

**ANÁLISIS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN POR EFECTO DE LA
DEPOSITACIÓN DE ESCAMAS INORGANICAS EN MEDIOS POROSOS DE
MEDIANA PERMEABILIDAD**

**YULY MARCELA MALAGON CUADROS
LEONARDO HERNANDO DALLOS MARTINEZ**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**ANÁLISIS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN POR EFECTO DE LA
DEPOSITACIÓN DE ESCAMAS INORGANICAS EN MEDIOS POROSOS DE
MEDIANA PERMEABILIDAD**

**YULY MARCELA MALAGON CUADROS
LEONARDO HERNANDO DALLOS MARTINEZ**

**Trabajo de grado presentado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

LUIS FELIPE CARRILLO MORENO, M. Sc.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

AGRADECIMIENTOS

A Dios por permitirnos culminar con éxito nuestra carrera.

A nuestras familias por su incondicional apoyo y a los profesores por los conocimientos brindados durante nuestra etapa universitaria.

Al profesor Luis Felipe Carrillo por las asesorías brindadas, los consejos y acompañamiento en el desarrollo de esta investigación.

A Alvaro Villar y el ingeniero Hernando Buendía Lombana por facilitarnos los equipos del grupo empresarial Ecopetrol y Parque Tecnológico de Guatiguará

A nuestros compañeros y amigos por los gratos momentos compartidos y de manera muy especial al grupo de personas que conforman los laboratorios de petrofísicos del Parque tecnológico de Guatiguará.

Al grupo de Sinergia por permitirnos desarrollar esta investigación.

Finalmente a la Universidad Industrial de Santander.

DEDICATORIA

A Dios gracias por permitirme culminar satisfactoriamente mi formación profesional y darme siempre la salud, bondad y paciencia para ello.

A mi madre Elsy Cuadros quien siempre con su ejemplo de una mujer luchadora y perseverante ha hecho de mí una mujer con principios para enfrentar el mundo.

A mi padre Abelardo Malagón que a pesar de nuestra distancia física siempre he podido contar no solo con su apoyo económico, sino también con su amor y sus sinceras palabras para hacerme más fuerte y no flaquear en el camino de la vida.

A mi familia quienes siempre estuvieron a mi lado para darme una voz de aliento y de cariño; en especial a mis hermanos quienes siempre dedicaron un espacio para hacerme reír y recordarme que la vida siempre viene con altibajos y que siempre hay que superarlos.

A mis amigos de universidad que no solo me acompañaron en los buenos momentos de mi carrera, sino también en aquellos momentos de tristeza y desolación... a Daya Sepulveda, Felipe Galvis, Carolina Beltran, Isabela Nuñez y los que no logre mencionar aquí solo queda agradecer a Dios por haberlos dejado disponibles en el camino para mí.

Marcela Malagón Cuadros

DEDICATORIA

A mis padres y hermanas, pues ellos son el motor y el apoyo incondicional en los proyectos de mi vida como este objetivo a alcanzar.

A la UIS por permitirme expandir mis conocimientos, experiencias y darme la oportunidad de conocer maravillosas personas cada día, desde amistades, compañeros de estudio y profesores; pues de ellas he aprendido bastante.

M.Sc, Luis Felipe Carrillo, director del proyecto por su asesoría y contribución para culminar la meta propuesta.

Al equipo de trabajo de Sinergia, por su entera disposición e interés para sacar adelante este proyecto.

A la vida.

Leonardo Dallos

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	15
1. GENERALIDADES SOBRE LAS ESCAMAS INORGANICAS.....	17
1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS.....	17
1.2 MARCO DE REFERENCIA.....	18
1.2.1 Daño a la formación.....	18
1.3 PRECIPITACIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS O MINERALES	20
1.4 TIPOS DE ESCAMAS INORGÁNICAS.....	23
1.4.1 Carbonato de calcio.	23
1.5 MECANISMOS DE DEPOSITACIÓN DE CaCO_3	24
1.5.1 La mezcla de aguas incompatibles.	24
1.5.2 La autosedimentación.....	25
1.5.3 La evaporación:	25
1.5.4 La inundación con gas.	25
1.6 ANÁLISIS FISICOQUÍMICO DEL AGUA	25
1.7 FACTORES QUE AFECTAN LA PRECIPITACIÓN DEL CaCO_3	27
1.7.1 Efecto de la presión parcial del CO_2	27
1.7.2 Efecto del pH.	28
1.7.3 Efecto de la temperatura.....	29
1.7.4 Efecto de otras sales disueltas (TDS).....	29
2. DISEÑO EXPERIMENTAL PARA EVALUAR EL DAÑO DE FORMACIÓN EN EL MEDIO POROSO	31
2.1 DISEÑO EXPERIMENTAL FACTORIAL	31
2.2 DETERMINACIÓN DE LA REGIÓN EXPERIMENTAL.....	32
2.2.1 Determinación de los rangos de permeabilidad.	32
2.2.2 Determinación de los rangos de Ca^{2+}	34

2.2.3 Determinación de los rangos de velocidad.	36
3. RESULTADOS EXPERIMENTALES	39
3.1 PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO	39
3.1.1 Selección de la muestra.....	39
3.1.2 Determinación de propiedades de la muestra.....	39
3.1.2.1 Determinación de porosidad.	39
3.1.2.2 Determinación de permeabilidad.	39
3.1.3 Saturación de la muestra.	40
3.1.4 Condiciones Interacción roca-fluido: prueba de desplazamiento.	41
3.1.5 Metodología a seguir en las pruebas.	41
3.2 MONITOREO DE VARIABLES	44
3.2.1 Diferencial de presión.	44
3.2.2 Presión de confinamiento.....	44
3.2.3 Temperatura.	45
3.3 CORRELACION.....	45
3.4 ANALISIS DE LOS RESULTADOS EXPERIMENTALES	46
3.4.1 Índice de saturación.....	46
3.4.2 Parámetros establecidos por el diseño experimental.....	47
3.5 RESULTADOS.....	48
4. CONCLUSIONES	54
5. RECOMENDACIONES.....	55
BIBLIOGRAFIA	56

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Escamas comunes en campos de petróleo (muñoz y sandoval, 2008) ..	23
Tabla 2. Análisis estadístico de las permeabilidades al aire.	32
Tabla 3. Análisis estadístico de las concentraciones de ca^{2+} encontradas en el agua.	35
Tabla 4. Análisis estadístico de las velocidades de flujo del agua a nivel de laboratorio.	37
Tabla 5. Matriz experimental para correlación	45
Tabla 6. Condiciones de preparación salmuera incrustante	47
Tabla 7. Descripción experimentos a realizar	47
Tabla 8. Datos de referencia experimento # 16	49
Tabla 9. Resumen resultados experimentales	52

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Evidencia de la caída de presión por efecto del daño	19
Figura 2. Daño en la matriz.....	21
Figura 3. Nucleación homogénea	22
Figura 4. Nucleación heterogénea	22
Figura 5. Efecto de la presión parcial del CO ₂ en la solubilidad del CaCO ₃	27
Figura 6. Efecto del pH sobre la presión parcial del CO ₂	28
Figura 7. Efecto de la temperatura en la solubilidad del CaCO ₃ (Munoz y Sandoval 2008).....	29
Figura 8. Distribución de la frecuencia de la permeabilidad al aire.	33
Figura 9. Distribución de la frecuencia de la concentración de Ca ²⁺ en el agua. ...	35
Figura 10. Distribución de la frecuencia de las velocidades a escala de laboratorio.	38
Figura 11. Permeámetro “CORE PET”	40
Figura 12. Plancha, Erlenmeyer, desecador.....	41
Figura 13. Equipo de desplazamiento “coreflood”.....	42
Figura 14. Influencia de la concentración Ca ⁺² y T° sobre caídas de presión	46

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN POR EFECTO DE LA DEPOSITACIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS EN MEDIOS POROSOS DE MEDIANA PERMEABILIDAD. *

AUTORES: YULY MARCELA MALAGON CUADROS, LEONARDO HERNANDO DALLOS MARTINEZ**

PALABRAS CLAVES: Daño a la formación, escamas inorgánicas, depositación, desplazamientos, modelado de la depositación de escamas.

DESCRIPCIÓN

La depositación de las escamas inorgánicas en el medio poroso de cualquier tipo es considerada daño a la formación, el cual se puede presentar por la mezcla de iones presentes en la formación o en la inyección de fluidos para mejorar el factor de recobro, estos iones se ven atraídos por las fuerzas intermoleculares formando las escamas las cuales afectan la producción normal hasta el punto de dejar en cero la tasa de flujo de un pozo.

Debido a que en el yacimiento se pueden presentar diferentes fenómenos y para la industria de los hidrocarburos es de gran importancia contar con herramientas que permitan a los ingenieros desarrollar programas de evaluación, tratamiento y control de escamas inorgánicas se decide desarrollar pruebas experimentales en laboratorio las cuales ayudaran a comprender los mecanismos involucrados en los fenómenos de precipitación y depositación, además permitirán validar modelos para predecir el daño a la formación por efecto de escamas inorgánicas.

Para desarrollar la investigación tuvimos en cuenta diferentes muestras de plugs de algunos campos suministrados por el grupo empresarial ECOPETROL y seleccionamos las muestras que específicamente tuvieran un rango de permeabilidad de 500 -1000 milidarcys para así determinar mediante desplazamientos en el equipo de coreflooding cambios de permeabilidad, caídas de presión asociadas al daño y posterior remoción.

*Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingeniería Físicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE FORMATION DAMAGE BECAUSE THE DEPOSITION OF INORGANIC SCALES IN POROUS MEDIA OF MEDIA PERMEABILITY*

AUTHORS: YULY MARCELA MALAGON CUADROS, LEONARDO HERNANDO DALLOS MARTINEZ**

KEY WORDS: Formation damage, inorganic scales, deposition, displacement, data modelling of scales deposition.

DESCRIPTION:

Inorganic deposition in porous media of any kind is considered formation damage which can be presented by the mixture of ions presented in the formation or fluid injection to improve the recovery factor, which at upsetting the balance, these ions are attracted by the intermolecular forces to form scales, affecting the normal production until leave in zero the flow rate of well.

Because in the reservoir may have different phenomena and for the hydrocarbon industry is very important to have tools that allow engineers to develop evaluation programs , treatment and control of inorganic scales decides to develop experimental laboratory tests which help to understand the mechanisms involved in the phenomena of precipitation and deposition also allow you to validate models to predict formation damage effect of inorganic scales

To develop the research we took into account different samples of some fields plugs supplied by the ECOPETROL business group and specifically selected samples have a range of permeability of 500-1000 millidarcys to determine by shifts in the coreflooding permeability changes, pressure drops associated damage and subsequent removal.

*Degree Work

**Physic-chemist Engeneering faculty. Petroleum Engeneering School, Director M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno.

INTRODUCCIÓN

El periodo de vida de un yacimiento productor de hidrocarburos está definido por las siguientes etapas: exploración, valoración, desarrollo, producción y abandono.

