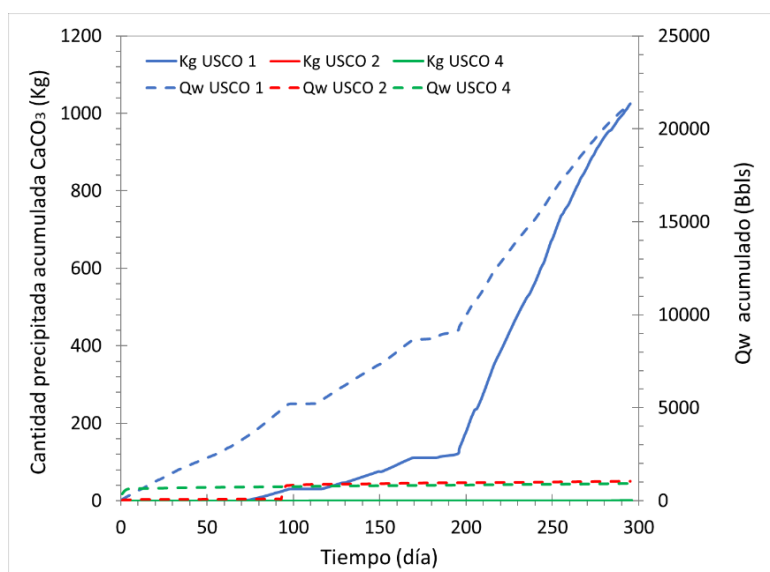


Figura 31. Cantidad precipitada acumulada y caudal de agua acumulado pozos USCO 1, 2 y 4.

Finalmente, para observar la incidencia que tienen las principales variables operacionales sobre el fenómeno de precipitación de sales minerales en todos los pozos evaluados, la Tabla 21 contiene el caudal de agua promedio, la presión de fondo, el índice de saturación y la cantidad acumulada de CaCO_3 para los primeros 296 días de producción. Varias observaciones pueden ser destacadas, por ejemplo, el pozo USCO 4 a pesar de haber tenido un caudal de agua promedio menor al pozo USCO 2, tuvo un IS de CaCO_3 más alto que el del USCO 2, debido a que la presión de fondo fue más baja; por lo tanto, la cantidad precipitada acumulada de CaCO_3 fue mayor para el pozo USCO 4.

En la Tabla 21, se observa que, el pozo USCO 1 tuvo una mayor cantidad precipitada acumulada; lo cual, está asociado principalmente a su operación bajo un escenario crítico definido por el mayor caudal de agua y menor valor de Pwf de producción. Asimismo, no fue necesario tener en cuenta el factor temperatura en los análisis, debido a que influye en situaciones donde hay cambios considerables (este caso por ser un análisis a condiciones de yacimiento es razonable asumir temperatura constante). Cabe resaltar que, el parámetro hidrodinámico del fluido (velocidad del agua) y cinético del mineral, se consideran posteriormente, debido a que, se deben definir otras variables para su estudio.

Tabla 21. Comportamiento de las variables que más afectan la precipitación de sales, para los primeros 75 días de producción, de los pozos USCO 1, 2 y 4.

Pozo	Tiempo (días)	Qw prom (bls)	Pwf min (psi)	IS max	Cantidad acumulada CaCO ₃ (Kg)
USCO 1	296	85.47	1304	0.1337	1025
USCO 2	296	3.73	2262	0.0135	0.2
USCO 4	296	3.26	2160	0.0261	0.27

La Figura 32 expone el comportamiento que presentó la concentración de CO₂ en la fase acuosa en función de la variación de la presión de fondo del pozo USCO 1. La relación que existe entre la solubilidad y la presión es directa, por lo tanto, al disminuir la presión de fondo, disminuirá la solubilidad del gas. Dado que la solubilidad del CaCO₃ está en función de la cantidad de CO₂ disuelto, al disminuir la concentración del gas la solubilidad del mineral disminuirá, provocando un incremento en el índice de saturación.

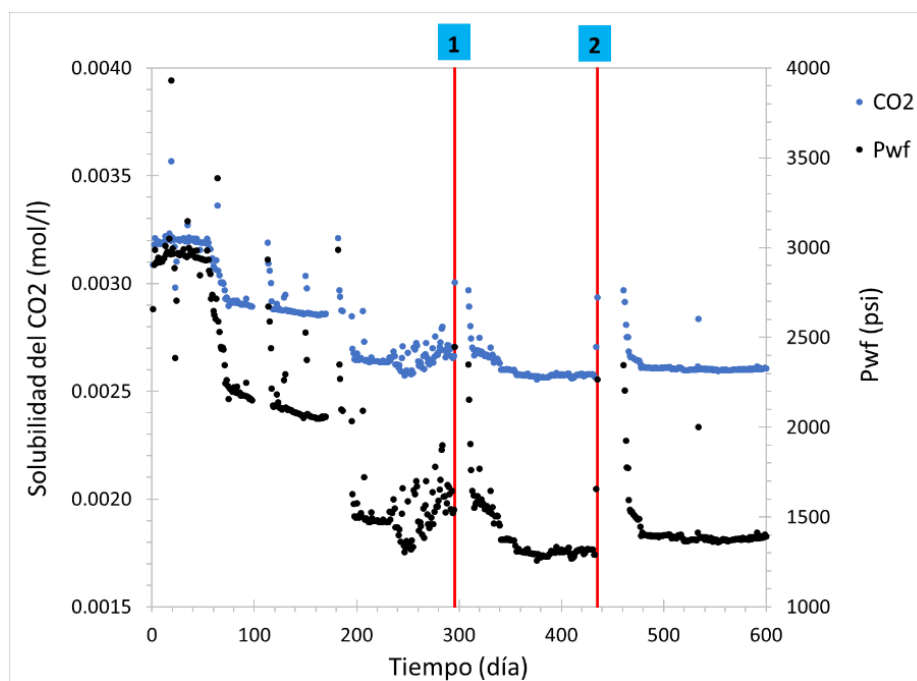


Figura 32. Solubilidad del CO₂ pozo USCO 1.

4.1.3. Perfil de presión ideal y considerando daño por perforación y completamiento

Al momento de ser perforado el pozo generalmente ocurre un daño en la formación debido a la intrusión de fluidos de perforación y completamiento, ocasionando una caída de presión adicional en la zona alterada aledaña al pozo, debido a cambios en las propiedades petrofísicas de la formación. El cálculo del perfil de presión omitiendo el *skin* tiene como objetivo analizar el impacto que presenta el daño ocasionado por perforación y completamiento en la precipitación/depositación del CaCO_3 , ya que, si la presión en fondo de pozo sin el *skin* es mayor que la presión *onset* del CaCO_3 , significa que el daño por inorgánicos se induce por el daño de perforación y completamiento, debido a que este ocasiona una caída de presión adicional, haciendo que la presión en fondo de pozo sea menor a la presión *onset*. Para la construcción del perfil de presión considerando el *skin*, se asumió un valor de 7 ft para el radio de daño para todos los pozos a estudiar (USCO 1, USCO 2 y USCO 4). Dicho valor se seleccionó de manera aleatoria con fines académicos considerando que el fluido de perforación y completamiento invadieron la formación con un radio de máximo de 7 ft. A continuación, se analizará el perfil de presión para la fecha donde se empieza a precipitar el CaCO_3 de todos los pozos (USCO 1, USCO 2 y USCO 4), considerando que estos no tienen daño inicial y considerando que si presentan el daño inicial (*skin* calculado por la ecuación de Darcy), tal y como se presenta en la Figura 33.

4.1.3.1. Pozo USCO 1

El pozo USCO 1 empezó a operar con presiones por debajo de la presión *onset* (2375 psi) a partir del día 71, donde presentó una presión en la cara de la formación de 2346 psi considerando el daño ocasionado por la invasión de los fluidos de perforación y completamiento (ver Figura 33-B). Si se omite el daño ocasionado por los fluidos de perforación y completamiento, la presión ideal en la cara de la formación hubiera sido de 4026 psi (ver Figura 33-A), presentando un valor muy superior a la presión *onset* del CaCO_3 , por lo que, la caída de presión de 1680 psi ocasionada por la invasión de los fluidos de perforación y completamiento fueron los causantes del inicio de la precipitación de esta sal para el día 71.

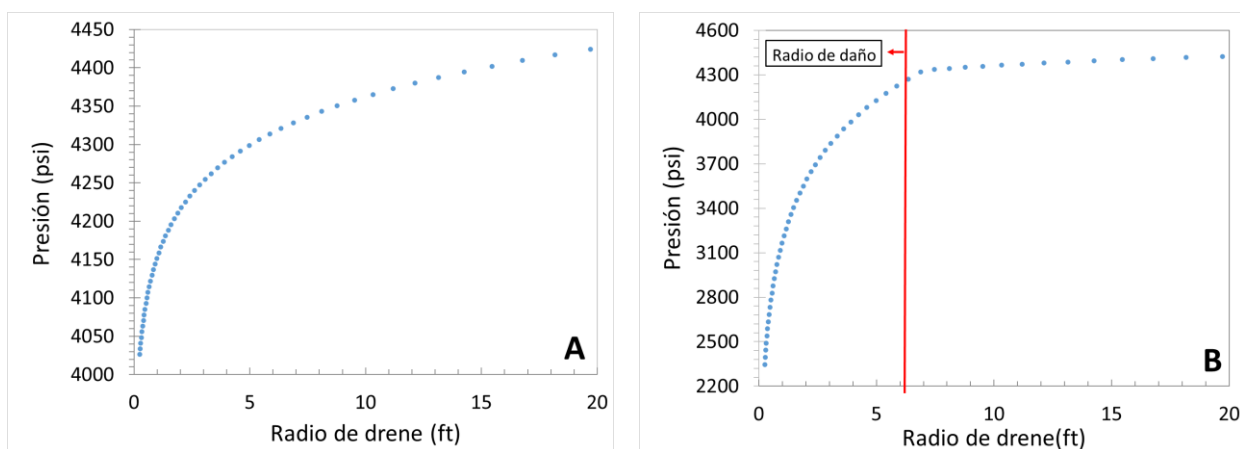


Figura 33. Perfil de presión ideal (A) y perfil de presión real (B) del pozo USCO 1.

4.1.3.2. Pozo USCO 2

De igual forma se lleva a cabo la metodología para el pozo USCO 2, el cual tuvo una mayor caída de presión a partir del radio de daño (7 pies), como se observa en la Figura 34-A y en la Figura 34-B, causando una caída de presión adicional en la cara de la formación de 1643 psi, donde se tuvo una presión de fondo ideal de 3989 psi y una presión real de fondo de 2346 psi, por lo que la posible precipitación de CaCO_3 se pudo empezar a generar a partir de los 137 días, debido a que, se tuvo una presión por debajo de la presión *onset* (2375 psi), generando un posible daño ocasionado por la precipitación y depositación de CaCO_3 en la zona afectada por la invasión de los fluidos de perforación y completamiento.

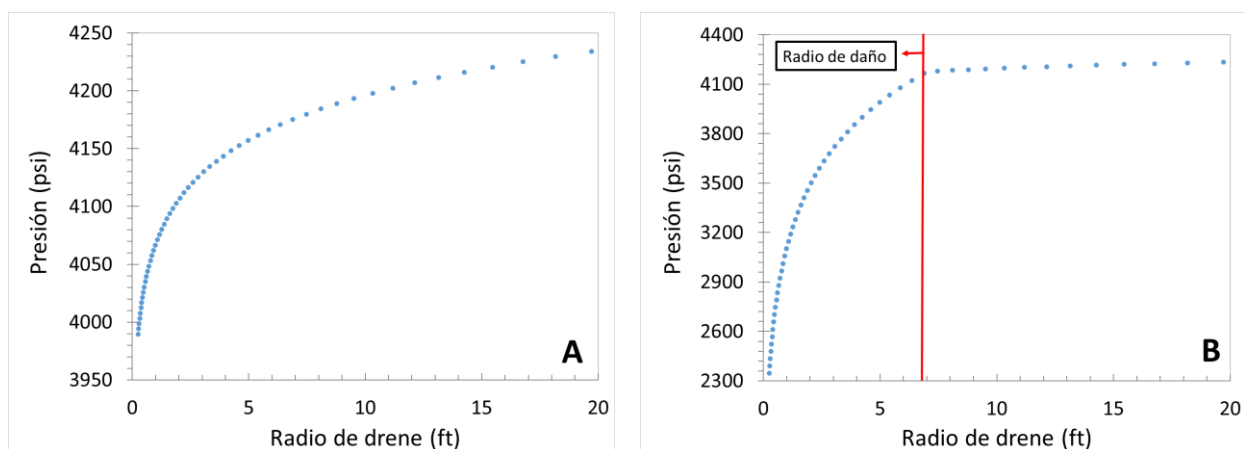


Figura 34. Perfil de presión ideal (A) y perfil de presión real (B) del pozo USCO 2.

4.1.3.1. Pozo USCO 3

Para este caso el pozo USCO 3, tuvo una presión de fondo de pozo de 3479 psi sin considerar daño por fluidos de perforación y completamiento como se observa en la Figura 35-A, mientras que, si se considera el daño presentado en la formación a partir de los 7 pies, la presión en la cara de la formación hubiera sido de 2799 psi (ver Figura 35-B), es decir, a pesar de haberse presentado una caída de presión de 680 psi debido a la invasión de los fluidos de perforación y completamiento, el pozo empezó operando con una presión por encima de la presión *onset* del CaCO_3 (2375 psi).

4.1.3.1. Pozo USCO 4

En el caso de este pozo, a diferencia del pozo USCO 2, las presiones con la que se operaron fueron más bajas para los primeros días, donde se empezó a tener presiones de fondo por debajo al *onset* (2375 psi) a partir del día 36 con un valor de la presión en la cara de la formación de 2373 psi teniendo en cuenta el daño ocasionado por la invasión de los fluidos de perforación y completamiento, generando una caída de presión de 1210 psi (ver Figura 36-B). La presión ideal

en la cara de la formación sin daño por los fluidos de perforación y completamiento para el día 36 fue de 3939 psi (ver Figura 36-A), siendo una presión con un valor de 1375 psi por encima de la presión *onset*, es decir, si no se hubiera presentado el daño comentado anteriormente, este pozo no hubiera presentado para el día 36 un inicio de la precipitación y depositación de CaCO_3 .

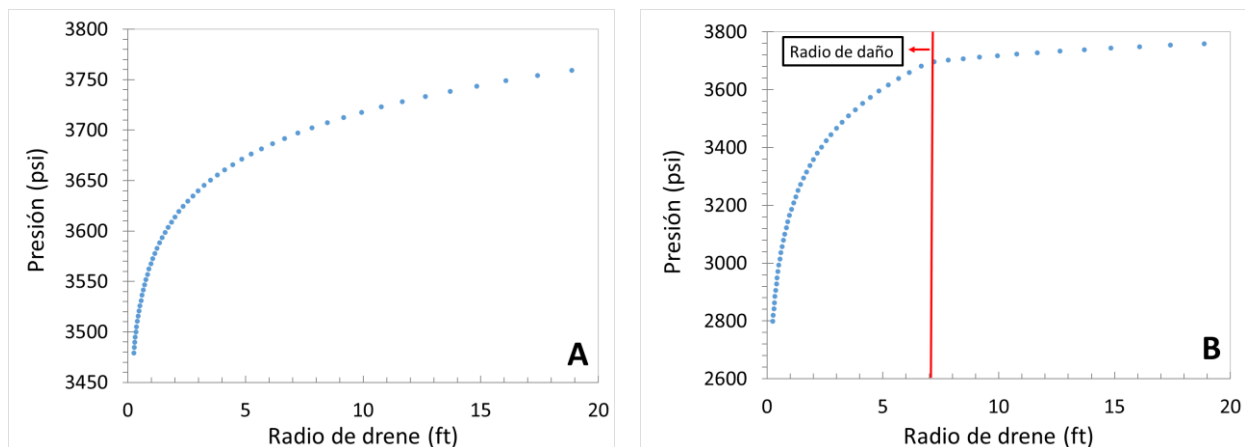


Figura 35. Perfil de presión ideal (A) y perfil de presión real (B) del pozo USCO 3.

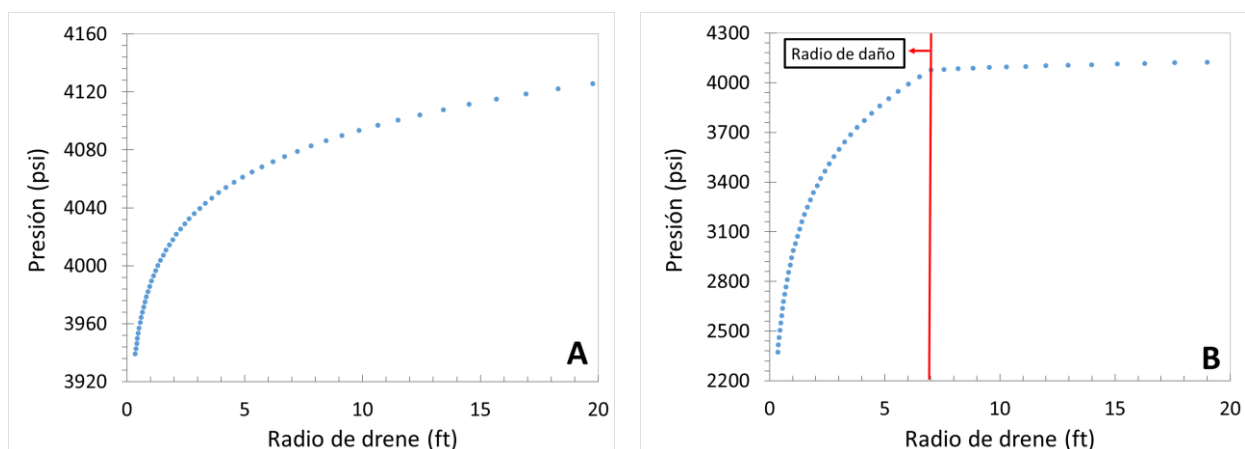


Figura 36. Perfil de presión ideal (A) y perfil de presión real (B) del pozo USCO 4.

4.1.4. Diagrama de riesgo operacional

En la sección 4.1.1.1, 4.1.1.2, 4.1.1.3 y 4.1.1.4 se realizó únicamente el estudio termodinámico del CaCO_3 , por lo tanto, no se consideró la cinética de reacción para la precipitación. Dada la importancia de tener en cuenta la cinética en un proceso de precipitación y la necesidad de establecer unos criterios que aseguren la ausencia o disminución de riesgo de precipitación de CaCO_3 durante el proceso de producción, se propone la Figura 37, la cual, toma en cuenta la definición del riesgo de precipitación por la cinética de reacción Ramstad et al. (2005) y estima la cantidad máxima de CaCO_3 que se puede precipitar (a partir de resultados del estudio termodinámico). El diagrama tiene en cuenta el concepto de tiempo de inducción, es decir, la

velocidad de precipitación del CaCO_3 depende del grado de saturación de los iones y las condiciones específicas de presión y temperatura. Es decir, si el tiempo es menor a t_i , la cantidad de CaCO_3 a precipitar será una fracción de la cantidad máxima posible; en caso contrario, si el tiempo de inducción es lo suficientemente bajo, se podría llegar a precipitar la cantidad máxima disponible de CaCO_3 .

En la Figura 37 se presenta las condiciones operacionales bajo las cuales puede clasificarse la precipitación de sales en los pozos del campo USCO, dividiendo el área de precipitación en 3 zonas de riesgo (bajo, medio, alto). El área de riesgo bajo se encuentra delimitada por la curva de bajo riesgo (línea verde) y la presión *onset* del CaCO_3 equivalente a una presión de 2375 psi. Este es el punto donde se empieza a sobresaturar la solución acuosa, indicando un desequilibrio termodinámico. Desde el punto de vista termodinámico, la máxima cantidad de CaCO_3 es baja, lo cual, combinado con t_{fi} de dicho mineral hacen de esta zona un área de bajo riesgo

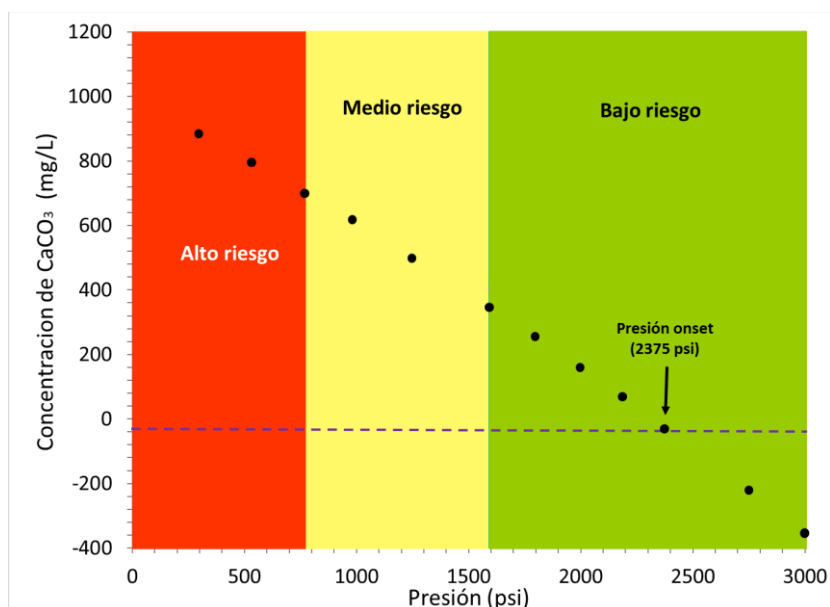


Figura 37. Diagrama de riesgo operacional campo USCO

El área comprendida entre la línea de bajo riesgo (línea verde) y la línea de alto riesgo (línea roja) define la región de riesgo medio, lo cual indica que a presiones de fondo por debajo de 1590 psi y por arriba de 779 psi, se presentará precipitación/depositación de CaCO_3 . Desde el punto de vista de la termodinámica, la cantidad a precipitar de CaCO_3 será mayor a la que se puede formar en la zona de riesgo bajo; mientras que, desde el punto de vista cinético, el tiempo de inducción será menor al que se presenta en la zona de bajo riesgo, pero su valor sigue siendo alto. De acuerdo con los criterios anteriores, a las condiciones que se operen en esta zona, no representan un alto riesgo de daño de formación. A presiones de fondo menores de 779 psi se encuentra la región de alto riesgo, la cual indica que el t_{fi} del CaCO_3 va a ser lo suficientemente bajo en comparación con el t_{fi} presentado en la zona de riesgo medio; causando que la reacción de formación de CaCO_3 sea más rápida. Por lo tanto, operar con presiones de fondo por debajo de

779 psi, implica la probabilidad más alta de daño a la formación por precipitación/depositación de CaCO_3 , que, en combinación a un alto o bajo caudal de agua, puede generar daños severos en el yacimiento.

4.1.5. Tiempo de inducción del CaCO_3 (t_{fi})

Los tres escenarios de riesgo delimitados en el diagrama operacional del campo USCO (Figura 37) están en función del tiempo de inducción del CaCO_3 (definido en la sección 2.3.4). El comportamiento del t_{fi} en función de la P_{wf} es presentado en la Figura 38, donde se observa que en la zona de bajo riesgo el t_{fi} para presiones mayores a la presión *onset* tiende a incrementar hasta infinito, por lo que se espera que la solución se encuentre en condiciones de equilibrio. La línea de bajo riesgo presenta un t_{fi} de 15.84 horas. Cabe resaltar que el incremento del tiempo de inducción en esta área es de tipo logarítmico, es decir, conforme la presión de fondo se iguala a la presión *onset* (2375) su valor tendera a ser infinito, por lo tanto, el riesgo de precipitación en el yacimiento disminuye de manera logarítmica. En la zona de riesgo medio la variación de t_{fi} con la presión no es tan significativa como lo es en el escenario bajo. El intervalo de presión que delimita esta área con la zona de riesgo alto y bajo corresponde a un tiempo de inducción mínimo de 5.17 horas y máximo de 15.84 horas. Por último, la zona de alto riesgo presenta un tiempo de inducción bajo, es decir, a partir del punto que delimita la zona de alto riesgo y medio riesgo el t_{fi} será menor a 5.17 horas, lo suficiente para precipitar cantidades considerables de CaCO_3 .

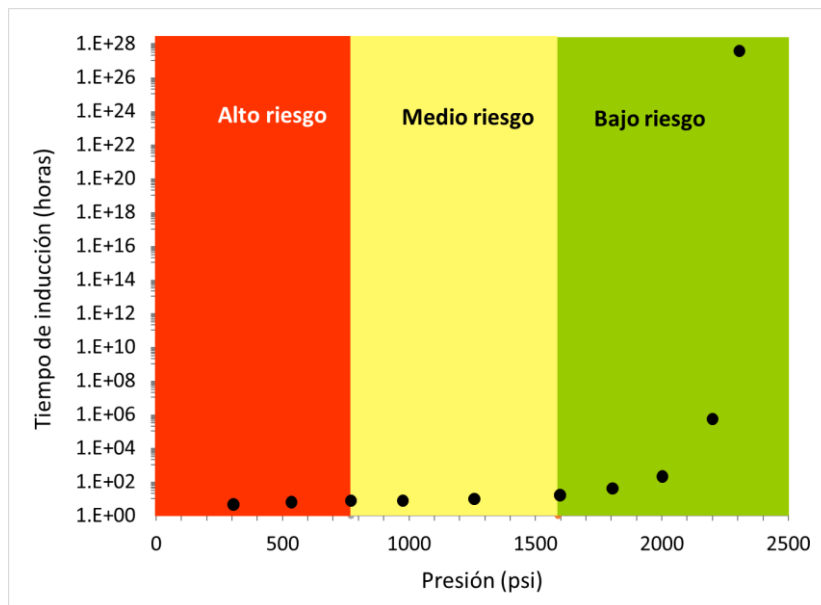


Figura 38. Tiempo de inducción del CaCO_3 vs presión.

A continuación, se discutirá la evolución del riesgo operativo de precipitación de escamas minerales para los pozos USCO 1, USCO 2 y USCO 4 donde se evidencia el avance del riesgo por parte de la precipitación del CaCO_3 conforme la presión tiende a disminuir.

4.1.5.1. Evolución del riesgo para el pozo USCO 1

En la Figura 39 se evidencia la evolución de la criticidad de precipitación de CaCO_3 para el pozo USCO 1 conforme la saturación del mineral en el agua se fue incrementando, debido a la disminución paulatina de la presión de fondo, observándose que pasa de una zona de riesgo bajo de precipitación a la zona de riesgo medio, donde para el día 247 la presión de fondo tuvo un valor de 1327 psi, siendo mucho menor a la presión *onset* del CaCO_3 en el campo USCO (2375 psi).

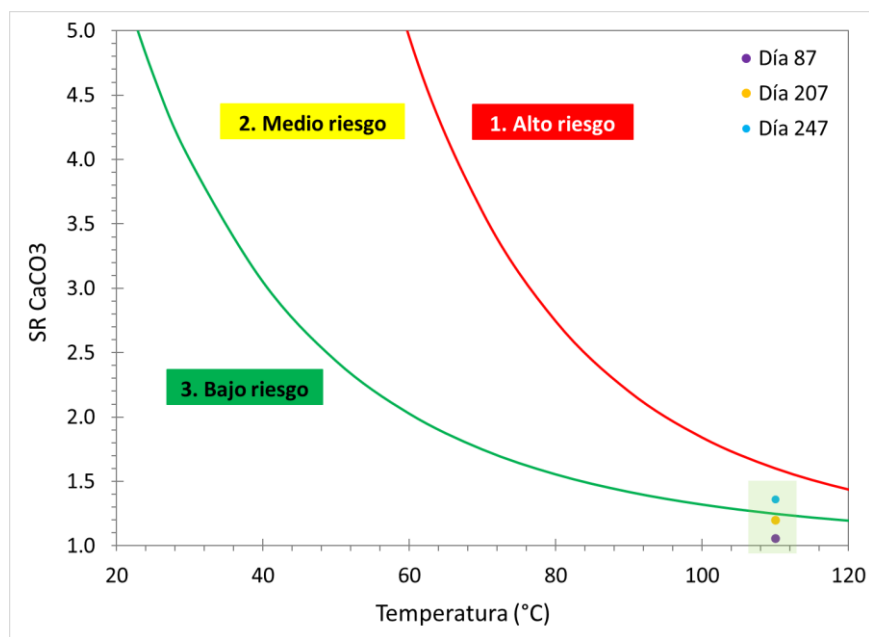


Figura 39. Diagrama de riesgo operacional pozo USCO 1.

4.1.5.2. Evolución del riesgo para el pozo USCO 2

En la Figura 40 se evidencia la evolución de la criticidad de precipitación de CaCO_3 para el pozo USCO 2, donde se observa que para el día 2195 alcanzó la zona de riesgo medio, momento en que la presión de fondo presentó un valor de 1274 psi.

4.1.5.3. Evolución del riesgo para el pozo USCO 4

En la Figura 41 se presenta la evolución de la criticidad de precipitación de CaCO_3 para el pozo USCO 4, observándose que para el día 991 empezó a operar en el límite de la zona de riesgo bajo-medio con una presión de fondo de 1503 psi, valor muy cercano al que presenta la línea de bajo riesgo.