La depositación de escamas minerales tiene gran impacto durante todo el periodo de vida, haciendo necesario la implementación de estrategias que permitan la prevención, remediación o mitigación del daño asociado a este mecanismo.

Particularmente donde más se generan las escamas minerales en el yacimiento es durante la producción; ya que es donde se presentan considerables cambios en la naturaleza de los fluidos producidos, provocados por alteraciones en las condiciones de equilibrio natural; formando depósitos de material sólido.

La formación de escamas minerales depende especialmente de la termodinámica, hidrodinámica y la cinética de la fase acuosa en el yacimiento.

El agua connata presente en los yacimientos de crudo y gas, se caracteriza por tener composición entre el 70% y 80% a cloruro de sodio y en menor proporción iones como: calcio, magnesio, estroncio, bario, potasio, sulfatos y bicarbonatos. Es frecuente encontrar el calcio y el magnesio en una relación 5/1 (expresada en mili-equivalentes/litro) y la concentración de sólidos disueltos totales (TDS) fluctúa entre 20000 y 250000 mg/l. Los iones generalmente son de origen marino fósil, es decir, remanentes de agua de mar atrapada en rocas sedimentarias, aunque también pueden provenir de depósitos sedimentarios de origen continental. En muchos casos el agua connata es reemplazada o mezclada, por mecanismos de migración y percolación, por agua de origen superficial, variando su composición fisicoquímica.

Como se mencionó anteriormente, la alteración del equilibrio natural de los fluidos del yacimiento, particularmente en el agua, provoca cambios en los estados de saturación de los iones disueltos; generando así, la precipitación y depositación de minerales (*scale*), de los cuales los más comunes son: carbonatos (Ca, Mg y Fe), sulfatos (Ba y Ca), óxidos e hidróxidos, sulfuros y silicatos.

Predecir la tendencia a formar incrustaciones inorgánicas en un sistema de producción de agua-crudo-gas, ha sido tema de investigación desde mediados del siglo XX. Actualmente, se cuenta con una gran variedad de software que predicen con buena precisión la cantidad de minerales que en un momento dado se pueden precipitar bajo las condiciones de operación dadas, sin embargo, la estimación de la cantidad de minerales que se llega a depositar, especialmente en un sistema poroso, aún se encuentra en estado de investigación.

1. GENERALIDADES SOBRE LAS ESCAMAS INORGANICAS

1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS

Muchos son los estudios que se han realizado para obtener un modelo cada vez más acertado y eficiente que tenga en cuenta los factores para la predicción de la reducción de la permeabilidad debido a la precipitación de incrustaciones inorgánicas. Vetter y Philips en 1970 describen un modelo termodinámico donde estudian el equilibrio de la solubilidad de sulfato de calcio y Carbonato de Calcio en una solución de salmuera usando datos PVT para predecir su precipitación.

Posterior y basándose en los estudios de Vetter, Shen y Cosby en 1983 investigaron los mecanismos que podrían verse implicados en la depositación de escamas, que luego también fueron ampliados por el trabajo de Ahmed en el 2004 en el desarrollo de un nuevo modelo de precipitación. Youan, M. y Todd en 1991 investigaron el efecto de la concentración de los iones para la precipitación de sulfato de Bario, Estroncio y Calcio mediante la ecuación de Pitzer que posteriormente fue modificada por Yeboah y Somuah durante 1993 para predecir la precipitación de carbonato de calcio.

Un estudio de la depositación de incrustación teniendo en cuenta las mezclas de agua con agua inyectada, agua connata, acuíferos en la escala del tiempo fue desarrollado por Mackay en 2005 donde cabe resaltar que en el modelo para la predicción de incrustaciones se incluyó el parámetro N° de Damköhler por Mauri en 1991 usado para simplificar el cálculo juntando variables como velocidad de reacción, coeficientes de supersaturación de iones involucrados y las propiedades de la superficie del medio poroso. Con el fin de agrupar los estudios hechos por Ahmed en el 2004 y Mackay en 2005 Tahmasebi, Kharrat y Soltanieh en 2009 desarrollan un nuevo modelo para predecir la reducción de la permeabilidad

debido a las escamas de sulfato de calcio en base a datos experimentales desarrollados en dos tipos de medio poroso, uno en el cual no se tuviera en cuenta la interacción del fluido con el poro; en este modelo se incluyó el N°. de Damköhler, los coeficientes de supersaturación de los iones en función del caudal; los cuales fueron calculados mediante el modelo de Pitzer

1.2 MARCO DE REFERENCIA

1.2.1 Daño a la formación. El daño a formación se refiere al deterioro de la permeabilidad debido a un conjunto de alteraciones que hacen que la producción se vea afectada en sus diversas fases, como perforación, producción, completamiento, estimulación (Civan, 2007). Igualmente puede ser causado por factores fisicoquímicos, químicos, biológicos, hidrodinámicos y debe ser evaluado por las condiciones que lo afectan como el tipo y morfología de los minerales presentes, la composición de los fluidos presentes, termodinámica del pozo y propiedades del medio poroso.

El daño se produce por un desequilibrio entre el material mineral y las partículas de los poros con los fluidos que circulan por ellos debido a los diferentes mecanismos que generan su formación. El material mineral se disuelve y forma iones en el agua que reaccionan para formar partículas y un precipitado, el daño es evidenciado por una caída de presión (Ilustración 1) en la vida productiva del pozo, como sigue descrita por la ecuación de flujo radial (Carrion, 2008):

$$\Delta P_{skin} = \frac{qB\mu}{kh} * S \quad (\text{Ec. 1})$$

Dónde:

ΔP_{skin} : Caída de presión debido al daño (psi)

q : Tasa de producción (BPD)

B : Factor volumétrico de formación (RB/STB)

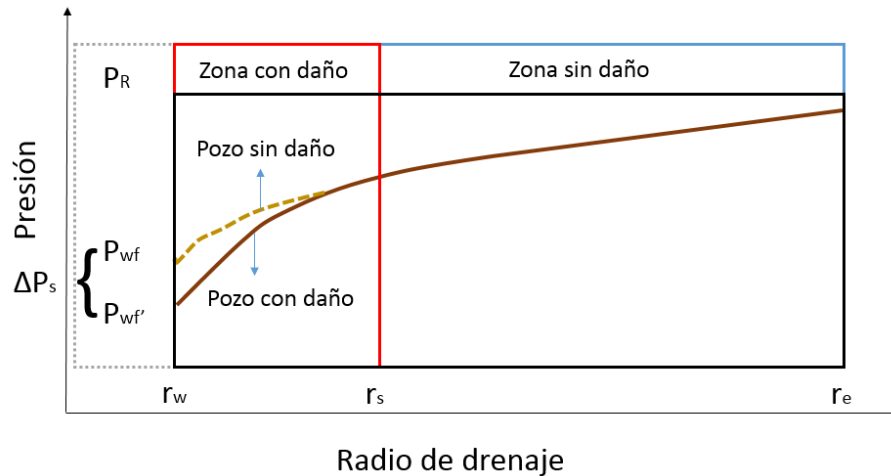
μ : Viscosidad (cp)

k : Permeabilidad (md)

h : Espesor (ft)

S : Coeficiente de daño (adimensional)

Figura 1. Evidencia de la caída de presión por efecto del daño



(Lee, 1982)

El daño de formación se mide mediante un coeficiente denotado por “S” que se denomina *skin*. Este puede tener diversos valores, que pueden llegar a ser muy grandes (Lee, 1982), y se determina mediante ensayos para cada pozo, por lo tanto puede ser calculado por la siguiente ecuación:

$$S = \left(\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right) \ln \left(\frac{r'_w}{r_w} \right) \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde:

S : Coeficiente de daño (adimensional)

k : Permeabilidad (md)

k_{skin} : Permeabilidad de la zona dañada (md)

r_w : Radio del pozo (ft)

r'_w : Radio equivalente (ft)

Ya que el daño afecta la productividad del pozo, es conveniente calcular un radio equivalente de pozo, que será un radio virtual que depende del daño y de esta manera calcular el índice de productividad:

$$r'_w = r_w e^{-S} \dots \dots \dots (Ec. 3)$$

Donde:

r'_w : Radio equivalente (ft)

r_w : Radio del pozo (ft)

S : Coeficiente de daño (adimensional)

Analizando los valores que puede tomar la severidad del daño, tenemos:

- $S > 0$: Pozo dañado; Existen restricciones adicionales al flujo hacia el pozo.
- $S = 0$: Pozo sin daño; No existen restricciones de flujo hacia el pozo. El pozo está produciendo con un diámetro igual al real.
- $S < 0$: Pozo estimulado; El pozo estará produciendo más de lo esperado debido a que se le ha realizado una estimulación.

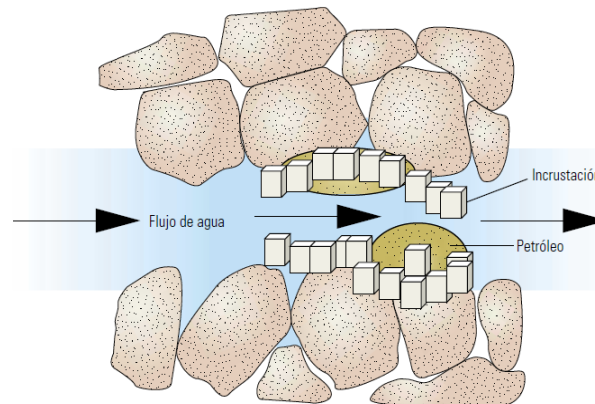
1.3 PRECIPITACIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS O MINERALES

Las escamas son compuestos químicos resultantes de la cristalización y precipitación de material mineral del agua de formación y se forman en la superficie de un metal, una roca u otro material, debido a la baja solubilidad de compuestos como carbonatos, sulfatos y óxidos en el agua a ciertas condiciones físicas y químicas. Sus periodos de formación pueden ser muy lentos o muy rápidos dependiendo de la composición de la escama (Muñoz y Sandoval, 2008).

La precipitación de escamas inorgánicas se presenta en la fase agua durante la producción de petróleo y/o gas. A condiciones de yacimiento, las escamas minerales precipitan cuando el fluido se encuentra en estado estático y se presenta una sobresaturación del mineral en la saturación inicial de agua. Por otra parte cuando los fluidos se encuentran en estado dinámico (abierto a la producción), se presentan cambios en las variables termodinámicas que cambian

las solubilidades a los minerales y las concentraciones de las especies formando precipitados que se depositan en la matriz de la roca y restringen el flujo de fluidos disminuyendo la porosidad y por lo tanto reduciendo el valor de la permeabilidad (figura 2).

Figura 2. Daño en la matriz

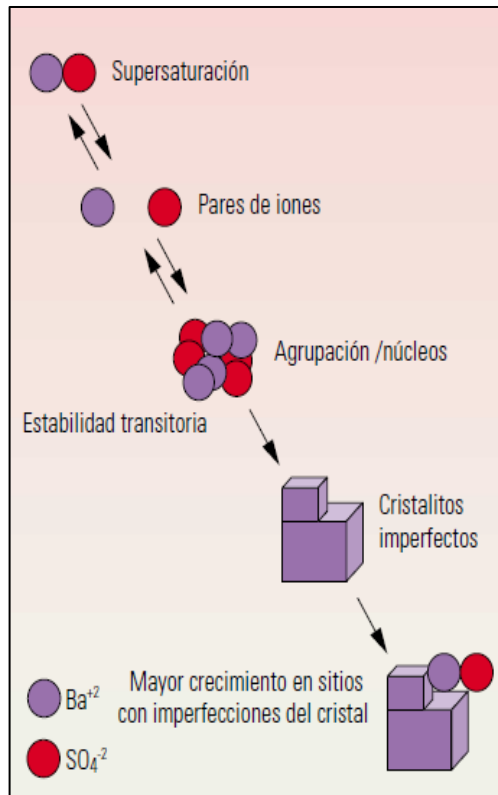


(Crabtree, et al. 1999)

La formación de las escamas comienza cuando se altera el estado termodinámico y el equilibrio químico que el agua de formación ha alcanzado durante miles de años, por consiguiente se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes que tiene total dependencia de la presión y la temperatura.

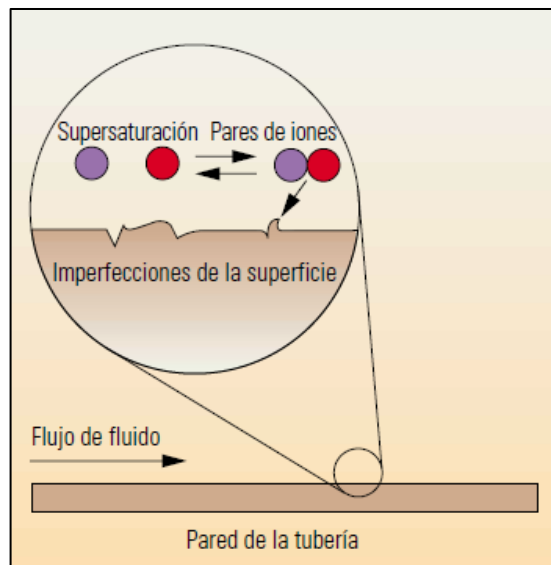
En la primera fase de la formación de escamas comienza cuando el fluido se encuentra sobresaturado de iones, luego estos empiezan a formar pares iónicos (*núcleo*) que se agrupan y mantienen una estabilidad transitoria hasta formar cristales imperfectos; esta nucleación se da de forma *homogénea* (figura 3): cuando se forma a partir de átomos inestables y/o *heterogénea* (figura 4): cuando una superficie y/o imperfección sirve de núcleo. Luego por adsorción en la superficie del núcleo se produce un *crecimiento del cristal* dando partículas de mayor tamaño que se *aglomeran* unas con otras hasta que forman un sólido que a las condiciones establecidas se deposita.

Figura 3. Nucleación homogénea



(Crabtree, et al. 1999)

Figura 4. Nucleación heterogénea



(Crabtree, et al. 1999)

1.4 TIPOS DE ESCAMAS INORGÁNICAS

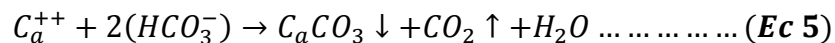
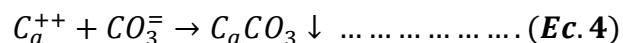
Las escamas pueden ser clasificadas en dos grandes categorías: orgánicas (parafinas y asfáltenos) e inorgánicas que hacen referencia a la precipitación de material mineral como la calcita (carbonato de calcio), Sulfato de calcio, el sulfato de bario y estroncio y algunos compuestos de hierro (Tabla 1).

Tabla 1. Escamas comunes en campos de petróleo (Muñoz y Sandoval, 2008)

CLASIFICACIÓN	FORMULA QUIMICA	FACTORES DE PRECIPITACIÓN
Carbonato de calcio (Calcita)	CaCO ₃	Presión Parcial CO ₂ , Temperatura, TDS, pH
Sulfato de calcio (yeso y anhidrita)	CaSO ₄ *2H ₂ O CaSO ₄	Temperatura, TDS, Presión
Sulfato de Bario	BaSO ₄	Temperatura, Presión
Sulfato de Estroncio	SrSO ₄	Temperatura, Presión. TDS, pH
Carbonato de hierro Sulfuro de hierro Hidróxido ferroso Hidróxido Férrico	FeCO ₃ FeS Fe(OH) ₂ Fe(OH) ₃	Corrosión, Gases disueltos y pH

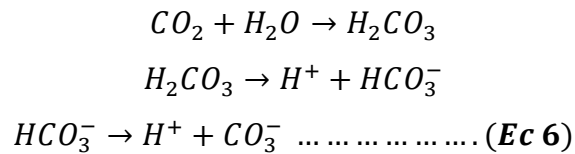
1.4.1 Carbonato de calcio. Los cristales de carbonato de calcio generalmente son grandes, sin embargo cuando la escama contiene impurezas, es común encontrarla formando una capa uniforme y delgada. Se presentan en diferentes condiciones donde se puede obtener la vaterita, aragonita y calcita.

Las escamas carbonatadas pueden ser identificadas cualitativamente por la adición de unas cuantas gotas de ácido clorhídrico el cual reacciona fácilmente disolviéndola y liberando CO₂ que se precipita por las siguientes reacciones:



La reacción que predomina en la precipitación del carbonato de calcio es la Ecuación 5, debido a que las aguas de producción de los yacimientos suelen tener

un pH entre 4 y 9, además de una gran riqueza en el ion bicarbonato; por lo tanto la precipitación se da con liberación de CO₂.



La presencia de dióxido de carbono hace que aumente la solubilidad de carbonato de calcio en el agua gracias a la reducción de pH del agua ya que como se ve en la Ecuación 6 se forma ácido carbónico que se ioniza liberando iones hidrogeno y bicarbonato, reduciendo así el pH del agua, adicionalmente la cantidad de CO₂ disuelto es proporcional a la presión parcial de este en la mezcla gaseosa. Y para temperaturas, a medida que esta aumenta, la solubilidad del CaCO₃ en el agua disminuye; por esto este tipo de escamas se presentan cuando la temperatura de fondo es alta. La solubilidad de CaCO₃ también se ve afectada por la concentración de otras sales en el agua, disminuye a medida que se encuentra una mayor cantidad de solidos disueltos favoreciendo a la formación de incrustaciones.

1.5 MECANISMOS DE DEPOSITACIÓN DE CaCO₃

En la etapa productiva de cualquier campo se puede presentar cuatro escenarios que dan apertura a la aparición de escamas inorgánicas (*Crabtree, et al. 1999.*)

1.5.1 La mezcla de aguas incompatibles. Proviene de la inyección de agua como método de recobro secundario y/o terciario, que contiene grandes concentraciones de iones sulfato (como el agua de mar), se encuentra con los cationes bivalentes comunes en las aguas de formación (Ca⁺² y Ba⁺²), que por consiguiente dan origen a fluidos con concentraciones combinadas que superan los límites de solubilidad de las sales; produciendo precipitación y depositación en las cercanías del pozo.

1.5.2 La autosedimentación. Se produce cuando se ha producido hidrocarburos por periodos de tiempo considerables; por lo tanto las variables como presión y composición cambian; moviendo los límites de solubilidad de los minerales. Este fenómeno se puede presentar tanto en yacimiento como en el pozo.

1.5.3 La evaporación: Ocurre a medida que los fluidos se producen, el volumen de fluidos va disminuyendo por consiguiente la presión disminuye y el gas se expande haciendo que la fase de agua que todavía se encontraba caliente se evapore. En consecuencia se produce una supersaturación de los iones disueltos que supera los límites de solubilidad en el agua remanente y precipita/deposita.

1.5.4 La inundación con gas. Cuando se usa CO_2 como método de recuperación, se suele tenerse problemas de escamas, ya que cuando se eleva la presión parcial del CO_2 ; la calcita presente en el agua se disuelve porque el agua se vuelve ácida. A medida que avanza el frente de desplazamiento, el CO_2 disuelto se empieza a liberar por las caídas de presión que se producen alrededor de un pozo y por lo tanto se precipita el carbonato de calcio en los cañoneos y/o poros de la formación.

1.6 ANÁLISIS FISICOQUÍMICO DEL AGUA

El análisis fisicoquímico del agua comprende la conectividad del yacimiento y caracterización de las zonas de transición de minerales (Medaht. 2011).

Las propiedades del agua varían de un yacimiento a otro, la composición del agua depende de algunos parámetros que incluye el ambiente depositacional, mineralogía de la formación, ciertas condiciones termodinámicas, hidrodinámicas y cinéticas. En consecuencia, las propiedades del agua pueden variar a lo largo del tiempo por la interacción entre el agua y la roca, y con la producción y el reemplazo de los fluidos del yacimiento por agua de otras formaciones, agua

inyectada u otros fluidos inyectados conformando así el agua de formación o salmuera.

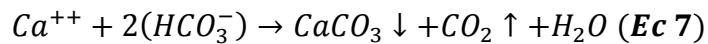
La solución acuosa contiene componentes iónicos los cuales incluyen cationes como Sodio [Na^+], magnesio [Mg^{+2}], Calcio [Ca^{+2}], Potasio [K^+], Manganeseo [Mn^{+2}], Estroncio [Sr^{+2}], Bario [Ba^{+2}], Hierro [Fe^{+2}]; y aniones tales como: Cloruro [Cl^-], Sulfato [SO_4^{-2}], Bicarbonato [HCO_3^-], Carbonato [CO_3^{-2}], hidróxido [OH^-], Borato [BO_3^{-3}] y ácidos débiles. También, puede contener gases disueltos muy importantes para la solubilidad de las escamas como CO_2 , Ácido sulfúrico [H_2S], nitrógeno ácidos orgánicos, solidos disueltos y suspendidos y algunos restos hidrocarburos.

Las concentraciones de estos componentes pueden variar a medida que el agua es expulsada por la compactación y reacciona con los minerales de la formación. Si el agua se satura con los iones de la roca, los minerales pueden precipitar y formar nuevos granos así las propiedades del agua, tales como el pH y la concentración iónica, son algunos de los factores que controlan o inciden en las interacciones entre el agua y la roca que pueden alterar el equilibrio, como lo hacen la migración y la acumulación de petróleo y gas, que empujan el agua a mayor profundidad a medida que los hidrocarburos más livianos se elevan a través de las formaciones; y el influjo de agua desde otras fuentes (agua meteórica, acuíferos, etc).

La producción de agua de formación es otra de las causas del desequilibrio; los minerales disueltos y los gases pueden precipitar a partir de la solución a medida que el fluido llega a la superficie; especialmente como reacción a los sulfatos introducidos en la formación a través de la invasión del fluido de perforación o la inyección de agua de mar. Estas pérdidas de componentes hacen que el agua de superficie no represente el agua de formación real.