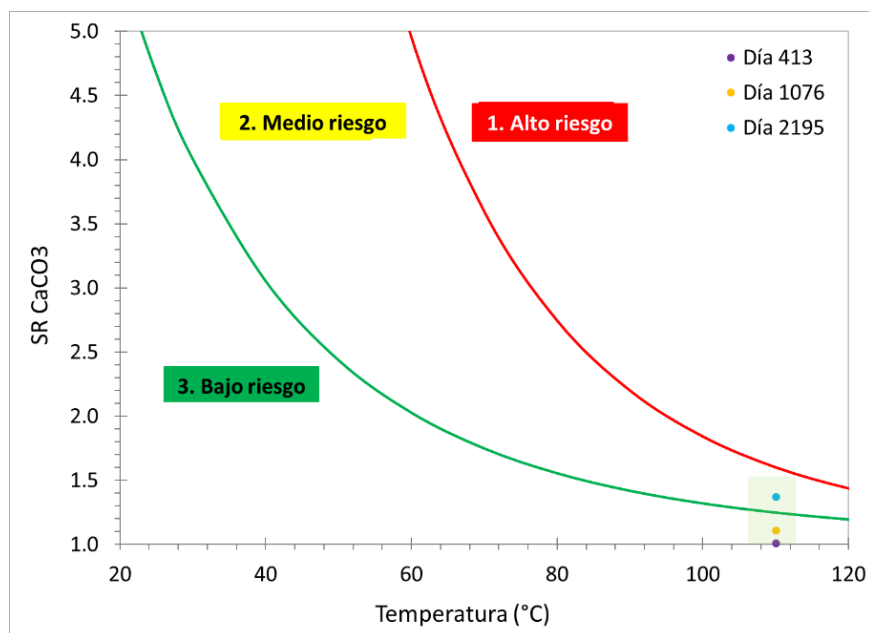


Figura 40. Diagrama de riesgo operacional pozo USCO 2.

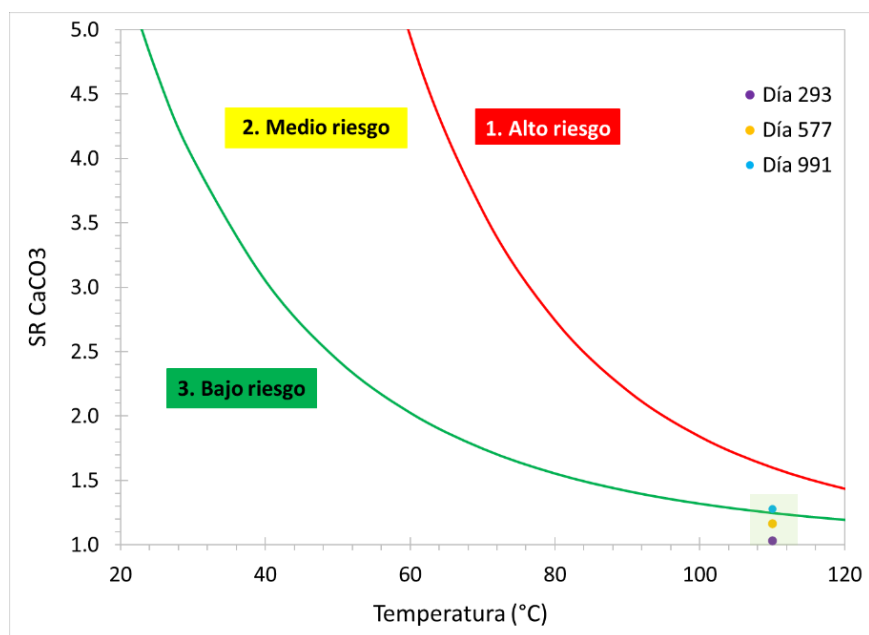


Figura 41. Diagrama de riesgo operacional pozo USCO 4.

Es importante recordar que el análisis realizado para determinar el avance del riesgo operacional para los 3 pozos estudiado (USCO 1, USCO 2 y USCO 4), está en función únicamente de la presión de fondo de pozo, ya que, es la única propiedad que ocasiona el desequilibrio termodinámico de la solución (la temperatura se asume constante en todo el yacimiento) y genera un potencial de precipitación de acuerdo al grado de saturación de la sal, como se explicó en la sección 2.3.4.

4.2. Segunda fase: Daño a la formación por depositación de CaCO_3

De acuerdo con los resultados obtenidos en la primera fase y las variables definidas en la sección 3.2, es posible determinar de manera más realista la cantidad que se pudo depositar de CaCO_3 en la formación, considerando el comportamiento termodinámico de la sal (sección 4.1.2), comportamiento hidrodinámico del fluido (sección 3.2.1.2), comportamiento cinético del mineral (sección 4.1.5), y la zona afectada de la formación (sección 4.1.3).

4.2.1. Cálculo de la cantidad depositada de CaCO_3

Teniendo definido la variable termodinámica y el FP_i es posible desarrollar un perfil de concentración y perfil de depositación del CaCO_3 a los alrededores del pozo, con el propósito de comprender el grado de afectación que este ocasiona en las propiedades petrofísicas y el daño que genera esta depositación sobre la formación. Recordando que todo el CaCO_3 que se encuentra precipitado se va a depositar, se calcula la concentración precipitada de la sal en cada uno de los nodos mediante la ecuación (2.49), la cual tiene en cuenta los tres parámetros influyentes en el potencial de depositación de las sales en el fluido. Además de calcular la concentración de CaCO_3 precipitado y cantidad de CaCO_3 depositado, es posible determinar el radio *onset*, el cual hace referencia al radio del nodo que presenta una presión igual a la presión *onset*, por lo tanto, a radios menores a este se presentara una mayor concentración de CaCO_3 precipitado, debido a que, la presión disminuye conforme el radio de drene se hace cada vez menor. Es importante resaltar, que el modelo propuesto para determinar la cantidad depositada de CaCO_3 está basado en los datos de producción del pozo interés, es decir, se presentara múltiples escenarios donde exista una ausencia de la precipitación del CaCO_3 o una precipitación baja o alta del mismo mineral, dependiendo de la presión de operación y caudal de agua de producción.

4.2.1.1. Pozo USCO 1

En la Figura 42 se observa el comportamiento de la distribución de la concentración de CaCO_3 para el pozo USCO 1, en donde se visualiza como con el pasar de los días la concentración es cada vez mayor y se presenta en un radio de invasión cada vez más grande, llegando al punto de tener un radio de afectación de 0.84 pies aproximadamente para el día 376. Esta distancia de afectación se debe a la disminución de la presión en la cara de la formación, causando que las presiones en cada uno de los nodos presenten una presión más baja a la presión *onset* del CaCO_3 . Sin embargo, para los días 518 y 663 graficados en la Figura 42 se observa una disminución en la concentración de CaCO_3 precipitado junto con el radio *onset*, y se debe al aumento de la presión de fondo, la cual se incrementó con un valor promedio de 125 psi a partir del día 478 (ver Figura 13), el cual es posterior a la intervención 2 realizada en este pozo.

Teniendo en cuenta la distribución de concentración para el pozo USCO 1, se procede a calcular la cantidad de CaCO_3 que se pudo llegar a depositar y posteriormente haber causado daño por taponamiento de las gargantas de los poros. La Figura 43 presenta el comportamiento de depositación de CaCO_3 para diferentes radios de drene el cual describe una forma similar a la de

un domo, donde se tiene un punto máximo de depositación en la cima del domo y un punto mínimo de depositación en la cara de la formación. El resultado obtenido se debe al impacto que tiene la cinética de precipitación de la sal y la velocidad del fluido mediante la definición del FP_i .

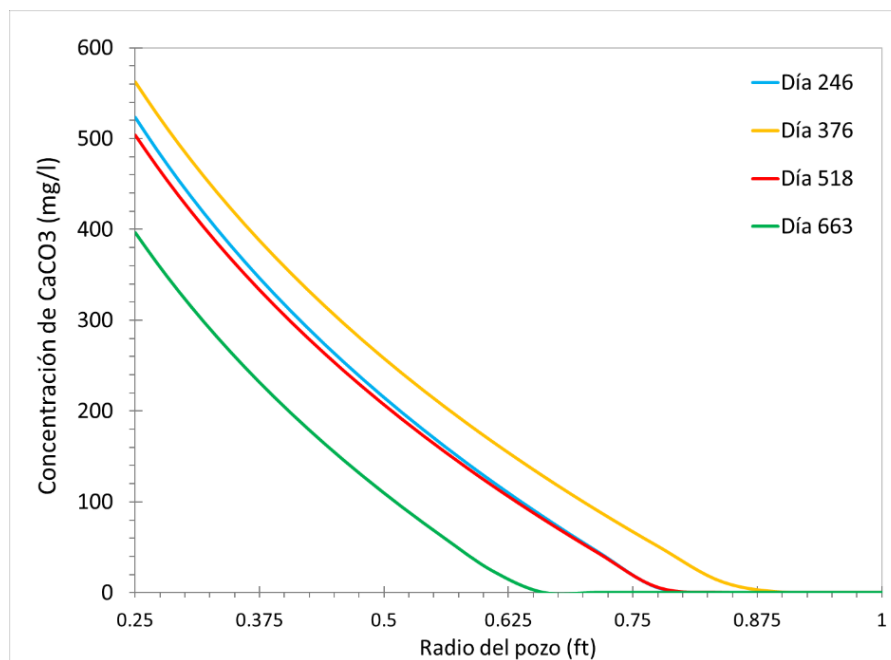


Figura 42. Perfil de concentración de $CaCO_3$ para el pozo USCO 1.

Observando el perfil de depositación del $CaCO_3$ desde el radio *onset* (Figura 43), la cantidad depositada ($P_{CaCO_3}_i$), para un tiempo en específico, tiende a incrementar conforme el radio de drene tiende a disminuir, lo cual se debe al aumento de la concentración de la sal precipitada, causando un incremento en la velocidad de precipitación. El fenómeno se mantiene hasta el valor máximo del domo con un radio de drene comprendido entre 0.6085 ft y 0.7153 ft, donde el parámetro cinético (t_{fi}) predomina sobre el parámetro hidrodinámico (t_{hi}), y a partir de ese punto él valor de $P_{CaCO_3}_i$ tiende a disminuir, debido a que, la velocidad del fluido es lo suficientemente alta como para evitar que se precipite una cantidad mayor de la sal. El punto máximo del domo no es estático, es decir, está en función de parámetros que afectan la termodinámica y cinética de la sal; por lo tanto, si un pozo opera a presiones mayores o menores a las consideradas en esta investigación, el punto máximo del domo tendrá un desplazamiento hacia la izquierda o derecha, dependiendo de cuál de los dos parámetros predomina (t_{fi} o t_{hi}).

Además del desarrollo del perfil de depositación en función del radio de drene, este modelo permite estudiar la evolución del proceso de depositación de CaO_3 a través del tiempo. El valor de $P_{CaCO_3}_i$ en el medio poroso incrementa a medida que pasa el tiempo, y se va agudizando en el área cercana al valor máximo del domo, el cual presenta una velocidad de depositación mayor a la que se presenta en la cara de la formación; por lo tanto, el domo permite predecir la zona en que se presenta una mayor afectación en las propiedades físicas de la roca (ver Figura 43).

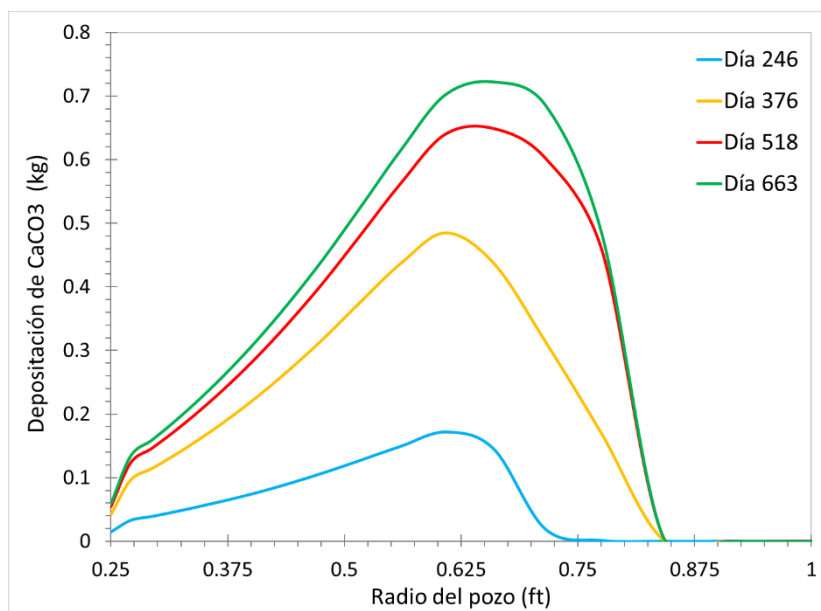


Figura 43. Perfil de depositación de CaCO_3 para el pozo USCO 1.

4.2.1.2. Pozo USCO 2

El comportamiento del perfil de concentración de CaCO_3 del pozo USCO 2 (ver Figura 44) es similar a la que presenta el pozo USCO 1, el cual para las primeras fechas se observa un incremento en la concentración de CaCO_3 , producto de la disminución de la presión de fondo, causando también un aumento en el radio onset del CaCO_3 ; mientras que, para las últimos días de producción, la concentración de este mineral precipitado fue menor comparándolo con la fecha anterior, esto se debe a que para las últimas fechas las presiones de fondo de pozo aumentaron con respecto a las que venía operando en este pozo (Figura 14).

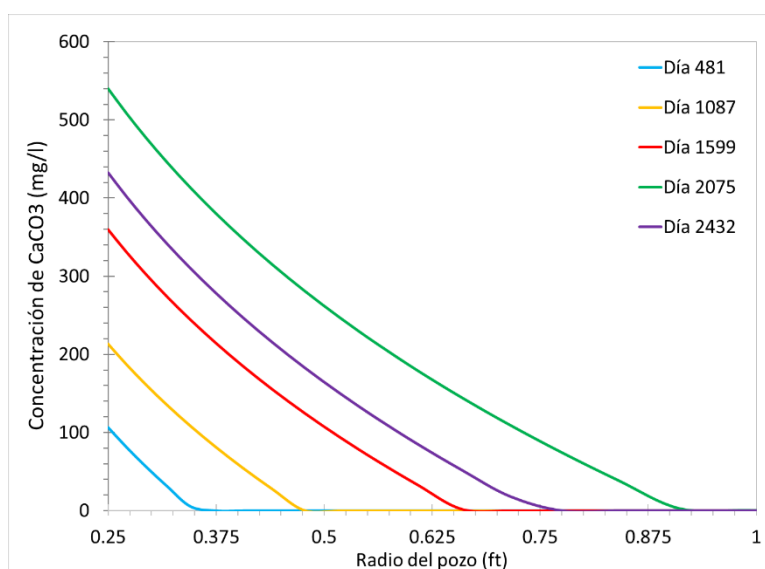


Figura 44. Perfil de concentración de CaCO_3 para el pozo USCO 2.

Teniendo en cuenta la distribución de concentración para el pozo USCO 2, se procede a calcular la cantidad que se pudo llegar a depositar y posteriormente haber causado daño en la formación. Como se puede observar en la Figura 45 para las primeras fechas de producción la cantidad depositada fue cero a pesar de que la concentración de CaCO_3 para los mismos días fue mayor a cero, esto se debe a que, para estos días, el pozo trabajó con presiones que causaban una desestabilización de la solubilidad del mineral con un $\text{SR} < 1.25$, causando que el t_{fi} fuera lo suficientemente alto como para considerar una precipitación de CaCO_3 igual a cero (0) (ver Figura 38). Adicional a esto, se puede observar que hay una diferencia bastante grande en cuanto a la cantidad depositada entre las dos últimas fechas graficadas, y se debe a que, para los últimos días de producción la presión con la que se operó fue lo suficientemente baja como para acelerar el proceso de precipitación y depositación de CaCO_3 (ver Figura 14).