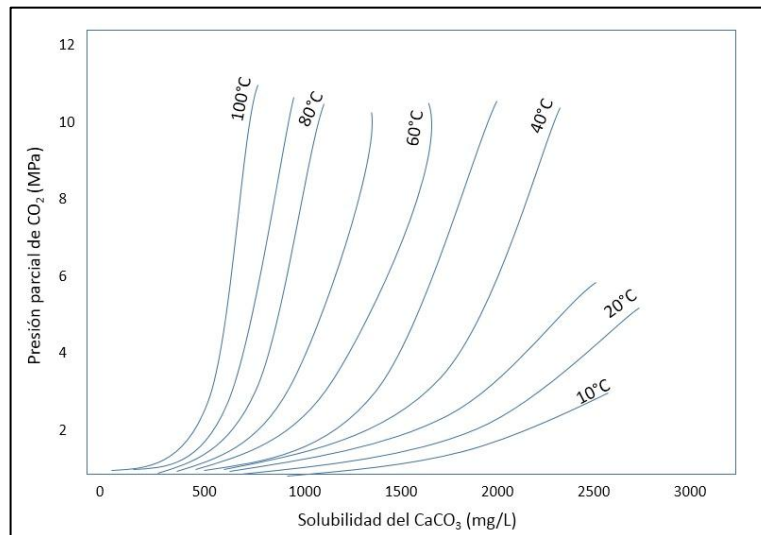
1.7 FACTORES QUE AFECTAN LA PRECIPITACIÓN DEL CaCO_3

La precipitación del CaCO_3 básicamente se ve afectada por el equilibrio de la solución y cambios en la termodinámica del medio. A continuación se muestra la reacción química que rige la precipitación del CaCO_3 en las aguas de producción¹.



1.7.1 Efecto de la presión parcial del CO_2 . La presencia del CO_2 incrementa la solubilidad del CaCO_3 en el agua. Cuando el CO_2 reacciona con el agua, se forma H_2CO_3 el cual se ioniza; cuando se ioniza el H_2CO_3 ocurre una liberación de iones H; lo que produce una disminución en el pH del agua. Lo cual garantiza que entre más ácido sea el medio mayor será la solubilidad del CaCO_3 .

Figura 5. Efecto de la presión parcial del CO_2 en la solubilidad del CaCO_3



(Munoz y Sandoval 2008)

A medida que la presión parcial del CO_2 en la mezcla aumenta, la solubilidad del carbonato de calcio aumenta (ver *Figura 5. Efecto de la presión parcial del CO_2 en la solubilidad del CaCO_3* ; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**),

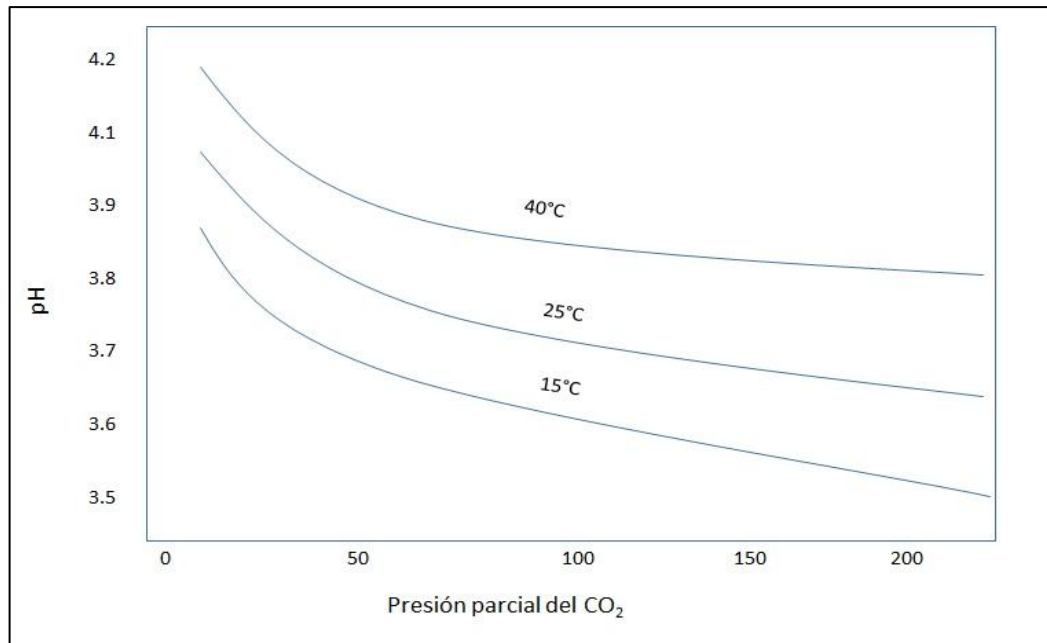
¹ (Muñoz Navarro & Sandoval Meneses, 2008)

esto se cumple para diversas temperaturas. Sin embargo, entre mayor sea la temperatura, menor será el aumento de solubilidad del CaCO_3 ². Por otra parte, una caída de presión hace que se libere CO_2 y por lo tanto la solubilidad del CaCO_3 disminuye formando precipitados que posteriormente se depositan.

1.7.2 Efecto del pH. El pH es una propiedad inherente al equilibrio químico de las especies disueltas en el agua. Una disminución en éste eleva la solubilidad del CaCO_3 en el agua y por lo tanto la se disminuye la precipitación del mismo.

Así pues se puede encontrar que el pH y la presión parcial del CO_2 suele encontrarse en un relación inversamente proporcional cuando hay bajas concentraciones de minerales disueltos en el agua de formación (ver **¡Error! No e encuentra el origen de la referencia.**), ya que cuando ocurre liberación de CO_2 , el pH del agua aumenta (se hace más básico) la solubilidad del CaCO_3 se disminuye.

Figura 6. Efecto del pH sobre la presión parcial del CO_2

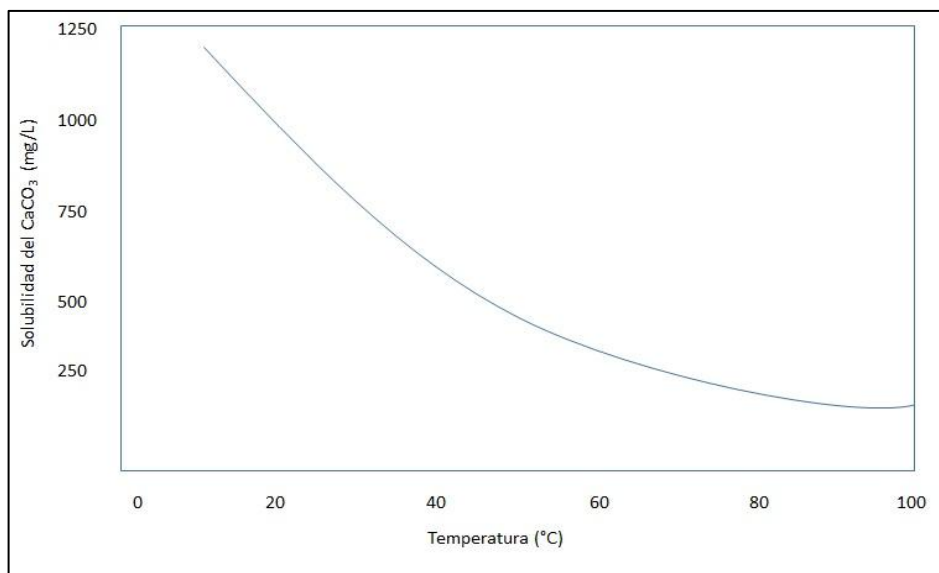


² (Marin Quitian, 2015)

1.7.3 Efecto de la temperatura. El CaCO_3 tiene un comportamiento diferente a las demás sales que se pueden formar en el agua. La solubilidad del CaCO_3 disminuye a medida que la temperatura se incrementa (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Por esta razón suele encontrarse con mayor frecuencia escamas de CaCO_3 en pozos inyectoros; donde la temperatura del agua es mayor y por lo tanto las condiciones son propicias para su precipitación.

La relación existente entre la temperatura y la solubilidad del CaCO_3 es inversamente proporcional, cuando la temperatura es muy alta la variación de solubilidad es baja; caso contrario cuando la temperatura es relativamente alta la solubilidad se reduce con pequeños diferenciales de temperatura.

Figura 7. Efecto de la temperatura en la solubilidad del CaCO_3 (Munoz y Sandoval 2008)



1.7.4 Efecto de otras sales disueltas (TDS). La solubilidad del CaCO_3 aumenta a medida que el contenido de sales disueltas en el agua aumenta. El incremento de

los sólidos totales (TDS), sin incluir los iones calcio, aumenta la solubilidad de la calcita en el agua y disminuye la tendencia de incrustación hasta un máximo de 200000 mg/L. Por ejemplo, si se adiciona 200000 mg/L de NaCl a una muestra de agua destilada, la solubilidad del CaCO₃ incrementa de 100 mg/L a 200 mg/L.

³ (Rojas Miranda, 2013)

2. DISEÑO EXPERIMENTAL PARA EVALUAR EL DAÑO DE FORMACIÓN EN EL MEDIO POROSO

Por medio de una metodología basada en pruebas que encaminen una descripción matemática de la reducción de la permeabilidad debido a depósitos de CaCO_3 , se ha ido consolidando en un conjunto de técnicas estadísticas y de ingeniería que permite entender mejor situaciones complejas de la relación causa-efecto. En este proceso experimental se han clasificado una lista considerable de variables que intervienen en el proceso de formación de cristales y posterior acumulación de CaCO_3 a nivel de medio poroso. Los estudios preliminares han servido para identificar las variables controlables, las no controlables, los niveles y tratamientos que serán aplicados en la metodología experimental de este trabajo.

2.1 DISEÑO EXPERIMENTAL FACTORIAL

Se pueden estimar alrededor de 20 variables que fueron descritas por diferentes autores las cuales afectan el fenómeno de acumulación de escamas en el medio poroso. Así mismo, tres de estas variables son mencionadas en la mayoría de estudios. La termodinámica, la hidrodinámica y la cinética de la reacción son factores que son esenciales a la hora de hablar de depósitos de escamas en el medio poroso.

En este estudio dos parámetros son tomados en cuenta ya que la cinética de la reacción es un parámetro que no se puede controlar experimentalmente a lo largo de las pruebas de *coreflooding*; por lo tanto, la termodinámica que envuelve la temperatura, la presión y el esfuerzo iónico de los iones en la solución va a estar representado por la concentración de los iones Ca^{2+} y la hidrodinámica que tiene asociado el movimiento de partículas, la cristalización de las escamas y el efecto de la dinámica del fluido será representada por el caudal de inyección. Finalmente

la variable respuesta que se monitoreará durante los experimentos será el diferencial de presión.

2.2 DETERMINACIÓN DE LA REGIÓN EXPERIMENTAL

El diseño experimental factorial se caracteriza por ser x-distante para que cumpla la propiedad de ser ortogonal; por esta razón en el siguiente estudio se realizó un análisis estadístico a las bases de datos del grupo empresarial Ecopetrol que permitieron establecer la región experimental. Así pues, se analizaron datos de permeabilidad al aire de muestras de *plugs*, análisis fisicoquímicos de aguas de formación tomadas en cabeza de pozo e *in situ* y finalmente un escalamiento de las tasas de producción de un campo Colombiano a fin de tener un estimado de la velocidad con la que se mueve el fluido en el medio poroso.

2.2.1 Determinación de los rangos de permeabilidad. La definición de permeabilidad se hace necesaria en este trabajo ya que nos encontramos en las épocas donde una muestra de roca de media permeabilidad hace referencia a un *plug* perteneciente a un yacimiento de *shale oil* o *shale gas*.

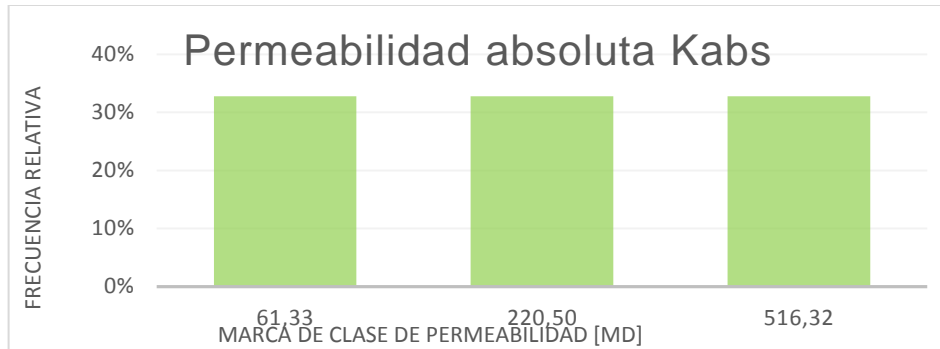
La Tabla 2, resume el análisis estadístico que se le realizó a una base de datos que contenía 7,135 datos de permeabilidad al aire de diferentes *plugs* pertenecientes a los yacimientos del territorio colombiano que se encuentran bajo operación del grupo empresarial Ecopetrol.

Tabla 2. Análisis estadístico de las permeabilidades al aire.

TABLA DE FRECUENCIA DE PERMEABILIDADES						
Clase	Límite inferior	Límite superior	Marca de clase	Frecuencia	F. relativa	F. relativa acumulada
1	2,65	120	61,33	19	0,33	0,33
2	120	321	220,5	19	0,33	0,66
3	321	1,147	734,18	20	0,34	1

Es necesario resaltar que en éste estudio no se tuvo ninguna variable petrofísica adicional que describiera el medio poroso para realizar la distribución homogénea de las frecuencias relativas a la hora de realizar la clasificación de las permeabilidades como se muestra en la Figura 10.

Figura 8. Distribución de la frecuencia de la permeabilidad al aire.



Entonces, en la distribución de frecuencia relativa x-distante, se pueden determinar tres rangos de permeabilidad; los cuales se han clasificado en: permeabilidad baja, permeabilidad media y permeabilidad alta.

- ✓ **Permeabilidad baja:** Son aquellas muestras que se encuentran alrededor de 2.65 mD hasta 120 mD.
- ✓ **Permeabilidad media:** Son aquellas muestras que se encuentran desde 121 mD hasta 321 mD
- ✓ **Permeabilidad alta:** Son aquellas que se encuentren desde 322 mD hasta 1147 mD.

Con el objetivo de tener un mayor número de muestras de “permeabilidad media” para el análisis fue necesario extender el rango de esta clase debido a la disponibilidad de estas en el laboratorio; **Siendo el rango de permeabilidad media desde 121 md hasta 700 md** y por ende el de alta de 700-1147 md.

2.2.2 Determinación de los rangos de Ca^{2+} . Los análisis fisicoquímicos de las aguas de formación son un parámetro clave en el estudio de depósitos de CaCO_3 porque muestra las especies químicas que se encuentran asociadas al agua de producción y en la proporción que se encuentran. Además, con ayuda del simulador *ScaleChem* se puede determinar el índice de estabilidad (IS), el cual me ayuda a conocer la preferencia que el agua de formación tiene para formar escamas a las condiciones en las cuales se encuentra en operación.

En los trabajos desarrollados por Caballero Sanabria y Marin Quitian en el año 2015, donde llevaron a cabo las simulaciones de los análisis fisicoquímicos de cada pozo que se encontraban en las bases de datos del grupo empresarial Ecopetrol, se encontró que la mayoría de los campos en Colombia presentan problemas de escamas minerales a nivel de medio poroso. A partir de estas simulaciones solo se tomaron en cuenta los análisis que mostraban tendencia a formar CaCO_3 . Seguidamente se realizó un filtro donde solo se tomarían en cuenta las muestras que se encontraban por encima de un valor de índice de estabilidad mayor a 5, porque es el valor mínimo de SI empieza a generar acumulaciones de CaCO_3 ⁴.

La Tabla 3, muestra el resumen de la distribución x-distante de los iones Ca^{2+} , donde 383 datos de análisis fisicoquímicos mostraban tendencia a formar CaCO_3 con un índice de estabilidad mayor de 5, por lo tanto se encontraron tres rangos en la distribución homogénea de la concentración de iones Ca^{2+} , los cuales se han clasificado en:

- ✓ Clase 1: Son aquellas aguas que su contenido de Ca^{2+} se encuentran desde 4.2 ppm hasta 160 ppm de Ca^{2+}
- ✓ Clase 2: Son aquellas aguas que su contenido de Ca^{2+} se encuentran desde 160 ppm hasta 360 ppm de Ca^{2+}

⁴ MATEUS, N. y PACHECO, J. Determinación del umbral de depositación de Carbonato de calcio en el medio poroso de un campo Colombiano. Tesis de pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2015. 71 p.

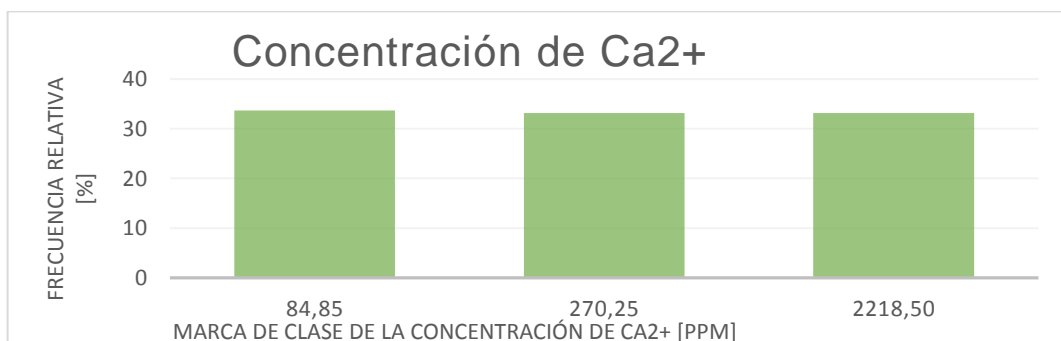
- ✓ Clase 3: Son aquellas aguas que su contenido de Ca^{2+} se encuentran desde 360 ppm hasta 4,062 ppm.

Tabla 3. Análisis estadístico de las concentraciones de Ca^{2+} encontradas en el agua.

TABLA DE FRECUENCIA DE Ca^{+2}						
clase	límite inferior	límite superior	marca de clase	frecuencia	F. relativa	F. relativa acumulada
1	4,2	160	82,1	123	32,11	32,11
2	160	360	260	260	33,68	65,8
3	360	4,062	2211	131	34,2	100

Ahora bien, en este estudio es necesario que el diseño experimental sea x-distante para que conserve la propiedad de ser ortogonal, la Figura 11 muestra la distribución de frecuencias relativas de la concentración de Ca^{2+} que se encuentra en al agua con tendencia a formar escamas de CaCO_3 , de manera que se evidencia que la clase 3 se encuentra en la región donde los datos se encuentran más alejados entre sí. Con este precedente, se modificaron los rangos de concentración de calcio y basándose en el estudio de MATEUS N., y PACHECO, J. (2015) se ajustaron los rangos de concentración de Ca^{2+} para que la acumulación de escama no se presente de forma temprana en el medio poroso. En este orden de ideas las concentraciones de Ca^{2+} en el agua se han clasificado una vez más en: aguas de baja tendencia incrustante, agua de media tendencia incrustante, y agua de alta tendencia incrustante.

Figura 9. Distribución de la frecuencia de la concentración de Ca^{2+} en el agua.



- ✓ **Agua de baja tendencia incrustante:** Es la que contiene concentraciones de Ca^{2+} alrededor de los 250 ppm en el agua.
- ✓ **Agua de mediana tendencia incrustante:** Es la que contiene concentraciones de Ca^{2+} alrededor de los 450 ppm en el agua.
- ✓ **Agua de alta tendencia incrustante:** Es la que contiene concentraciones de Ca^{2+} alrededor de 650 ppm en el agua.

La clasificación que se muestra anterior está basada alrededor del 70% de los datos iniciales además se consideraron las concentraciones de Ca^{2+} de las aguas de producción de los campos que actualmente presenta depósitos de escamas a nivel de medio poroso. Por otra parte se ha definido utilizar una salmuera de trabajo que contiene una concentración de Cl^- alrededor de 5500 ppm que corresponde al promedio de la concentración Cl^- de los campos operados por el grupo empresarial Ecopetrol.

2.2.3 Determinación de los rangos de velocidad. La velocidad con la que se mueve el fluido en el medio poroso se encuentra asociada a los regímenes de flujo que se pueden presentar en el yacimiento, por tal motivo se le asocian efectos hidrodinámicos que facilitan los depósitos de CaCO_3 en el espacio poroso y por consiguiente una reducción en la permeabilidad por movimiento de partículas finas que arrastra de la matriz de la roca cuando se sobrepasa la velocidad crítica del medio poroso; generando flujo de finos constantes o por baches que reducen el *rathole* de los pozos o cuando los sistemas de levantamiento artificial se encuentran cerca de los perforados; se les asocia además un efecto de flujo turbulento en el *near wellbore* que causan importantes cambios termodinámicos lo cual favorece la precipitación y acumulación de escamas.

En esta parte se ha realizado un escalamiento de las tasas de producción de un campo, donde se tienen en cuenta variables como caudal de aceite, corte de

agua, espesor de la formación y radio en el fondo de pozo y se ha planteado un escalamiento de la siguiente manera:

$$v_{campo} = v_{laboratorio} \rightarrow \frac{q_{agua}}{2\pi r_{wellbore} h_{formación}} = \frac{q_{bomba}}{\pi r_{plug}^2} \quad \text{Ec (8)}$$

Así mismo las características del plug que se usaron para el escalamiento fueron de 3.78 cm para el diámetro y 7.1 cm para la longitud; que son medidas características en las muestras de roca. La tabla 4 muestra la distribución de 90 datos, donde se han clasificado en:

- ✓ Clase 1: Son aquellas que la velocidad escalada de laboratorio se encuentra desde 0.05 cc/min hasta 1 cc/min.
- ✓ Clase 2: Son aquellas que la velocidad escalada de laboratorio se encuentra desde 1 cc/min hasta 2 cc/min.
- ✓ Clase 3: Son aquellas que la velocidad escalada de laboratorio se encuentra desde 2 cc/min hasta 12 cc/min.