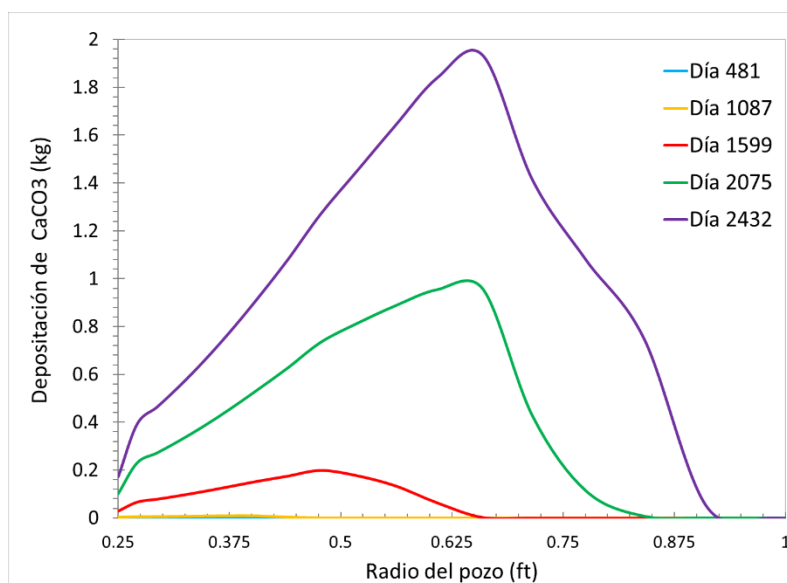


Figura 45. Perfil de depositación de CaCO_3 para el pozo USCO 2.

4.2.1.3. Pozo USCO 4

En la Figura 46 se observa el comportamiento de la distribución de la concentración de CaCO_3 para el pozo USCO 4. Este pozo presentó un comportamiento diferente del perfil de concentración de CaCO_3 comparado con el pozo USCO 2, y se debe a que, a partir del día 533 la presión de fondo de pozo disminuyó desde 2235 psi hasta los 1600 psi y tuvo una tendencia a ser constante a partir del día 800, siendo esta la causa del porque existe una gran diferencia entre el perfil de concentración de CaCO_3 para el día 282 y el perfil de concentración de CaCO_3 para el día 821. En el día 1000 se tuvo la mayor concentración de CaCO_3 precipitado, y se debe a que, para este día la presión de fondo de pozo fue la más baja, con un valor de 1554 psi, mientras que, para días previos y posteriores, la concentración de CaCO_3 tuvo una tendencia a ser similar, y se debe a que la presión de fondo de pozo se mantuvo constante a partir del día 800 de producción (ver Figura 16).

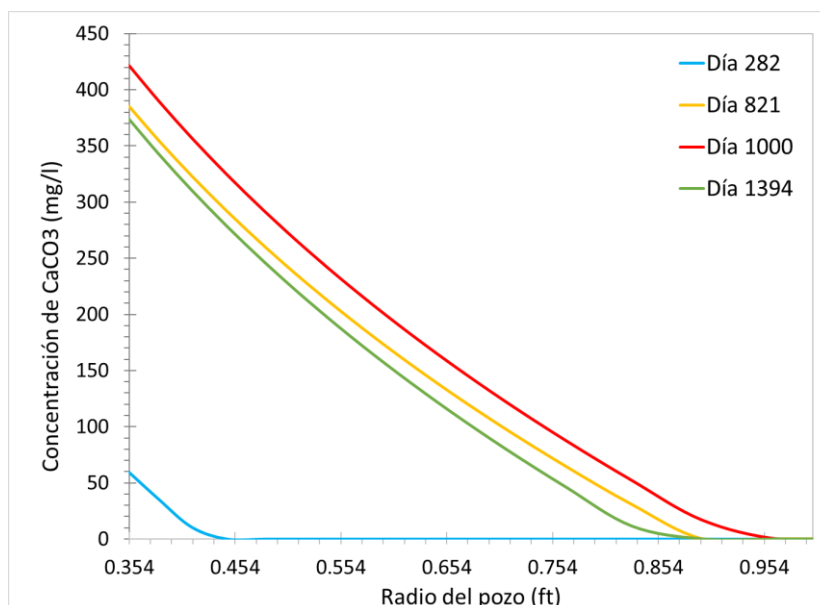


Figura 46. Perfil de concentración de CaCO_3 para el pozo USCO 4.

De igual forma que el pozo USCO 2, para los primeros días de producción del pozo USCO 4 no se presentó depositación de CaCO_3 , debido a que, el SR que se tuvo a esas condiciones causó un tiempo de inducción lo suficientemente alto como para no precipitar este mineral. A pesar de que el caudal de agua que presentó el pozo USCO 4 es mayor a la del pozo USCO 2 (aproximadamente 8 barriles más), la cantidad depositada de CaCO_3 fue similar a la cantidad depositada en el pozo USCO 2, y se debe a que, el pozo USCO 4 operó por más tiempo a presiones un poco mayores (1628 psi) a la del pozo USCO 2, causando que el SR fuera mayor y presentara un factor de precipitación menor (ver Figura 47).

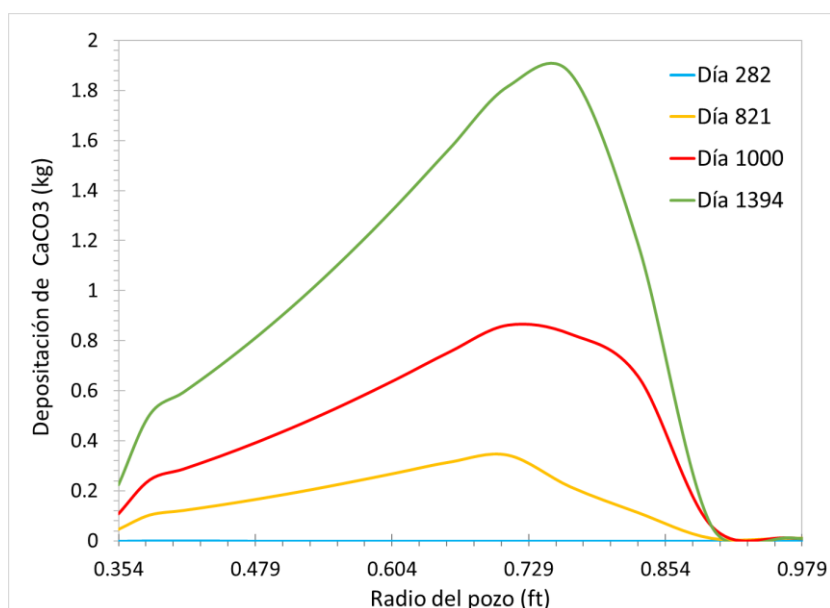


Figura 47. Perfil de depositación de CaCO_3 para el pozo USCO 4.

4.2.1.4. Cálculo de daño por depositación CaCO_3

Una vez se conoce cuál es la cantidad que se puede estar depositando para cada uno de los pozos, es importante entrar a evaluar cuál es el impacto que causa dicha cantidad en las propiedades petrofísicas de la roca como la porosidad y la permeabilidad, con el objetivo de evaluar el daño, *skin*, causado por la precipitación/depositación de CaCO_3 para los pozos que presentan problema de desestabilización de esta sal.

4.2.1.4.1. Pozo USCO 1

La Figura 48-A representa el comportamiento del perfil de relación de porosidad en función del radio de drene debido a la depositación de CaCO_3 en el medio poroso, el cual presenta un comportamiento concordante con el perfil de depositación de CaCO_3 (Figura 47), es decir, no presenta una disminución continua de la porosidad conforme se acerca a la cara de la formación como era de esperarse.

Este comportamiento se le atribuye a la relación entre el parámetro cinético de la sal y el parámetro hidrodinámico del fluido (velocidad); en el cual, a partir del radio 0.5612 ft, el parámetro hidrodinámico predominó sobre el parámetro cinético, por lo que, a radios menores a este, la precipitación y depositación de esta sal fue cada vez menor, provocando una leve disminución en el taponamiento de los poros presentados en estos nodos. La disminución de la porosidad se empezó a dar a partir del radio onset con una velocidad relativamente constante hasta el punto máximo del domo que se presenta en la Figura 43. A partir del punto máximo del domo la porosidad de los nodos ubicados en radios de drenes menor a este, presentaron una afectación menor, debido a que, la cantidad depositada del mineral disminuyó por los parámetros cinéticos de la sal e hidrodinámico del fluido. Dado que la velocidad de depositación fue mayor en la punta del domo, la evolución de la afectación de la porosidad se hizo más evidente en este punto, donde para el día 663 se tuvo una porosidad menor a la que se tuvo en la cara de la formación con una diferencia del 0.04%. Dado que la cantidad depositada fue muy baja (máxima cantidad depositada 0.72 kg), es de esperarse que no se presente un gran impacto en la disminución de la porosidad en el radio afectado, donde se tuvo una máxima disminución de la porosidad para el último día (663) de 0.994 para un radio de 0.561 ft, es decir, la porosidad disminuyó en un 0.6%.

Posteriormente, se evaluó el impacto de la cantidad depositada sobre la permeabilidad de la roca, dicho comportamiento se evidencia en la Figura 48-B, en donde la reducción de la permeabilidad comparándola con la permeabilidad original con la que se contaba se observa una reducción del 1.6%, valor muy bajo para este tiempo de producción.

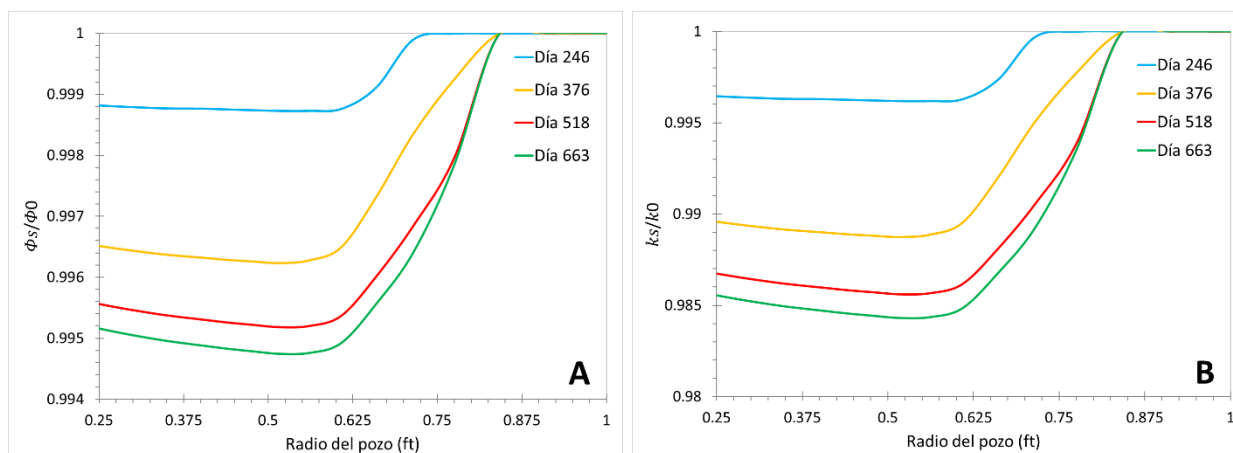


Figura 48. A. Relación de porosidad instantánea y, B. Relación de permeabilidad instantánea para el pozo USCO 1.

De acuerdo con los resultados obtenidos de la variación de la porosidad y la permeabilidad por la depositación de CaCO_3 en el medio poroso, se identificó que los resultados que arrojaron reflejaron una leve afectación en ellas, y eso se debe a la poca cantidad de la sal que se depositó en todo el tiempo de producción evaluado. Por último, se evaluó el daño que presentó la formación debido a las reducciones de sus propiedades.

En la Figura 49 se aprecia el comportamiento del daño a través del tiempo en donde se ve cómo las dos intervenciones llevadas a cabo tuvieron un impacto positivo en este; sin embargo, no removieron el daño en su totalidad, donde se estableció un valor aproximado de remoción del 20% para las 2 intervenciones, ocasionando así, para la primera remoción una disminución del skin con un valor de 0.011, mientras que para la segunda remoción se obtuvo una disminución de 0.031. El valor de 20% se escogió a partir de comentarios realizados por ingenieros de producción que tienen experiencia en procesos de estimulación inorgánica, quienes han comentado que los ingenieros de campo cuando no se realizan pruebas postproducción tienen como regla básica asumir un 20% de remoción de sólidos, dado que, la mayoría de los casos que se realizan este tipo de intervención, aproximadamente ese porcentaje es el que se logra remover del yacimiento.

En la Figura 17 se observa que el comportamiento del skin después de la segunda intervención presentó un incremento muy leve en los días posteriores, es decir, se mantuvo prácticamente constante, por lo tanto, en dicha intervención se realizó la aplicación de un inhibidor de inorgánicos. Dado que el incremento del skin calculado por flujo bifásico tiende a ser prácticamente nulo después de la segunda intervención, se consideró para este estudio un porcentaje de inhibición del 90%, es decir, solo se precipitó el 10% de todo el potencial de precipitación con el propósito de asemejar el comportamiento del skin obtenido mediante el modelo matemático propuesto y el del obtenido mediante el cálculo de flujo bifásico.

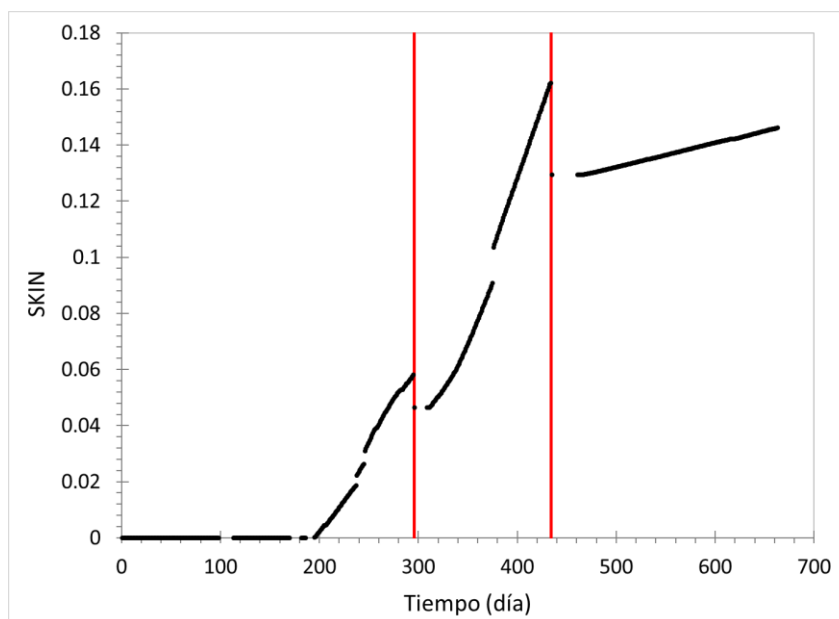


Figura 49. Skin para el pozo USCO 1.