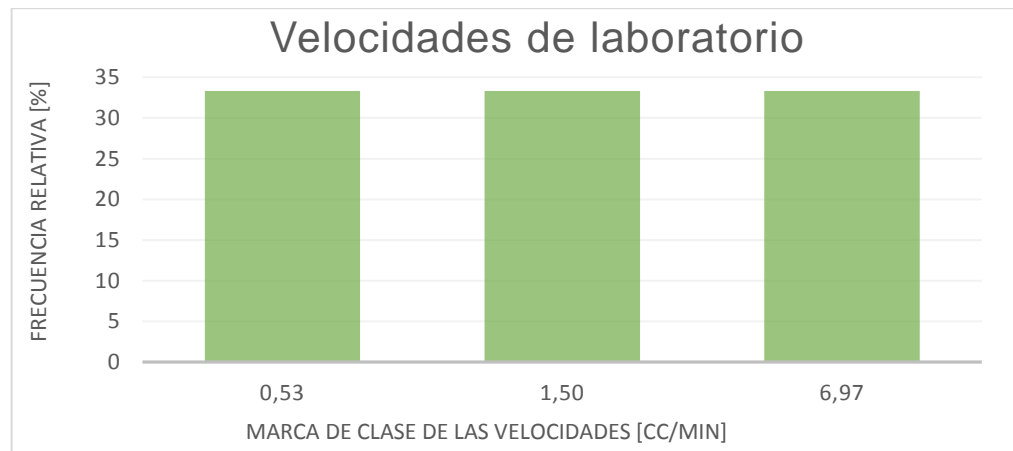
En el análisis estadístico se utilizaron caudales de producción que variaban desde 1 BFPD hasta 4650 BFPD, el 90% de los datos para el radio del *wellbore* eran pertenecientes a *casing* de 7 in, los cortes de agua se encontraban desde 10% hasta 96% y los espesores de la formación eran desde 40 ft hasta 400 ft.

Tabla 4. Análisis estadístico de las velocidades de flujo del agua a nivel de laboratorio.

Tabla de frecuencia de Caudal (q)						
clase	límite inferior	límite superior	marca de clase	frecuencia	F. relativa	F. relativa acumulada
1	0,05	1	0,53	30	33,33	33,33
2	1	2	1,5	16	33,33	66,67
3	2	12	6,97	30	33,33	100

Se observa que el flujo en el yacimiento se encuentra alrededor de 1cc/min y 2cc/min que es donde el fluido se encuentra en régimen laminar⁵, que corresponde alrededor de un 66% de los datos la figura 12, muestra la distribución de frecuencia relativa de las velocidades donde se ve Claramente que la tercera clasificación tiene una distancia significativa entre los datos.⁶

Figura 10. Distribución de la frecuencia de las velocidades a escala de laboratorio.



El valor de un caudal máximo de 3 cc/min es con el fin de no alterar el valor de daño por movimiento de finos y no tener ruido al momento de inducir daño en el medio poroso.

⁵ PADRON, R. y LIZCANO J. Evaluación del efecto de la depositación de asfaltenos en el medio poroso a condiciones dinámicas para un crudo Colombiano. Tesis de pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. 2013. 173 p.

3. RESULTADOS EXPERIMENTALES

Las pruebas de desplazamiento son la mejor forma de evaluar de manera efectiva, la eficiencia de los tratamientos que se usan en campo para remediar y/o prevenir el daño a la formación. Toda prueba de desplazamiento debe seguir ciertos pasos generales teniendo en cuenta que dependiendo de los objetivos trazados para la prueba, esta metodología puede ser modificada de diferentes maneras, pero siempre conservando los pasos que se explicarán a continuación.

3.1 PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

3.1.1 Selección de la muestra. El primer paso es escoger el plug de interés para la prueba, esta muestra puede ser tanto natural como sintética. Y estar en un rango establecido para permeabilidades medianas, (121-700 md).

3.1.2 Determinación de propiedades de la muestra.

3.1.2.1 Determinación de porosidad. Esta propiedad se determina en un Porosímetro, a condiciones de laboratorio. Mediante el empleo de un Matrix Cup se determina del volumen de granos lo cual permite calcular la porosidad mediante la ley de Boyle.

3.1.2.2 Determinación de permeabilidad. Se determina en un Permeómetro Semiautomatizado de estado estacionario, utilizando un Core Holder Tipo Hassler Biaxial, a presión de trabajo equivalente a la presión de sobrecarga y por el método de saturación; el error al medir el volumen poroso por Boyle y por saturación no debe ser mayor al 3 %.

Figura 11. Permeámetro “CORE PET”



3.1.3 Saturación de la muestra. La saturación se realiza al vacío con salmuera sintética, dejando la muestra en este proceso durante unos 3 días. Antes de comenzar con la saturación es importante pesar la muestra seca y de igual manera hacerlo con la muestra saturada; con la diferencia de estos dos valores se determina el volumen poroso de la muestra. El volumen poroso de la muestra debe ser tenido en cuenta al momento de determinar el caudal a utilizar, el caudal no debe ser mayor a este volumen.

- ✓ La salmuera sintética para saturar los plugs corresponde a una con salinidad igual 5500 ppm expresada en cloruros. Usar solo Cloruro de Sodio.

Figura 12. Plancha, Erlenmeyer, desecador



3.1.4 Condiciones Interacción roca-fluido: prueba de desplazamiento. Es importante establecer condiciones de trabajo del equipo antes de iniciar la prueba: Presión de Confinamiento, Temperatura y Contrapresión.

- ✓ Presión de confinamiento: la correspondiente a 3000 ft de profundidad.
- ✓ Contrapresión: 400 psi.
- ✓ Temperatura: propia de cada experimento.
- ✓ Salmuera de trabajo: 5500 ppm de cloruros (solo NaCl).
- ✓ Aceite mineral: Clearol intermedio.
- ✓ Curva de viscosidad del aceite en rango de 100-250 ° F
- ✓ Tratamiento de remoción: propio para cada experimento.
- ✓ Salmueras incrustantes: propias de cada experimento.

3.1.5 Metodología a seguir en las pruebas. Se ubica la muestra en el CORE HOLDER dentro del equipo de desplazamiento “LiquidFloodSystem”, se recargan

las bombas con el aceite y la salmuera de trabajo de la prueba, con esto queda el equipo en condiciones óptimas para iniciar la prueba.

Figura 13. Equipo de desplazamiento “coreflood”



1. La prueba consta de ciclos aceite-agua, en los cuales se desplaza en sentido de producción el fluido de interés y se monitorea el delta de presión hasta obtener 10 datos consecutivos, cuya diferencia entre ellos no sea mayor al 5%.
2. El primer ciclo se realiza para determinar la permeabilidad absoluta al agua, se desplaza tanta salmuera sintética como sea necesaria hasta alcanzar condiciones de estabilidad.
3. Posteriormente se mide K efectiva al aceite hasta condiciones de agua irreducible Swirr. Para determinar esta K de referencia, se realizan ciclos de inyección de aceite y salmuera sintética hasta encontrar diferenciales de presión (ΔP) cercanos o similares, sin variar en menos del 5%, entre los dos últimos ciclos consecutivos con respecto a la inyección de aceite.

4. Se realiza la inducción del daño, inyectando una solución catiónica y otra aniónica, de cuya reacción se obtenga en el plug la presencia del mineral que generará el daño a la formación. Hasta máximo 100 volúmenes poroso o una reducción equivalente al 80 % de la permeabilidad.
5. Se realiza la toma de efluentes cada 5 volúmenes porosos y se preserva la muestra agregando 1 gota de ácido nítrico concentrado.
6. Con un nuevo ciclo de aceite, se mide la permeabilidad de retorno a condiciones de Swirr (Koil @ Swirr, sentido de producción), para poder evaluar que tan importante ha sido el daño generado. Al igual, con un nuevo ciclo de agua se mide la permeabilidad de retorno a condiciones de Sor (Kw @ Sor).
7. La remediación del daño corresponde a la inyección del tratamiento principal para remover de la formación el mineral de interés. En las condiciones propias del experimento.
8. Una vez terminada la inyección del tratamiento, se da paso al Tiempo de remojo, momento en el cual se cierran todas las electroválvulas del equipo y se deja en modo sin fluidos. Durante este proceso estamos garantizando que el tratamiento tenga el suficiente contacto con el daño y pueda removerlo de manera más eficiente.
9. Se realiza la toma de efluentes del tratamiento.
10. Finaliza la prueba con un último ciclo de crudo y de agua para conocer la permeabilidad efectiva del aceite y del agua. Teniendo así una forma de evaluar que tan bueno es el tratamiento en la remoción del daño.

11. Es importante una vez finalizadas las muestras dejar el equipo limpio y en buen estado.

3.2 MONITOREO DE VARIABLES

Es realmente importante definir las condiciones operacionales que pueden afectar los resultados obtenidos en las pruebas, para ellos es necesario establecer las variables que tienen influencia sobre el proceso de desplazamiento.

La idea de realizar el monitoreo de variables, tales como : Diferencial de presión, presión de confinamiento, temperatura y el volumen total de cada uno de los fluidos desplazados es obtener resultados más confiables respecto al efecto de la depositación de escamas inorgánicas en la permeabilidad de la roca y la remoción de estos de su volumen poroso.

3.2.1 Diferencial de presión. Se define como la diferencia entre la presión de inyección en el plug de roca y la presión de salida del mismo, gracias a los transductores es reportada. Para monitorearla, se debe registrar en los formatos establecidos para la toma de datos, los deltas de presión correspondientes a cada vez que un volumen poroso sea desplazado a través de la muestra. Este registro debe repetir hasta que los 10 últimos datos tengan una diferencia máxima del cinco por ciento (5%).

3.2.2 Presión de confinamiento. Es la presión de sobrecarga que la formación tiene en el yacimiento. Esta presión es la que ejercen los estratos sobre la formación de interés, generalmente se estima en un tercio de la profundidad de la muestra. Mediante una bomba manual de desplazamiento positivo y un manómetro es controlada. El monitoreo se realiza al mismo tiempo con el delta de presión, es importante estar atentos para que esta presión no se iguale o sea

superada por la presión de entrada, dado que esto puede representar una sobrecarga en el sistema y por lo tanto una posible pérdida de la muestra.

3.2.3 Temperatura. Es la temperatura a la cual está sometida la muestra de roca dentro del horno. El monitoreo se realiza cada vez que haya sido desplazado un volumen poroso por el plug. Cabe resaltar que una temperatura constante ayudará a evitar cambios significativos en la viscosidad del fluido inyectado y por lo tanto una variación en el cálculo de permeabilidad.

3.3 CORRELACION

Ahora bien, de acuerdo a lo que se ha planteado a lo largo del capítulo y con la ayuda del software *Statgraphics Centurion XVI*, se realizó la matriz experimental la cual se desarrolla en el orden determinado, como lo muestra la TABLA 6, donde se muestra la distribución x-distante de las variables y por consiguiente delimita la región experimental.