4.2.1.4.1. Pozo USCO 2

Continuando con la metodología planteada para el pozo USCO 1, se evaluó el impacto que generó la cantidad depositada de CaCO_3 en la porosidad (Figura 50) para el pozo USCO 2, donde se puede observar que debido a la baja depositación de la sal, la reducción máxima de este parámetro fue de solo el 2% en un radio de 0.477 ft. Cabe resaltar que, debido a que en este pozo se tuvo una depositación mayor de CaCO_3 , era de esperarse que la porosidad se viera más afectada que en el pozo USCO 1. De igual forma, el impacto que se tuvo en cuanto a la permeabilidad con respecto a la permeabilidad inicial del yacimiento fue bastante baja, con una disminución máxima del 6% para un radio de 0.477 ft (ver Figura 50).

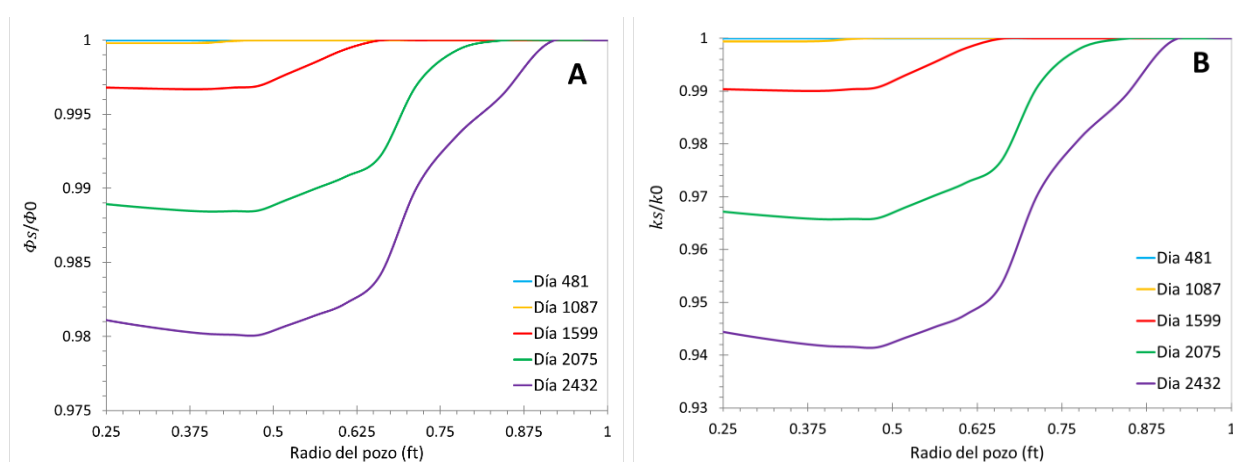


Figura 50. A. Relación de porosidad instantánea y B. Relación de permeabilidad instantánea para el pozo USCO 2.

Dado que la cantidad depositada de CaCO_3 fue poca, el daño generado (*skin*) por incrustaciones inorgánicas fue bajo, como se puede observar en la Figura 51, la cual exhibe la evolución de este parámetro para todo el tiempo de producción del pozo USCO 2. Para el día 2074 se observa un incremento considerable en el *skin* (0.08), el cual se debe al aumento del radio *onset*, producto de la disminución de la presión de operación para esa fecha, recordando que, el *skin* se calcula en función del radio de afectación (*onset* del CaCO_3).

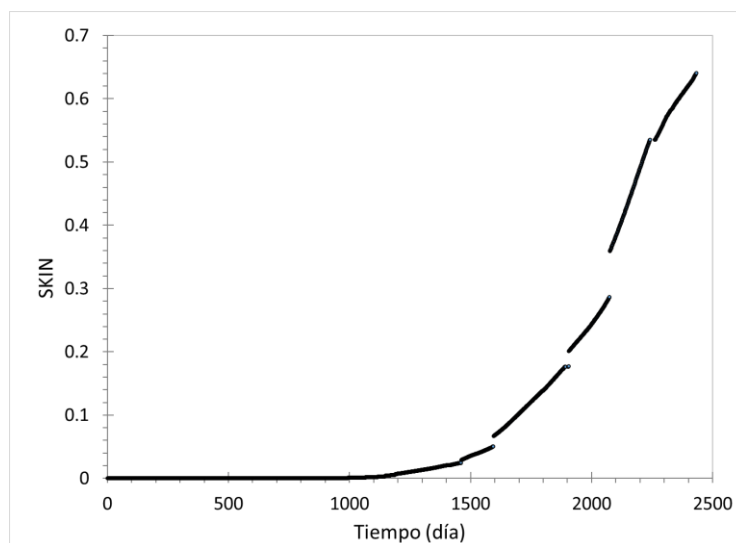


Figura 51. Skin para el pozo USCO 2.

4.2.1.4.2. Pozo USCO 4

El pozo USCO 4 a pesar de presentar una cantidad de depositación similar a la del pozo USCO 2, presentó una menor disminución en la porosidad, y se ve reflejado en la Figura 52-A. Este fenómeno se debe a que, al presentar un radio de pozo mayor (0.354 ft) y un espesor de formación mayor (14 ft mayor al espesor del pozo USCO 2), el volumen de las celdas pertenecientes a la zona afectada fuera mayor, causando así, que la disminución del espacio poroso no se viera tan afectado como ocurrió en el pozo USCO 2. La reducción máxima de este parámetro tuvo un valor de 0.14% para un radio de 0.477 ft. De la misma manera, el impacto presentado para la permeabilidad fue bajo, con una reducción máxima del 0.4% para un radio de afectación de 0.477 ft, como se observa en la Figura 52-B.

De acuerdo con los resultados obtenidos referentes a la afectación de las propiedades petrofísicas de la formación por la depositación del CaCO_3 en el medio poroso, es de esperarse un bajo valor del *Skin* en el pozo USCO 4, menores a los que se presentaron en el pozo USCO 1 y 2. cómo se puede ver en la Figura 53, la cual presenta la evolución de este parámetro para todo el tiempo de producción del pozo USCO 4. Adicional a esto, se observa que, para los días posteriores a la intervención se incrementó la velocidad de aumento del *Skin*, debido a que, días posteriores a la intervención, el pozo estuvo operando a presiones cercanas a los 1500 psi (ver Figura 16), ocasionando un incremento de la concentración precipitada de CaCO_3 .

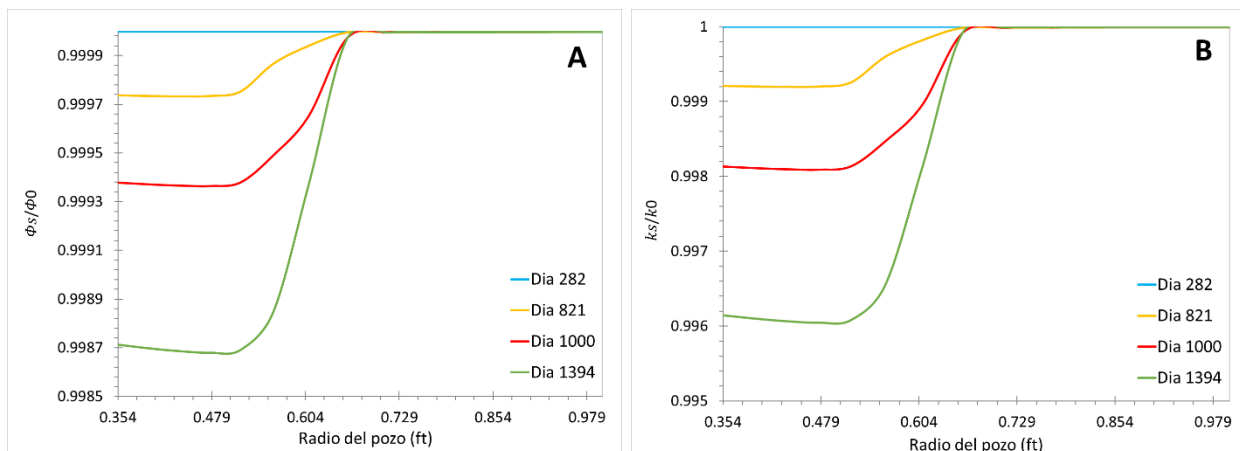


Figura 52. A. Relación de porosidad instantánea y, B. Relación de permeabilidad instantánea para el pozo USCO 4.

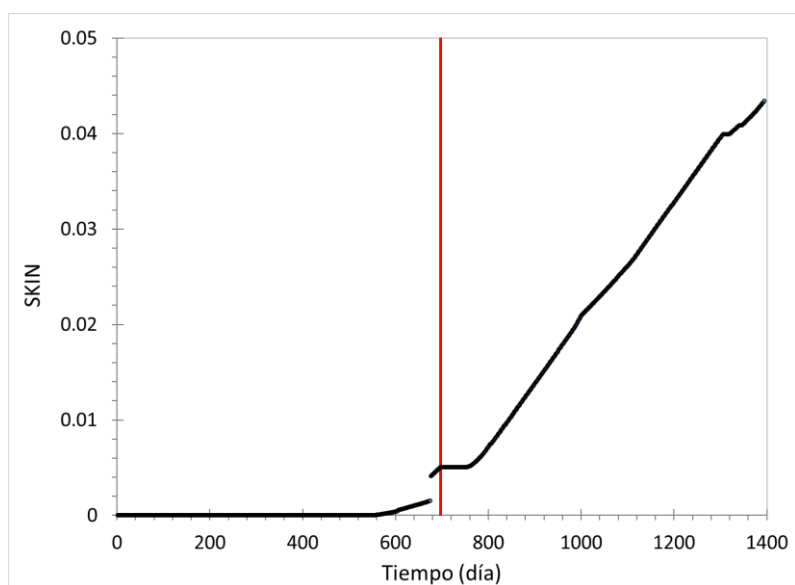


Figura 53. Skin para el pozo USCO 4.

4.2.2. Observaciones generales del daño presentado para todos los pozos del campo USCO

La cantidad depositada de CaCO_3 considerando los 3 parámetros definidos en la sección 3.2.3 es muy diferente a la que se calcula teniendo en cuenta únicamente el parámetro termodinámico (sección 4.1.1), debido a que, la cinética de formación de la sal afecta fuertemente en el proceso de precipitación del mineral por medio del uso del factor de precipitación. Lo anterior se debe a que, el valor del radio de daño por la invasión de fluidos de perforación y completamiento (7 ft) es tan bajo que ocasiona un radio onset máximo menor a 1 ft, causando que, a estos radios las velocidades del fluido sean lo suficientemente altas como para ocasionar una precipitación mucho menor a la precipitación máxima que se puede presentar de acuerdo con los resultados del

estudio del comportamiento termodinámico de la sal. De acuerdo con lo anterior, la Figura 54 resume los parámetros que se deben tener en cuenta para el cálculo de la depositación de CaCO_3 .

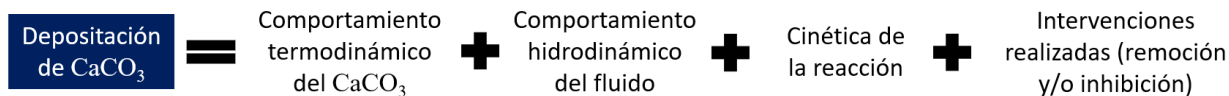


Figura 54 Parámetros que afectan la depositación del CaCO_3 en el yacimiento.

La diferencia en los resultados para los 3 pozos evaluados entre los 2 estudios desarrollados se puede observar en la Tabla 22, la cual resume la cantidad de CaCO_3 precipitado/depositado para los pozos USCO 1, USCO 2 y USCO 4.

Tabla 22. Cantidad de CaCO_3 precipitada y depositada para los pozos USCO 1, 2 y 4.

Pozo	Cantidad de CaCO_3 precipitada (Kg)	Cantidad de CaCO_3 depositada (Kg)	Tiempo total de operación, (días)
USCO 1	5097	5.91	663
USCO 2	453	16.42	2432
USCO 4	723	12.85	1395

El pozo USCO 1 a pesar de haber presentado la mayor cantidad de CaCO_3 precipitado en el modelo termodinámico, al considerar únicamente el caudal de agua y la presión de operación, en la metodología planteada, es el pozo que presentó la menor cantidad depositada, lo cual se debe a las altas velocidad que presentó el fluido (alto caudal de agua) y al pequeño radio onset que se tuvo, ocasionado que la mayoría de la sal se lograra precipitar y depositar en la tubería o en las facilidades de superficie, siempre y cuando las condiciones termodinámicas en esos escenarios mantuvieran el desequilibrio ocasionado en el yacimiento.

El pozo USCO 2 a pesar de haber presentado la cantidad más baja en el modelo termodinámico, debido al bajo caudal de agua manejado y la altas presiones de fondo, en la metodología planteada es el que presentó la mayor cantidad depositada, con un valor de 16.42 kg, el cual, junto con el pozo USCO 4, el parámetro hidrodinámico del fluido tuvo un gran impacto en la precipitación y depositación del mineral, debido a que, los caudales de agua que se manejaron en estos dos pozos fueron mucho menores a los del pozo USCO 1, por lo que, la velocidad del fluido fue mucho menor, ocasionado que el tiempo hidrodinámico se incrementara y por consiguiente el valor del factor de precipitación aumentara, generando así, una mayor cantidad precipitada en cada uno de los nodos, dando como resultado un mayor daño en la formación por la depositación de esta sal, disminuyendo la porosidad y permeabilidad. Cabe resaltar que este fenómeno se dio, debido a que el radio *onset* fue lo suficientemente pequeño como para ocasionar un tiempo hidrodinámico bajo generando un factor de precipitación pequeño, siendo esta la razón del porqué el caudal de agua fue muy influyente en la depositación del CaCO_3 para estos 3 pozos

estudiados, sin embargo, para campos donde la presión de yacimiento fuera mucho menor a la que presentó el campo USCO y el radio *onset* fuera mayor, el parámetro hidrodinámico no tendría influencia en la depositación del CaCO_3 , debido a que, el tiempo hidrodinámico sería mayor al tiempo que se necesita para que se precipite todo el mineral y por consiguiente la metodología planteada presentaría resultados similares a la del modelo termodinámico con respecto a la cantidad depositada y precipitada respectivamente.

Además de presentarse resultados diferentes en la cantidad depositada total de CaCO_3 , también se puede presentar una diferencia en el comportamiento de la depositación del CaCO_3 y el comportamiento de la precipitación del CaCO_3 . Esa diferencia se debe a que, en la metodología planteada se tiene en cuenta el porcentaje de remoción de la sal presente en el yacimiento cuando se realiza una intervención, y además se puede considerar un porcentaje de inhibición de precipitación para tratamientos donde se aplique un inhibidor de inorgánicos, causando una disminución en la velocidad de precipitación y depositación del CaCO_3 . En la Figura 55 se presenta la comparación entre el comportamiento de la cantidad precipitada acumulada (modelo termodinámico) y el comportamiento de la cantidad depositada acumulada (metodología planteada) para el pozo USCO 1, donde se observa que, el modelo planteado presentó un comportamiento diferente al termodinámico, debido a que, tanto como para la intervención 1 y la intervención 2, se estimó una remoción del mineral depositado del 20% y para la intervención se estimó un porcentaje inhibido del 99.9%, siendo esa la razón del porqué la velocidad de precipitación y depositación es muchísimo menor a la velocidad de precipitación presentada en el modelo termodinámico.