Tabla 5. Matriz experimental para correlación

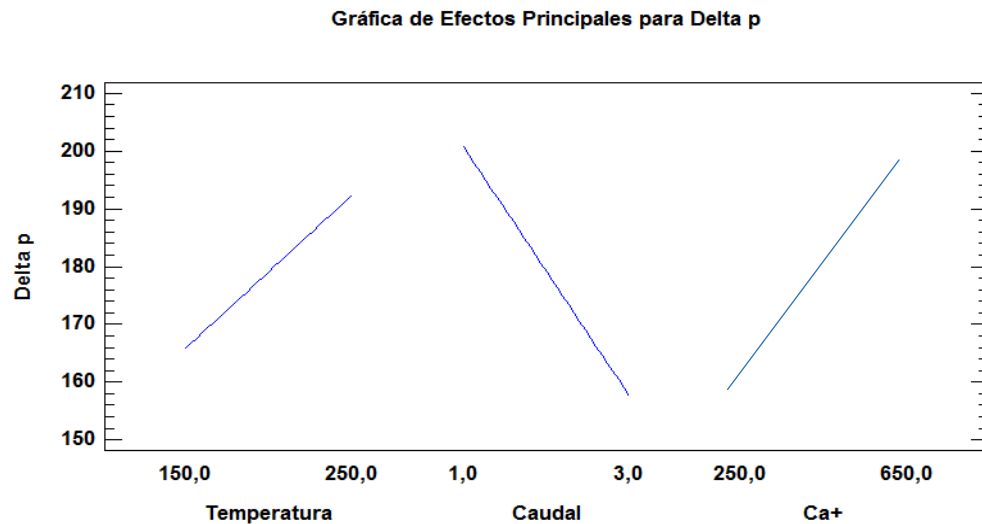
Ejecución	Ca+	Temperatura	Delta p
	ppm	°C	psi
1	250	200	26,724
2	650	200	513,353
3	250	250	9,45
4	650	150	199,592
5	650	250	26,724
6	250	150	77,253

Partiendo de esta matriz cuyos datos fueron obtenidos de las pruebas de los experimentos establecidos en el diseño experimental para este estudio se consigue determinar la siguiente correlación, la cual permite calcular la caída de presión en función de la concentración de calcio y temperatura.

$$\Delta p = -864,005 + 2,48359*T - 171,587*Q + 3,78072*Ca^{+2} + 2,01765*TQ - 0,0138962*TCa^{+2} - 0,563477*QCa^{+2}$$

De acuerdo a la correlación obtenida se evidenció que la variable de mayor influencia en caídas de presión asociadas al daño es la concentración de iones calcio como se ve en la figura .

Figura 14. Influencia de la concentración Ca^{+2} y T° sobre caídas de presión



3.4 ANALISIS DE LOS RESULTADOS EXPERIMENTALES

Para realizar el estudio en la reducción de la permeabilidad en medios porosos de mediana permeabilidad se han realizado 6 experimentos escogidos por sus condiciones del diseño experimental; a distintas condiciones tanto composicionales, hidrodinámicas con el fin de identificar que tanto inciden estos factores en la precipitación de escamas de carbonato de calcio.

3.4.1 Índice de saturación. De acuerdo al IS que queramos usar en la salmuera para inducir el daño debemos preparar dos soluciones, una aniónica y otra catiónica con el fin de generar el mineral capaz de generar la escama inorgánica responsable de causar el daño en el plug.

La Tabla 6 muestra las condiciones con las que debe cumplir las aguas tipo para preparar la salmuera incrustante.

Tabla 6. Condiciones de preparación salmuera incrustante

IS	Salmuera Catiónica		Salmuera Aniónica	
	NaCl	CaCl ₂ ·2H ₂ O	NaCl	NaHCO ₃
Ppm	g/L	g/L	g/L	g/L
650	7,171	4,768	7,171	5,449
450	7,754	3,301	7,754	3,772
250	8,337	1,834	8,337	2,095

3.4.2 Parámetros establecidos por el diseño experimental

Tabla 7. Descripción experimentos a realizar

EXP #	K ref		φ ref		[] Ca +2		T°		Tratamiento
	mD		%		ppm		F		
9	843,26		22,96		250		250		EDTA
10	644,96		21,9		650		150		HCl
11	593,5		21,34		450		200		-
12	593,668		25		450		200		-
16	593,497		24		450		200		HCl
18	616,141		22		450		200		-
EXP #	Q-ciclos	Q-daño	Q-post daño	Q-posta daño	Q-post trat.	Q-post	Tratamiento		
	cc/min	cc/min	cc/min	cc/min	cc/min	cc/min			
9	3	2	1	3	3	3	EDTA		
10	3	1	1	3	3	3	HCl		
11	3	1	0,5	1	-	-	-		
12	3	3	2	2	-	-	-		
16	3	2	1	3	3	3	HCl		
18	2	1	2	2	-	-	-		

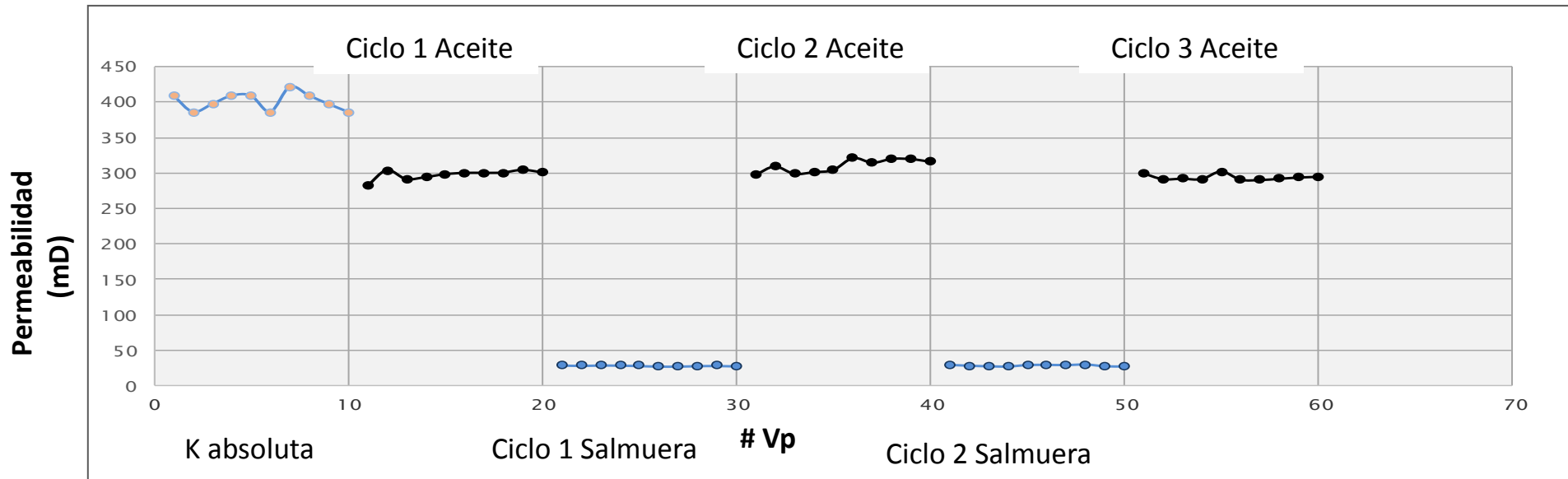
3.5 RESULTADOS

EXPERIMENTALES

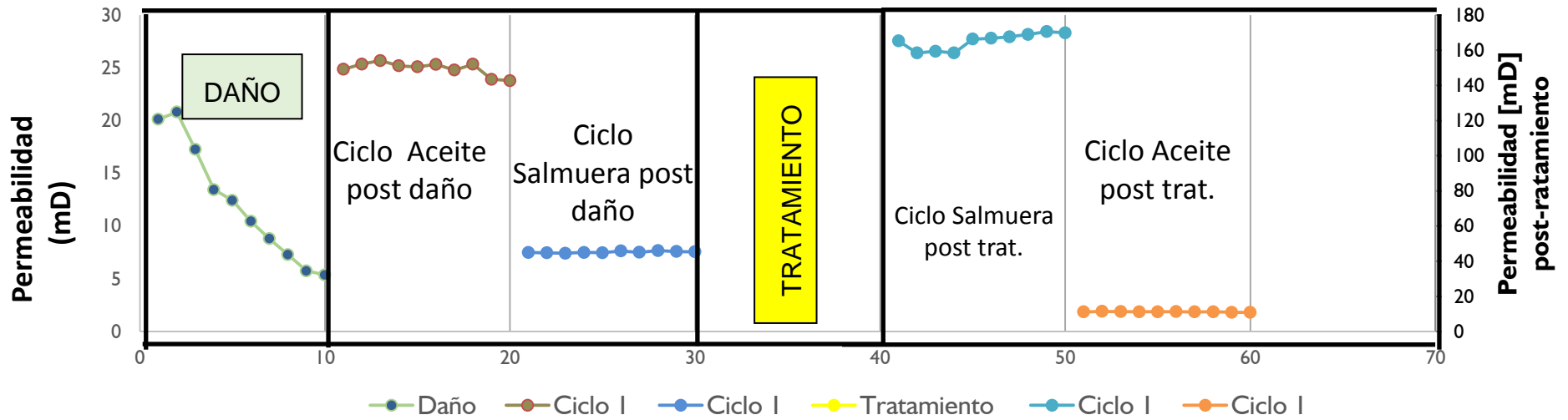
<u>DATOS DEL EXPERIMENTO:</u> Experimento N°: 16 Referencia: B-3A-3 Contrapresión: 400 psi. Caudal en ciclos: 3 cc/min. Caudal en daño: 2 cc/min Presión de confinamiento: 1500 psi. Temperatura: 200° F (media) Concentración Ca+2: 450 ppm. (Media)	<u>CARACTERISTICAS DE LA MUESTRA:</u> Permeabilidad referencia: 593.5 (mediana) Porosidad referencia: 24 % Longitud: 6.77 cm Diámetro: 3.778 cm Radio: 1.889 cm Viscosidad aceite Klearol a T°: 4.5 cp. Viscosidad salmuera trabajo a T°: 0.313 cP. Viscosidad salmuera daño: 0.308 cp.	<u>POROSIDAD POR SATURACIÓN:</u> Peso de la muestra seca: 150 g. Peso de la muestra saturada: 166.16 g Densidad de la salmuera: 1.0108 g/ml Volumen poroso: 15.98 Porosidad por saturación: 21.8 % %error porosidad: 2% <u>TRATAMIENTO:</u> 5 Vp de HCl a una concentración de 11.25%.
--	--	--