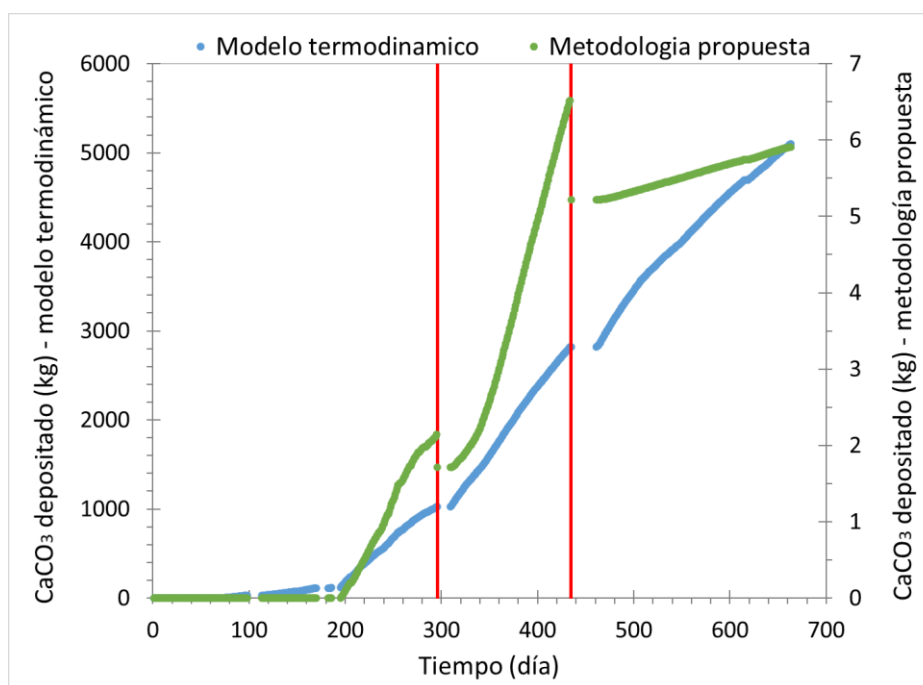


Figura 55 Comparación entre la cantidad precipitada de CaCO_3 y la cantidad depositada de CaCO_3 para el pozo USCO 1.

4.3. Análisis de sensibilidad del Modelo

Con el propósito de evaluar la robustez del modelo para escenarios donde se presenten condiciones diferentes a las trabajadas en esta investigación, se realizó un análisis de sensibilidad donde se varió la presión de producción y la concentración de los iones disueltos en el agua, siendo estos los que afectan directamente en el proceso de precipitación y depositación del CaCO_3 en el yacimiento. No se considera la variación de la temperatura, dado que se está considerando un yacimiento con un comportamiento isotérmico. Las variables cuantificables que permiten estudiar este fenómeno son la cantidad depositada total de CaCO_3 , el skin y el radio onset.

4.3.1. Variación de la presión

El primer análisis de sensibilidad consiste en disminuir la presión de operación continuamente, con el propósito de comprender el comportamiento que presenta el CaCO_3 en el medio poroso. Se desarrollaron 4 escenarios de estudio, siendo del primero al cuarto la operación del yacimiento a presiones 10, 20, 30 y 40% menor a la presión de fondo del yacimiento en el caso base (datos de producción del pozo).

En la Figura 56-A y Figura 56-B se observan el comportamiento que describe la cantidad total depositada de CaCO_3 y skin de la formación, respectivamente, según los escenarios estudiados. Los dos parámetros evaluados exhiben un incremento con una tendencia de tipo exponencial conforme la presión de fondo disminuye, los cuales tienen un buen grado de ajuste, presentándose para el primero un R^2 de 0.9971 y para el segundo un R^2 de 0.9923; por lo tanto, el daño a la formación por depositación de CaCO_3 será más grave a presiones cada vez más bajas, debido al incremento exponencial que este presenta.

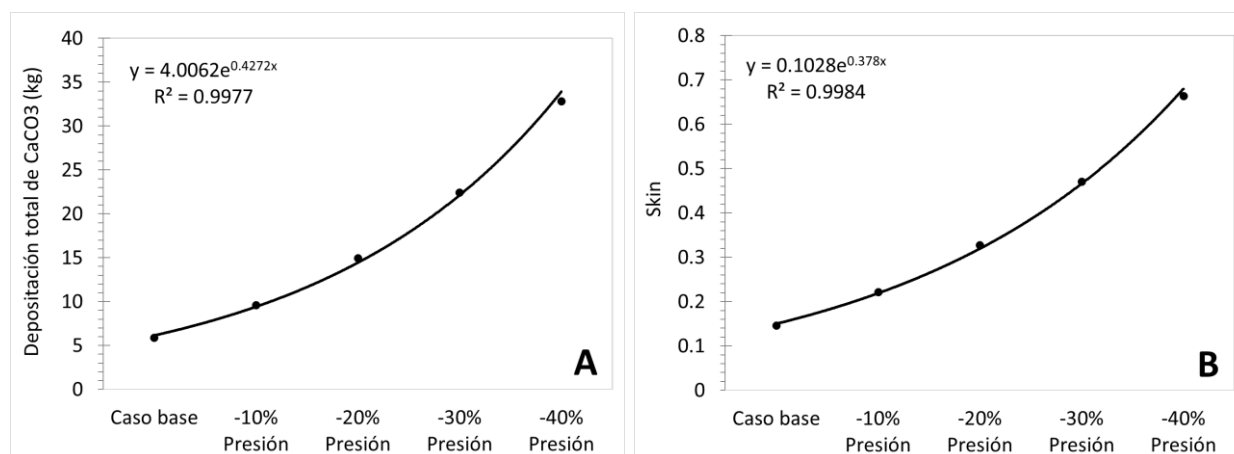


Figura 56. Comportamiento de: A. Cantidad depositada total de CaCO_3 variando la presión. B. Skin variando la presión.

En la Figura 57 se observa el comportamiento que presenta la porosidad de la roca para cada uno de los escenarios evaluados, donde se visualiza una disminución de esta y un incremento del radio onset conforme la presión de fondo disminuye. A diferencia de los resultados obtenidos en la Figura 48-A, la variación del perfil de porosidad en la zona alrededor del pozo presenta un comportamiento similar a una función escalonada. Este comportamiento se debe al incremento continuo que se da en el radio onset, el cual, al ser un radio cada vez más grande, el volumen del nodo será cada vez mayor ocasionando un taponamiento menor del medio poroso de la celda; por lo tanto, los nodos que se ubican cerca al radio onset presentan una disminución de la porosidad menor a la de los nodos que se encuentran más cerca a la cara de la formación, lo que explica la caída abrupta de la porosidad que se da en el primer escalón. Cabe resaltar que, a pesar de presentarse el cambio abrupto en la porosidad entre un nodo y otro (escalón), el comportamiento que presenta la disminución de la porosidad debido a los parámetros cinéticos e hidrodinámicos sigue siendo el mismo al ejercicio desarrollado anteriormente, es decir, se presenta un punto del perfil construido donde se tiene la mínima porosidad alcanzada, y a partir de este, tiende a incrementarse de manera leve. Por lo anterior, se puede deducir que, sin importar la presión con la que trabaje, la incidencia que presenta el parámetro cinético e hidrodinámico siguen siendo fundamentales para el estudio del daño de formación por depositación de CaCO_3 .

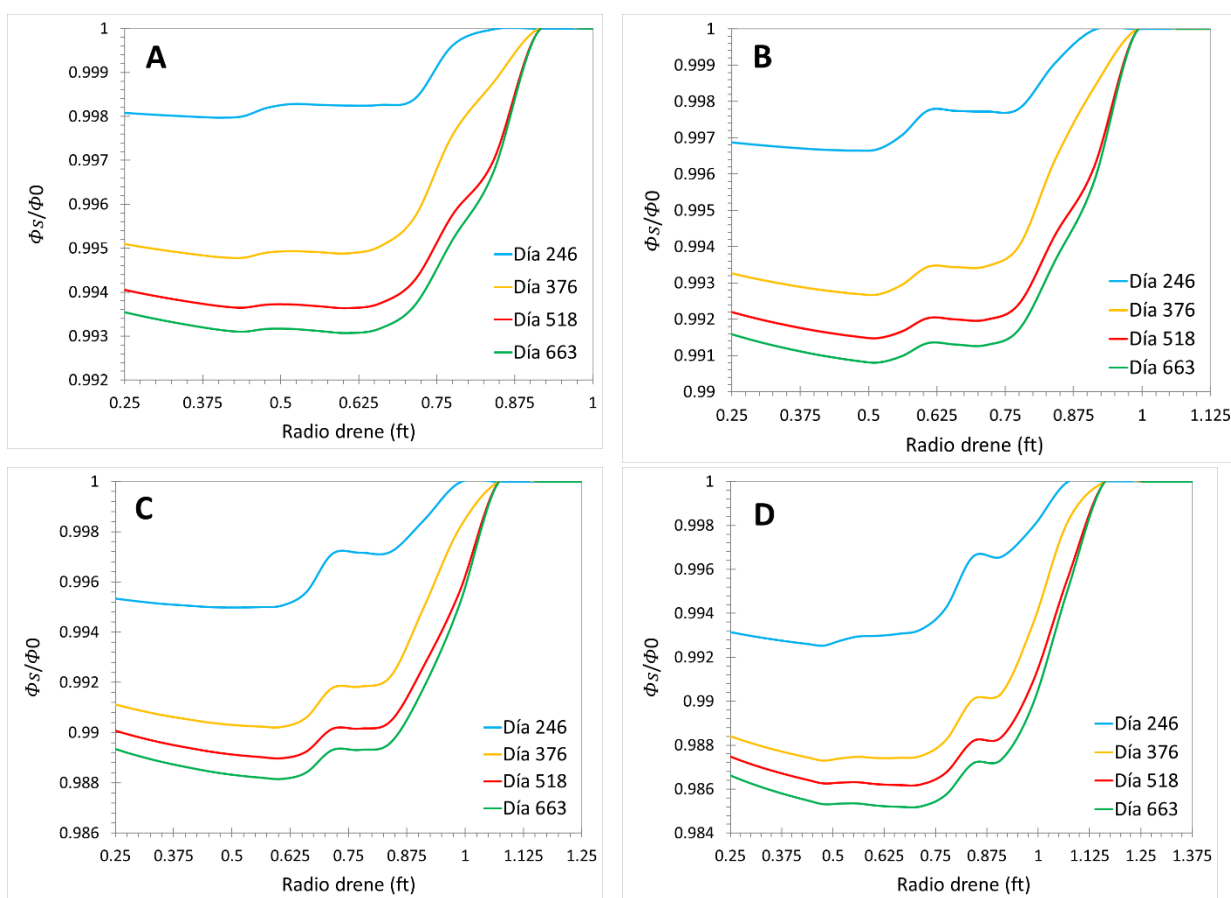


Figura 57. Perfil de porosidad en diferentes escenarios de presión de producción de caso base. A -10%. B -20%. C -30%. D -40%.

4.3.2. Variación de la concentración

El segundo análisis de sensibilidad consiste en aumentar continuamente la concentración de los iones disueltos en el agua de formación, con el propósito de comprender el comportamiento que presenta el CaCO_3 en el medio poroso. Se desarrollaron 4 escenarios de estudio, siendo del primero al cuarto escenarios en los que las concentraciones de los iones en el agua de formación son 5, 10, 15 y 20% mayores a sus concentraciones en el agua del caso base. Las variables cuantificables que permiten estudiar este fenómeno son la cantidad depositada total de CaCO_3 , el skin y el radio de riesgo.

En la Figura 58-A y Figura 58-B se observa el comportamiento que tiene la cantidad total depositada de CaCO_3 y skin de la formación, respectivamente, para cada escenario estudiado. A diferencia de los resultados obtenidos en la Figura 56-A y Figura 56-B, se observa un incremento con una tendencia de tipo exponencial para la cantidad total depositada de CaCO_3 y un incremento con una tendencia de tipo potencial para el skin conforme la concentración de los iones incrementa. El ajuste que presentan ambos resultados para estos parámetros es bueno, los cuales para el primero se tiene un R^2 de 0.9972 y para el segundo un R^2 de 0.9937.

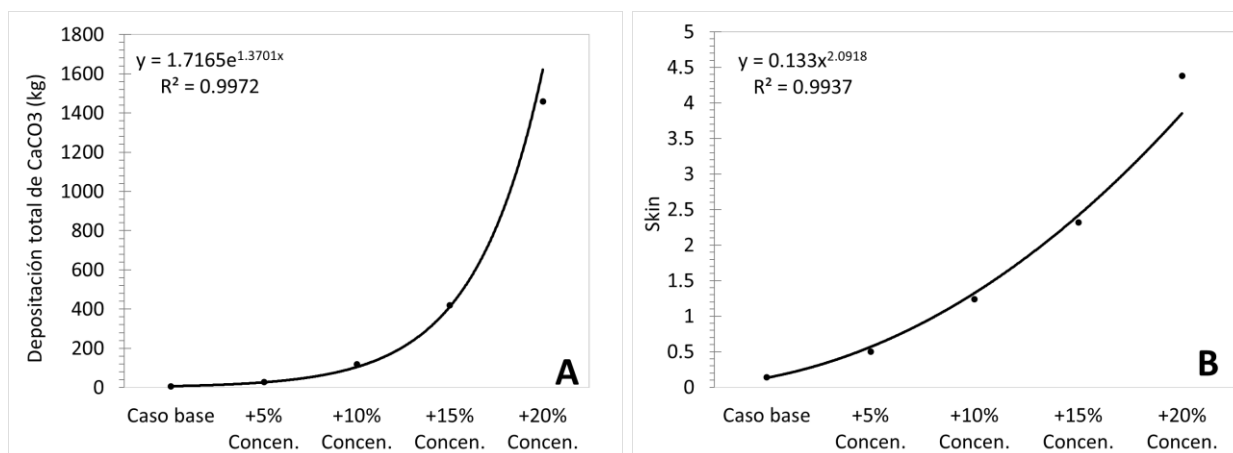


Figura 58. Comportamiento de: A. la cantidad depositada total de CaCO_3 variando la concentración, B. skin variando la concentración.

De acuerdo con los resultados obtenidos en la Figura 56 y Figura 58, la variable que mayor incide en la desestabilización termodinámica del CaCO_3 es la concentración de los iones disueltos en el agua. Lo anterior se debe a que, la velocidad del incremento de la cantidad depositada de CaCO_3 es mayor cuando se da un aumento en la concentración de los iones que una disminución de la presión, y se ve reflejado en la pendiente obtenida de la Figura 56-A y Figura 58-A, siendo la del cambio de la concentración de los iones la mayor con un valor de 1.37 y la de la variación de la presión con un valor de 0.413.

En la Figura 59 se observa el comportamiento que presenta la porosidad de la roca para cada escenario evaluado, donde se visualiza una disminución de esta y un incremento del radio onset conforme la concentración de los iones disueltos en el agua incrementa. La cantidad depositada en este estudio para todos los escenarios evaluados es mucho mayor a la que se obtuvo en el caso anterior para todos los escenarios evaluados (disminución de la presión), presentándose la diferencia más alta en los escenarios más críticos (+20% de concentración y -40% de presión), donde, para el estudio anterior se obtuvo una cantidad total de 47.16 kg de CaCO_3 depositado, mientras que, para este estudio se obtuvo una cantidad de CaCO_3 depositada de 1460.97 kg, presentándose una diferencia de 3097%. Lo anterior explica la mayor reducción en la porosidad de la formación y un aumento significativo en el radio onset del CaCO_3 (radio máximo de 5.85 ft) en este estudio.

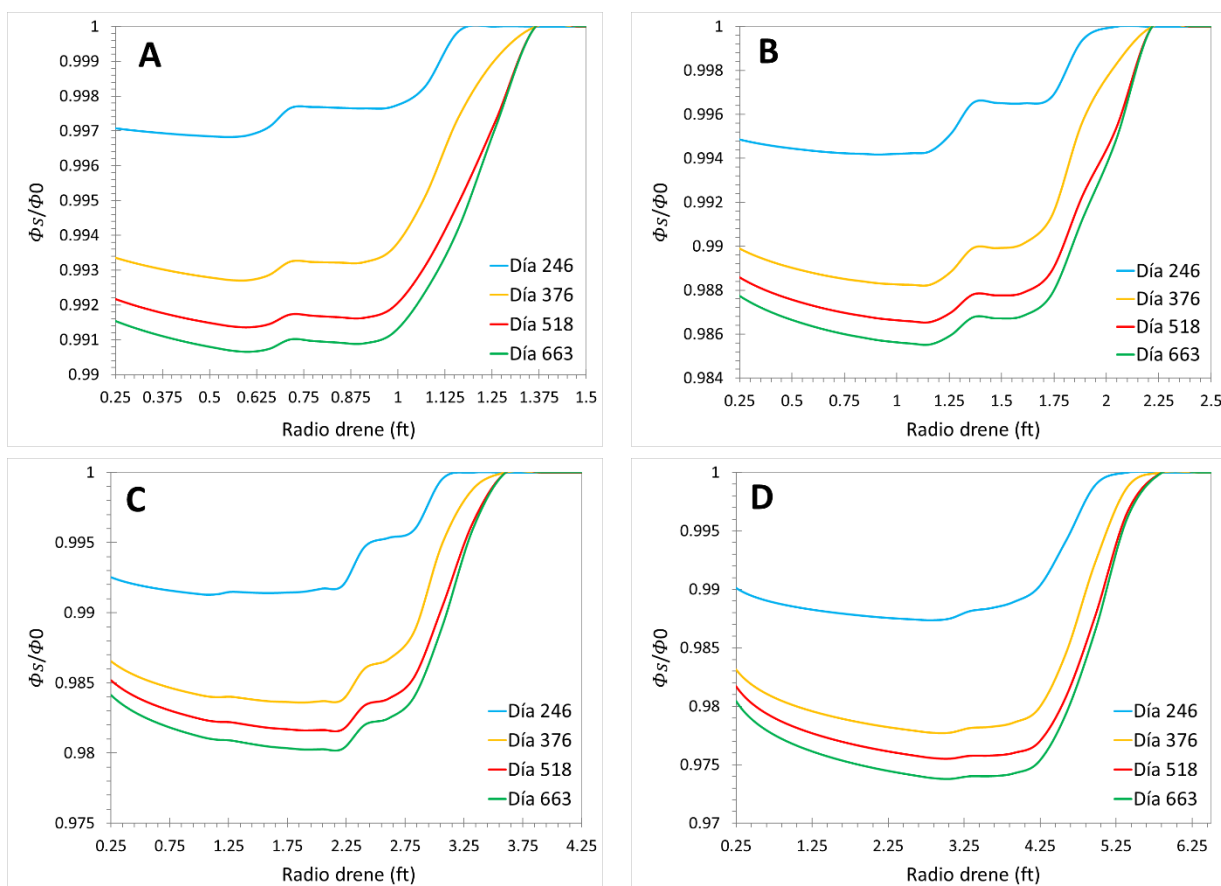


Figura 59. Perfil de porosidad en diferentes escenarios de concentración de caso base. A. +5%. B. +10%. C. +15%. D. 20%.

El aumento del radio de drenaje a valores mucho mayores a los obtenidos en el caso anterior (radio máximo 1.16 ft) y la gran diferencia que hay en la depositación de CaCO_3 , ocasionan una variación en el comportamiento del perfil de porosidad, el cual, a pesar de presentar un comportamiento similar al que se tiene en el escenario donde se disminuye la presión, el ancho del escalón que se presenta en el perfil desarrollado, tiende a disminuir a una velocidad mayor,

obteniéndose para el escenario más crítico (20% más de la concentración de los iones del caso base) la ausencia de este fenómeno (Figura 59-D), presentando un comportamiento similar a la obtenido en la Figura 48.

Al incrementarse la concentración de los iones, el FP_i será mayor que en el caso base hasta un valor máximo de 1; por lo tanto, el aumento de la concentración de los iones disueltos en el agua ocasiona una disminución del radio de riesgo (explicado en la sección 4.1.2), ocasionando que, en el nodo que tenga un radio igual o mayor al radio de riesgo y que presente problemas de inestabilidad de CaCO_3 , se presente una mayor cantidad de precipitación y depositación de esta sal. Dado que se presenta una mayor cantidad de CaCO_3 depositado en los nodos ubicados después del radio de riesgo, la cantidad depositada en los nodos ubicados antes del radio de riesgo será menor, ocasionando una menor disminución en la porosidad, explicando la intensificación que se presenta en el incremento que se da en el perfil de porosidad.

4.3.3. Variación de la concentración y de la presión

El tercer análisis de sensibilidad consiste en aumentar continuamente la concentración de los iones disueltos en el agua de formación y disminuir la presión de fondo, con el propósito de comprender el impacto que presenta la variación de estos dos parámetros. En la Tabla 23 Se muestra los escenarios planteados para el estudio. Las variables cuantificables que permiten estudiar este fenómeno son la cantidad depositada total de CaCO_3 , el skin y el radio de riesgo.

Tabla 23. Escenarios de estudio incrementado la concentración de los iones y disminuyendo la presión de operación.

Escenario	Incremento de la concentración (%)	Disminución de la presión (%)
Caso base	0	0
1	5	10
2	10	20
3	15	30
4	20	40

En la Figura 60-A y Figura 60-B se observa el comportamiento que tiene la cantidad total depositada de CaCO_3 y skin de la formación, respectivamente, para cada escenario estudiado. Los resultados obtenidos exhiben un incremento con una tendencia exponencial para la depositación de CaCO_3 y una tendencia potencial para el skin de formación, de la misma manera como se presentó en la Figura 58. El ajuste que presentan ambos resultados es bueno, teniéndose para el primero un R^2 de 0.9920 y para el segundo un R^2 de 0.9957. La similitud en los comportamientos de estos parámetros se debe a la mayor influencia que presenta la concentración de los iones en el agua de formación sobre la depositación del CaCO_3 .

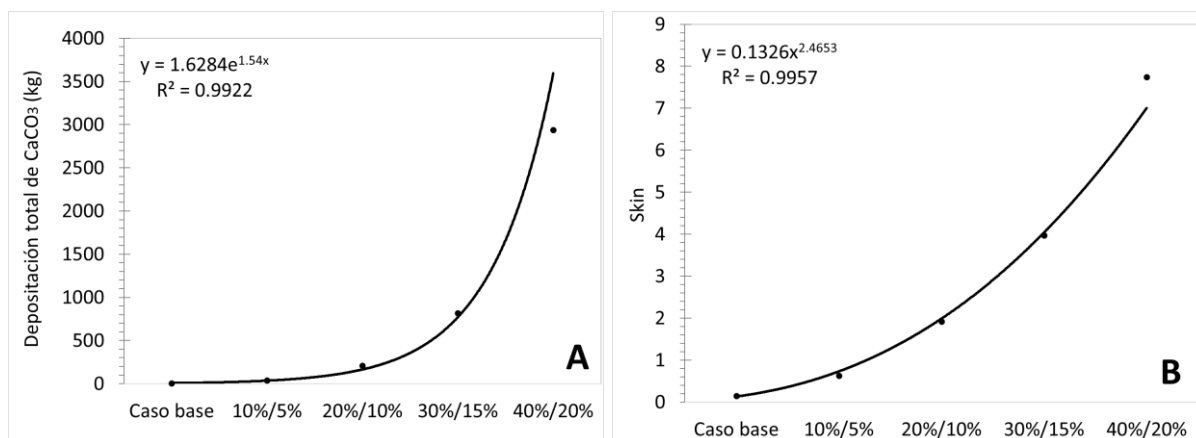
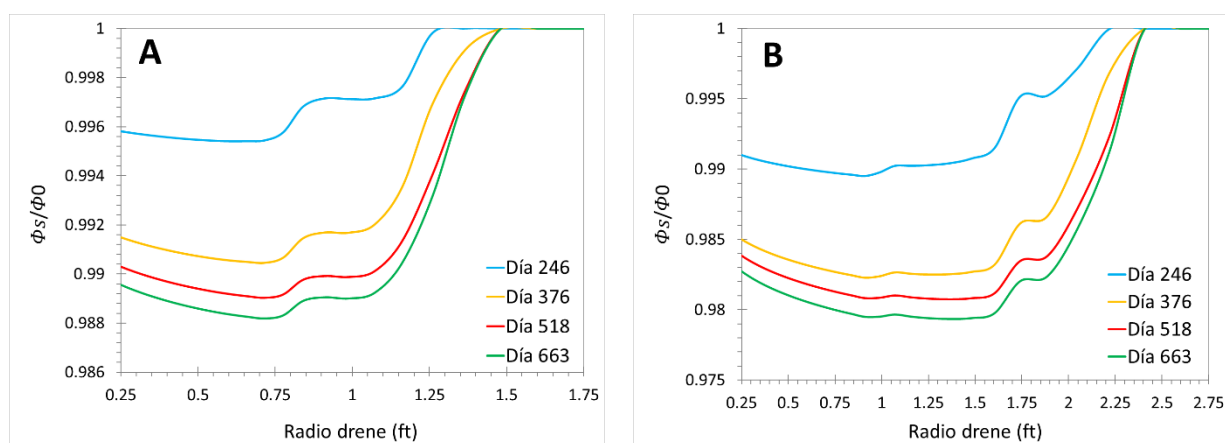


Figura 60. Comportamiento de: A. Cantidad depositada total de CaCO_3 variando la concentración y la presión.

El comportamiento que presenta el perfil de precipitación para cada uno de los escenarios evaluados variando la concentración de los iones y la presión de fondo, se visualiza en la Figura 61, la cual exhibe un comportamiento similar al que se presenta en la sensibilidad realizada únicamente modificando la concentración (Figura 58). Lo anterior se debe a que, la concentración al ser la variable más influyente en el proceso de depositación de CaCO_3 , la variación de la porosidad tendrá un comportamiento similar al que se da en la Figura 58. Dado que en estos escenarios se modifican las dos variables que más influyen en el proceso de depositación, la afectación de la porosidad será mayor, obteniéndose para el escenario 5 una disminución de la porosidad del 5% en un radio de 4.2 ft. Cabe resaltar que, al acrecentar el potencial de precipitación de CaCO_3 al presentarse bajas presiones y altas concentraciones de los iones, el fenómeno descrito en la sección 4.3.2 se intensifica, debido a que, el radio de riesgo presentará valores mucho menores a los que se tienen en un escenario donde solo se varía la concentración de los iones.



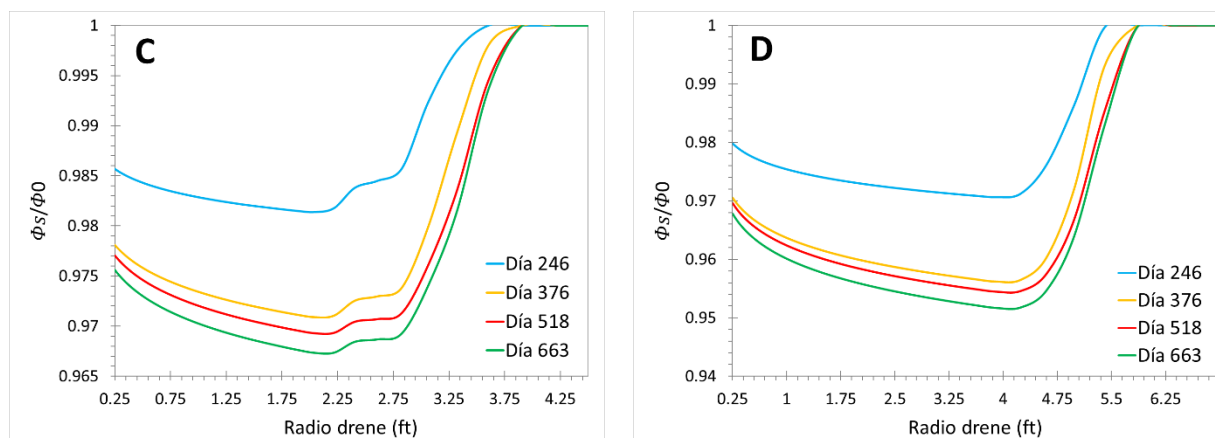


Figura 61. Perfil de porosidad en diferentes escenarios de concentración/presión de caso base respectivamente. A. Escenario 1. B. Escenario 2. C. Escenario 4. D. Escenario 4.

La Figura 62 presenta el impacto que genera el aumento de la concentración de los iones, la disminución de la presión y el aumento de la concentración de los iones junto con la disminución de la presión, para el escenario crítico de cada estudio de sensibilidad realizado en el proceso de depositación de CaCO_3 en el medio poroso. La concentración de los iones presenta un gran impacto en la depositación del CaCO_3 (32.96%) en comparación a la variación de la presión, el cual solo influye en un 0.74% en el proceso de depositación; sin embargo, al combinar estos dos parámetros, el proceso de depositación de CaCO_3 se hace más crítico, incrementando el impacto de depositación a un 66.3%.