Tabla 8. Datos de referencia experimento # 16

Permeabilidad de referencia																	
Adsoluta			Ciclo 1			Ciclo 1			Ciclo 2			Ciclo 2			Ciclo 3		
	ΔP	K		ΔP	K		ΔP	K		ΔP	K		ΔP	K		ΔP	K
1	0,34	408,6	11	7,08	282,1	21	4,80	28,94	31	6,71	297,7	41	4,86	28,6	51	6,67	299,5
2	0,36	385,9	12	6,58	303,6	22	4,90	28,35	32	6,45	309,7	42	4,99	27,8	52	6,85	291,6
3	0,35	397,0	13	6,85	291,6	23	4,81	28,88	33	6,67	299,5	43	5,1	27,2	53	6,84	292,0
4	0,34	408,6	14	6,79	294,2	24	4,84	28,71	34	6,62	301,7	44	5,14	27,0	54	6,85	291,6
5	0,34	408,6	15	6,7	298,1	25	4,94	28,12	35	6,55	305,0	45	4,89	28,4	55	6,62	301,7
6	0,36	385,9	16	6,66	299,9	26	5,08	27,35	36	6,21	321,6	46	4,86	28,6	56	6,87	290,7
7	0,33	421,0	17	6,66	299,9	27	5,09	27,30	37	6,34	315,1	47	4,89	28,4	57	6,88	290,3
8	0,34	408,6	18	6,65	300,4	28	4,97	27,95	38	6,23	320,6	48	4,8	28,9	58	6,84	292,0
9	0,35	397,0	19	6,57	304,0	29	4,93	28,18	39	6,24	320,1	49	5,1	27,2	59	6,8	293,7
10	0,36	385,9	20	6,64	300,8	30	5,03	27,62	40	6,314	316,4	50	5,12	27,1	60	6,78	294,6



Permeabilidad de referencia																	
Daño			Ciclo 1			Ciclo 1			Tratamiento			Ciclo 1			Ciclo 1		
	ΔP	K		ΔP	K		ΔP	K		ΔP	K		ΔP	K		ΔP	K
1	4,53	20,12	11	26,79	24,85	21	6,18	7,49	31			41	12,09	165,21	51	12,45	11,16
2	4,38	20,81	12	26,26	25,35	22	6,21	7,46	32			42	12,61	158,40	52	12,13	11,45
3	5,28	17,26	13	25,93	25,68	23	6,24	7,42	33			43	12,53	159,41	53	12,25	11,34
4	6,78	13,44	14	26,43	25,19	24	6,18	7,49	34			44	12,61	158,40	54	12,34	11,26
5	7,33	12,43	15	26,54	25,09	25	6,2	7,47	35			45	12,01	166,32	55	12,37	11,23
6	8,72	10,45	16	26,29	25,33	26	6,07	7,63	36			46	11,98	166,73	56	12,29	11,30
7	10,36	8,80	17	26,87	24,78	27	6,17	7,51	37			47	11,92	167,57	57	12,44	11,17
8	12,5	7,29	18	26,28	25,34	28	6,04	7,67	38			48	11,82	168,99	58	12,37	11,23
9	15,85	5,75	19	27,85	23,91	29	6,11	7,58	39			49	11,71	170,58	59	12,72	10,92
10	16,99	5,36	20	28	23,78	30	6,13	7,55	40			50	11,76	169,85	60	12,81	10,85



Koil @ Swirr	mD
Ciclo 1	279,5
Ciclo 2	310,7
Ciclo 3	293,8
Post daño	25,5
Post tratamiento	293,8

Kw @ Sor	md
Ciclo 1	25,5
Ciclo 2	27,1
Post daño	7,53
Post tratamiento	11,9

K REDUCIDA POR DAÑO	(Ko@Swirr ciclo 3)-(Ko@Swirr post-daño)	268.87	mD
DAÑO	(K reducida)/(Ko@Swirr ciclo 3)	91.51	%
K RESTAURADA TRAT.	(Ko@Swirr post-tratamiento)-(Ko@Swirr post daño)	139.65	mD
% RESTAURACION K TRAT.	(K restaurada)/(Reducción de K)	52.52	%

Los resultados mostrados en la tabla 9 corresponden al resumen de los experimentos 9, 10, 11, 12, 16 y 18 los cuales fueron sometidos a pruebas de desplazamiento donde se puede observar que el daño a la formación en las muestras a las cuales se les aplico un caudal de inducción alto fue mucho más efectivo que en las que se les aplico uno bajo.

Tabla 9. Resumen resultados experimentales

Exp	K abs	Ko@Swirr ciclo 3	Vp desplaz. Daño	Ko@Swirr post-daño	Ko@Swirr post-tratamiento	K reducida en daño	daño	K Restaurada	%restauracion K
	mD	mD	adim	mD	mD	mD	adim	mD	adim
9	105,9	205,2	10	15,64	103,59	189,56	92,37	87,95	46,39
10	258,3	259,4	5	2,19	335,15	257,21	99,15	332,96	129,45
11	379,6	282,9	88	34,31	-	248,59	87,87	-	-
12	173,3	215,1	51	6,23	-	208,87	97,10	-	-
16	400,7	293,8	10	24,93	165.15	268,87	91,51	141.22	52.52
18	171,4	129,8	10	17,13	-	112,67	86,80	-	-

Por otro lado en el experimento 12 fue necesario desplazar 51 volúmenes porosos (Vp) de salmuera incrustante para conseguir superar el umbral de reducción de permeabilidad debido a que se usó un caudal alto y probablemente la muestra logro fracturarse.

La permeabilidad al agua en todas las muestras tiene una tendencia a ser baja; cercana a 25 mD, esto debido a la mineralogía de los plugs usados, pues estos eran preferiblemente mojados en agua.

De acuerdo a la correlacion obtenida se puede ver que la variable que más influencia al ser modificada tiene sobre la depositacion de escamas de carbonato de calcio en el medio poroso es la concentración de iones calcio, teniendo una influencia más marcada que inclusive la temperatura.

En el experimento 10 se hizo un prelavado a la muestra ya que se había dañado en un intento por realizar este experimento anteriormente lo cual generó que el tratamiento usado con HCl lograra generar una permeabilidad más alta a la inicial teniendo una recuperación de más del 100 % en la permeabilidad.

A una temperatura más alta es necesario pasar más cantidad de salmuera incrustante y viceversa; esto es debido que el carbonato de calcio aumenta su solubilidad a mayor temperatura, para lo cual a alta temperatura es necesario un mayor volumen de líquido para conseguir cierta cantidad depositada que con una menor.

Con respecto a la concentración de iones calcio en la salmuera incrustante, estos se depositan con mayor rapidez en una temperatura baja debido a que el carbonato de calcio es menos soluble a bajas temperaturas, evidenciándose con los 5 Vp usados para generar el daño.

4. CONCLUSIONES

1. Experimentalmente y a nivel de laboratorio se indujo daño por depositación de escamas de CaCO_3 a medios porosos pertenecientes al grupo empresarial Ecopetrol en Colombia, simulando las propiedades que estos presentan en cuanto a Q , $[\text{Ca}]^{+2}$ presentes en la salmuera y T° .
1. Gracias a los resultados experimentales obtuvimos una correlación que permite calcular las caídas de presión asociadas a la reducción de la permeabilidad en función de la concentración de iones calcio y temperatura y caudal.
1. El factor que más afecta la depositación de escamas de CaCO_3 es la concentración de iones calcio; visto que un cambio en sus condiciones involucra una caída de presión mucho más grande y por ende una reducción de permeabilidad mas significativa.
4. Se realizó un diseño experimental de acuerdo a las bases de datos de yacimientos del grupo empresarial Ecopetrol con las variables Permeabilidad, Caudal y concentración de iones calcio presentes en ellos, clasificándolas en 3 niveles cada una de ellas para así evaluar el daño en distintos escenarios de precipitación.
4. Las escamas inorgánicas por CaCO_3 se depositan con mayor facilidad a bajos caudales, altas temperaturas y a una alta concentración de iones calcio en la salmuera incrustante.
4. El tratamiento aplicado con HCl demostró ser efectivo puesto que logro remediar un 52 % la reducción de permeabilidad que había sido generada durante el daño inducido a la muestra a la cual se le aplico

5. RECOMENDACIONES

1. Tener en cuenta otras variables presentes en el proceso de depositación, como la mojabilidad, el ph, radio de garganta de poro, el efecto que tendrían si hubiese solidos disueltos, variación de la presión de confinamiento.
2. Determinar el umbral de depositación de CaCO_3 para así tener una descripción mas detallada del fenómeno
3. Realizar una caracterización mineralógica a las muestras para tener en cuenta la presencia de otros minerales que puedan interferir en la precipitación de escamas.
4. Considerar el régimen de flujo presente pues este podría influenciar en la aceleración de los depósitos de CaCO_3 en el medio poroso

BIBLIOGRAFIA

1. ACHURRY, D. L. y MARTINEZ, R. A. Modelamiento de la depositación de escamas de carbonato de calcio en el wellbore. Tesis de pregrado, Ingeniería de petróleos. UIS. 2013.
 2. AHMED, S.J. Laboratory Study on Precipitation of Calcium Sulphate in Berea Sandstone Core. M.Sc. Thesis. Fahad University of Petroleum and Mineral. Saudi Arabia. 2004.
 3. CIVAN, F. Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. Segunda Edición. Gulf Professional Publishing. University of Oklahoma, 2007.
 4. CRABTREE, M. La Lucha Contra las Incrustaciones-Remoción y Prevención. Oilfield Review. Vol. 11. 1999.p 30-49.
- GALVIS, C. A. y NOGUERA, W. G. Remoción de escamas de carbonato de calcio en formaciones de areniscas, por medio de un tratamiento químico. Tesis de pregrado, Ingeniería de petróleos. UIS. 2013.
5. LEE, J., ROLLINS, J. y SPIVEY, J. Pressure Transient Testing. Segunda Edición Society on Petroleum Engineers Inc. Richardson, Texas. 2003.
 6. MACKAY, E. J. Scale Inhibitor Application in Injection Wells to Protect Against Damage to Production Wells: When Does it Work?. Society of Petroleum Engineers. 2005. ESP 95022-MS.

7. MAURI, R. Dispersion, Convection and Reaction in Periodic Porus Media. Physics of Fluids A Fluid Dynamics. 1991. 3:743.
8. MUÑOZ, S., SANDOVAL, Y. Generalidades de la formación, prevención y tratamiento de depósitos de escamas. Revista universitaria Fuentes. Volumen 6. 2008.
9. SHEN, J y CROSBY, C.C. insight into Strontium and Calcium Sulphate Scaling Mechanism in Wet Producer. Society of petroleum Engineers. 1983. SPE 10597-PA.
10. SIMANCAS, D. C. y VILLABONA, C. C. Diseño y evaluación de un fluido para la remoción de escamas de carbonato de calcio a partir de una solución de EDTA. Tesis de pegrado, Ingenieria de Petroleos. UIS. 2012.
11. TAHMASEBI, Ali. KARRAT, Hamzeh. SOLTANIEH, Riyaz. Mohammad Dimensionless Correlation for the Prediction of Permeability Reduction Rate due to Calcium Sulphate deposition in Carbonate Grain Packed Column. SPE 105105 Vol. 41, 2010.
12. VETTER, O.J. y PHILIPS, R.C. Prediction of Calcium Sulphate Sacle under Down Hole Conditions. Society of petroleum Engineers. 1970. SPE 2620-PA.
13. YEBOAH, Y.D. y SAMUAH, S.K. prediction of Carbonate and Sulphate Scale in Oilfields. Society Petroleum Engineers. 1993. SPE 25