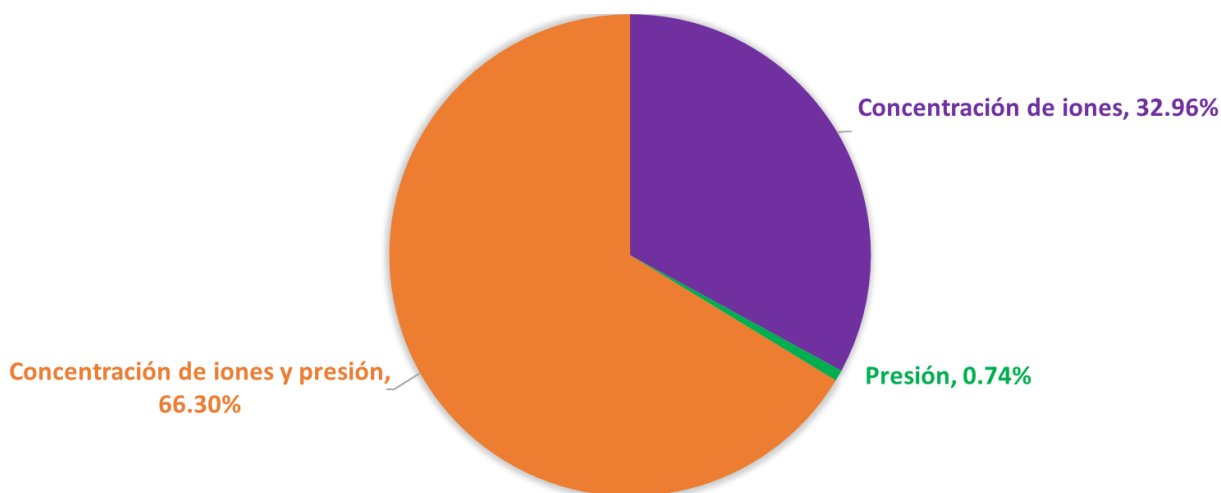


Figura 62. Porcentaje de cantidad depositada de CaCO_3 para el escenario crítico en cada uno de los análisis de sensibilidad desarrollado.

Conclusiones

- Se implementó una metodología sistemática basada en los datos de producción (caudales, presión y temperatura) y caracterización fisicoquímica de las aguas de producción; la cual, representa una herramienta predictiva fiable y de diagnóstico para la toma de decisiones relacionadas con la prevención del daño de formación por la depositación de escamas minerales de CaCO_3 .
- El proceso de precipitación y depositación del CaCO_3 ha sido investigado por mucho tiempo, donde se han desarrollado múltiples modelos que permiten predecir el grado de afectación a las propiedades petrofísicas de la roca, sin embargo, los modelos que se han planteado no son aplicables para pozos productores, debido a que, consideran únicamente la termodinámica y cinética de la sal, y no tiene en cuenta la hidrodinámica del fluido, el cual es importante para el modelamiento de la precipitación y depositación del mineral en el medio poroso.
- El modelo matemático propuesto considera los 3 parámetros fundamentales para la predicción de la precipitación y depositación del CaCO_3 en el medio poroso, siendo estos el termodinámico, cinético e hidrodinámico. El factor termodinámico permite comprender el potencial de incrustación que se presenta a ciertas condiciones específicas, permitiendo realizar un análisis rápido y generalizado de la situación. El factor hidrodinámico y el cinético de la sal impactan fuertemente en la precipitación de CaCO_3 , reflejándose en el comportamiento del factor de precipitación. La velocidad del fluido afecta de manera inversa la precipitación del mineral, es decir, el factor de precipitación disminuirá al aumentar la velocidad del fluido. Mientras que la velocidad de reacción de la sal impacta de manera proporcional la precipitación de CaCO_3 , es decir, al aumentar la velocidad de reacción de la sal provocara un aumento en el factor de precipitación.
- El modelo desarrollado predice la evolución del proceso de depositación de CaCO_3 a través del tiempo desde la cara del pozo hasta el radio de drene de la formación. La cantidad depositada de la sal en el medio poroso se va incrementando a medida que pasa el tiempo, y se va agudizando en el área cercana al máximo del domo, el cual presenta una velocidad de depositación mayor a la que se presenta en la cara de la formación; por lo tanto, es de esperarse que en la zona de mayor depositación se presente una mayor afectación en las propiedades físicas de la roca. Además, el comportamiento del perfil de depositación varía en función de la presión de operación y concentración de los iones, siendo este último el que tiene mayor influencia en el proceso de precipitación del mineral.

Recomendaciones

- Para generar una metodología de trabajo con un alto grado de confiabilidad en sus predicciones, se recomienda que los datos experimentales provenientes de la caracterización del agua de formación sean obtenidos de muestras adquiridas siguiendo los protocolos de muestreo y preservación de muestras establecidos por los estándares y en lo posible correspondan a muestras de agua tomadas en fondo de pozo. En el caso del estudio del daño a la formación por depositación de sales minerales, el análisis fisicoquímico del agua de formación representa la fuente principal para todos los cálculos y metodologías realizadas, por consiguiente, es necesario garantizar que los protocolos para la toma de muestras cumplan con un mínimo de requerimientos. De esta manera, se garantiza confiabilidad al momento de utilizar esta información.
- Se debe proponer pruebas de laboratorio que permitan confirmar y mejorar las definiciones planteadas en este trabajo realizado, con el fin de dar bases experimentales que fortalezcan aún más la metodología desarrollada.
- Se debe de realizar estudios en campos donde la presión de yacimiento sea lo suficientemente baja, donde la presión onset de la sal se presente a un radio de drene mayor al radio de daño ocasionado por la invasión de fluidos de perforación y completamiento.

Referencias

- Abu-Khamsin, S. A., & Ahmad, S. J. (2005). Laboratory study on precipitation of calcium sulphate in berea sandstone cores. *Society of Petroleum Engineers - SPE Technical Symposium of Saudi Arabia Section 2005, TSSA 2005*. <https://doi.org/10.2523/106336-ms>
- Ahmed, T., & McKinney, D. (2005). Advanced Reservoir Engineering. In *Elsevier Science Publishers B.V.* (Issue 1). <https://ejournal.poltektegal.ac.id/index.php/siklus/article/view/298%0Ahttp://repositorio.unan.edu.ni/2986/1/5624.pdf%0Ahttp://dx.doi.org/10.1016/j.jana.2015.10.005%0Ahttp://www.biomedcentral.com/1471-2458/12/58%0Ahttp://ovidsp.ovid.com/ovidweb.cgi?T=JS&P>
- Al-Mossawy, M. I. (2019). A simple approach to identify the proper relative permeability model. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 495(1). <https://doi.org/10.1088/1757-899X/495/1/012074>
- Amiri, M., & Moghadasi, J. (2010). Prediction the Amount of Barium Sulfate Scale Formation in Siri Oilfield using OLI ScaleChem Software. *Asian Journal of Scientific Research*.
- Andritsos, N., Kontopoulou, M., Karabelas, A. J., & Koutsoukos, P. G. (1996). Calcium Carbonate Deposit Formation under Isothermal Conditions. *Canadian Journal of Chemical Engineering*, 74(6), 911–919. <https://doi.org/10.1002/cjce.5450740614>
- Barrera Suárez, T., Rodríguez, E., Escobar, J., Barrios, W., Botía Castañeda, C., & Caicedo Ferrer, C. (2012). *Modelamiento de la formación de scale del agua de producción del Campo Castilla. 1*, 35–48.
- Bishop, S. R. (1997). Experimental investigation of formation damage due to the induced flocculation of clays within a sandstone pore structure by a high salinity brine. *SPE - European Formation Damage Control Conference, Proceedings*, 123–143. <https://doi.org/10.2523/38156-ms>
- Chang, F., & Civan, F. (2007). *Modeling of Formation Damage Due to Physical and Chemical Interactions Between Fluids and Reservoir Rocks. 1985*. <https://doi.org/10.2523/22856-ms>
- Civan, F. (2004). Modeling well performance under nonequilibrium deposition conditions. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1–6. <https://doi.org/10.2523/67234-ms>
- Civan, F. (2007). Reservoir Formation Damage. In *Reservoir Formation Damage*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7738-7.X5000-3>
- Civan, F., Knapp, R. M., & Ohen, H. A. (1989). Alteration of permeability by fine particle processes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 3(1–2), 65–79. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(89\)90033-8](https://doi.org/10.1016/0920-4105(89)90033-8)
- Craft, B., & Hawkins, M. (1959). Applied petroleum reservoir engineering. In *Journal of the Franklin Institute* (2nd ed., Vol. 268, Issue 1). [https://doi.org/10.1016/0016-0032\(59\)90369-2](https://doi.org/10.1016/0016-0032(59)90369-2)
- Dake, L. P. (1978). Fundamentals fo Reservoir Engineering, volume 8. In *Developments in Petroleum Science*.
- Fadairo, A. S. A., Omole, O., & Falode, O. (2009). A modified model for predicting permeability damage due to oilfield scale deposition. *Petroleum Science and Technology*, 27(13), 1454–1465. <https://doi.org/10.1080/10916460802637635>
- Fadairo, A. S., Omole, O., & Falode, O. A. (2008). Effect of oilfield scale deposition on mobility ratio. *Society of Petroleum Engineers - SPE Gas Technology Symposium*, 1(June), 222–232.

- <https://doi.org/10.2118/114488-ms>
- Garcia, A. (2017). *Modelo determinístico de diagnóstico de daño a la formación por depositación de escamas de CaCO₃, aplicable a los campos colombianos del grupo empresarial Ecopetrol* (Vol. 6).
- Guanacas Arias, L. A., & Ramirez Paez, J. F. (2014). *DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA EL MODELAMIENTO DE LAS DEPOSITACIONES INORGÁNICAS INCORPORANDO DAÑO A LA FORMACIÓN POR DEPOSITACIONES INORGÁNICAS EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO*. Universidad Surcolombiana.
- Humberto, F., & Macualo, E. (2004). *FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS*.
- Kalantari-Dahaghi, A. Moghadasi, J. Gholami, V. (2006). A new model to describe particle movement and deposition in porous media. *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*.
- Langelier, W. F. (1936). The Analytical Control of Anti-Corrosion Water Treatment. *Journal - American Water Works Association*, 28(10), 1500–1521. <https://doi.org/10.1002/j.1551-8833.1936.tb13785.x>
- Lewis, D. R., Zainalabedin, K. A., Al-Habib, N. S., Al-Beaiji, T. M., Al-Qahtani, A. M., & Nasr-El-Din, H. A. (2003). Scale Mitigation Enhances Safety and Production. *SPE Middle East Oil Conference Proceedings*, 1–8. <https://doi.org/10.2118/81569-ms>
- Matheus, N., & Pacheco, J. (2015). Determinación del umbral de depositación de carbonato de calcio en el medio poroso en un campo colombiano. *Ekp*, 13(3), 1576–1580.
- Moghadasi, J. (2002). *PARTICLE MOVEMENT AND SCALE FORMATION IN POROUS MEDIA*. University of Surrey.
- Moghadasi, J. (2017). *PARTICLE MOVEMENT AND SCALE FORMATION IN POROUS MEDIA*. In *ProQuest*.
- Nancollas, G. H., & Reddy, M. M. (1971). The crystallization of calcium carbonate. II. Calcite growth mechanism. *Journal of Colloid And Interface Science*, 37(4), 824–830. [https://doi.org/10.1016/0021-9797\(71\)90363-8](https://doi.org/10.1016/0021-9797(71)90363-8)
- Oddo, J. E., & Tomson, M. B. (1991). *Why scale forms in the oil field and methods to predict it*. February, 717–726.
- Oddo, J. E., & Tomson, M. B. (1994a). Why scale forms and how to predict it. *SPE Production & Facilities*, 9(1), 47–54. [https://doi.org/10.1016/0148-9062\(94\)90305-0](https://doi.org/10.1016/0148-9062(94)90305-0)
- Oddo, J. E., & Tomson, M. B. (1994b). Why scale forms in the oil field and methods to predict it. *SPE Production & Facilities*, 9(01), 47–54. <https://doi.org/10.2118/21710-PA>
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingenieria de Yacimientos Magdalena* (p. 588).
- Paris, M. (2013). Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 1689–1699.
- Patton, C. C. (1986). *Applied Water Technology 03_AWT_Water_Scales.pdf*.
- Pinzón Torres, C., García Ortiz, L. S., & Rodríguez Osorio, D. F. (2009). Modelamiento termodinámico para la inhibición de incrustaciones de carbonato de calcio en sistemas Hidrocarburos. *Ingeniería y Región*, 6, 33–43. <https://doi.org/10.25054/22161325.809>
- Puckorius, P. R., & Brooke, J. M. (1991). New practical index for calcium carbonate scale prediction in cooling tower systems. *Corrosion*, 47(4), 280–284. <http://www.refdoc.fr/Detailnotice?idarticle>
- Ramstad, K., Sandengen, K., Mitchell, A. F., & Moldrheim, E. (2020). Correlating calcium carbonate scale risk with field experience data. *Society of Petroleum Engineers - SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition, OSS 2020*.

- <https://doi.org/10.2118/200679-ms>
- Ramstad, K., Tydal, T., Askvik, K. M., & Fotland, P. (2005). Predicting carbonate scale in oil producers from high-temperature reservoirs. *SPE Journal*, 10(4), 363–373. <https://doi.org/10.2118/87430-PA>
- Ryznar, J. W. (1944). A New Index for Determining Amount of Calcium Carbonate Scale Formed by a Water. *Journal - American Water Works Association*, 36(4), 472–483. <https://doi.org/10.1002/j.1551-8833.1944.tb20016.x>
- Safari, H., & Jamialahmadi, M. (2014). Thermodynamics, Kinetics, and Hydrodynamics of Mixed Salt Precipitation in Porous Media: Model Development and Parameter Estimation. *Transport in Porous Media*, 101(3), 477–505. <https://doi.org/10.1007/s11242-013-0255-6>
- Sepulveda Gaona, J. A., & Escobar Macualo, F. H. (2005). *SIMULACION DE YACIMIENTOS : Principios, Conceptos y Construcción de Mallas*. 284.
- Singley, J. E. (1985). Corrosion prevention and control in water supply and supply systems. In *Noyes Publications* (Vol. 1, Issue 1).
- Stiff, H. A., & Davis, L. E. (1952). A Method for Predicting the Tendency of Oil Field Waters To Deposit Calcium Carbonate. *Journal of Petroleum Technology*, 4(09), 213–216. <https://doi.org/10.2118/952213-g>
- Tomson, M. B., & Oddo, J. E. (1991). New saturation index equation to predict calcite formation in gas and oil production. *Society of Petroleum Engineers of AIME, (Paper) SPE*.
- Yang, X., Li, W., Guo, L., Liu, X., & Feng, H. (2016). Prediction of CaCO₃ scaling in water injection wellbore. *Applied Thermal Engineering*, 98, 532–540. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.12.048>
- Zhang, P., Liu, Y., Kuok, S. C., Kan, A. T., & Tomson, M. B. (2019). Development of modeling approaches to describe mineral scale deposition kinetics in porous medium and pipe flow system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 178(November 2018), 594–601. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.070>
- Zhang, Y., & Dawe, R. (1998). The kinetics of calcite precipitation from a high salinity water. *Applied Geochemistry*, 13(2), 177–184. [https://doi.org/10.1016/S0883-2927\(97\)00061-9](https://doi.org/10.1016/S0883-2927(97)00061-9)