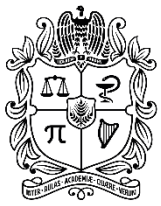


UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Evaluación del daño por precipitación y depositación de escamas minerales en la fase piloto de un proyecto químico ASP (Álcali-Surfactante-Polímero) en un campo de petróleo en Colombia

Guillermo Andrés Quintanilla Rubio

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Medellín, Colombia

2016

Evaluación del daño por precipitación y depositación de escamas minerales en la fase piloto de un proyecto químico ASP (Álcali-Surfactante-Polímero) en un campo de petróleo en Colombia

Guillermo Andrés Quintanilla Rubio

Tesis o trabajo de investigación presentada(o) como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería de Petróleos

Director (a):

MSc., Marco Antonio Ruiz Serna

Línea de Investigación:

Daño de formación de yacimientos de petróleo

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Medellín, Colombia

2016

A Dios, a mis padres, a mis hermanas y sobrinos, y a mi futura esposa y compañera de vida Angi.

Agradecimientos

A Dios, mis padres, mi familia, mi futura esposa y amigos, por acompañarme en cada ciclo de la vida y apoyarme en las decisiones importantes, además de ser mi motivación para seguir creciendo cada día como persona y profesional.

Al Equipo EOR Caracara y amigos: ingenieros Hernando Mayorga, Sergio Bonilla y Juan David Morales, por sus valiosos aportes cada uno desde su disciplina y experiencia.

Al ingeniero Marco A. Ruiz Serna, profesor y director de la presente investigación.

Por último, agradecer a CEPSA LATAM, por darme la oportunidad de potencializar mis capacidades, habilidades, valores corporativos y adquirir la experiencia necesaria para ser un profesional competitivo y poder realizar grandes aportes a la industria Oil & Gas de Colombia y el mundo.

Resumen

El método químico de ASP (Álcali-Surfactante-Polímero) ha sido ampliamente implementado alrededor del mundo, el cual consiste en la inyección de un álcali, que reacciona con los ácidos orgánicos y carboxílicos presentes en el crudo formando un surfactante natural in-situ, que simultáneamente, con el surfactante inyectado ayudan a reducir la tensión interfacial. Por último, un polímero ayuda a mejorar la razón de movilidad del crudo con respecto al agua.

La inyección del álcali puede inducir un daño de formación por precipitación y depositación de escamas inorgánicas por efecto de la interacción con el sistema roca-fluido del yacimiento. Este fenómeno se genera principalmente por la presencia de minerales de calcita, dolomitas y sulfatos, disueltos en el agua que precipitan fuera de la solución en respuesta a cambios en las condiciones de presión, temperatura y composición del agua.

El diagnóstico de este daño en el campo de estudio permitió estimar la probabilidad de tener incrustaciones de calcita debido principalmente a la composición fisicoquímica del agua del yacimiento y los cambios en el ambiente generados por la inyección del álcali. Una metodología integrada entre un modelo químico-termodinámico y un modelo de flujo permitió establecer las concentraciones iniciales de equilibrio de las especies químicas presentes y la cantidad estimada de calcita que tiende a precipitar en los pozos asociados al piloto ASP. Aunque se considere un daño nada severo, la inyección de un inhibidor como un tratamiento químico económicamente viable, permitirá mejorar la productividad de los pozos afectados y operatividad de los equipos de superficie para la inyección.

Palabras clave: daño de formación, escamas inorgánicas, álcali, incrustaciones, precipitación, depositación.

Abstract

The chemical method of ASP (Alkali-Surfactant-Polymer) has been widely implemented around the world, which involves the injection of an alkali, which reacts with the organic acids and carboxylic present in crude generating a natural surfactant in-situ, simultaneously with the injected surfactant help to reduce the interfacial tension. Finally, a polymer helps to improve the mobility ratio of oil to water.

Alkali injection may induce formation damage by precipitation and deposition of inorganic scale due to the interaction with the fluid-rock system at the reservoir. This phenomenon is generated by the presence of minerals as calcite, dolomite and sulfates, dissolved in the water precipitate out of solution in response to changing conditions of pressure, temperature and composition of the water.

The diagnosis of this damage in the field of study allowed us to estimate the probability of having calcite scales mainly due to the physico-chemical composition of the reservoir water and changes in the environment generated by injection of an alkali. An integrated methodology between a thermodynamic chemical model and a flow model allowed to establish the initial equilibrium concentrations of the chemical species present and the estimated amount of calcite tends to precipitate in the wells associated with the ASP pilot. Although no severe damage is considered, the injection of an inhibitor as an economically viable chemical treatment would improve the productivity of involved wells and operation of surface equipment for the injection.

Keywords: formation damage, inorganic scales, alkali, precipitation, deposition.

Contenido

Pág.

Resumen ..... **IX**

Lista de figuras ..... **XIII**

Lista de graficas ..... **XV**

Lista de tablas ..... **XV**

Lista de Símbolos y abreviaturas ..... **XVI**

Introducción **1**

1. Estado del Arte **5**

2. Marco Teórico **9**
2.1 Antecedentes 10
2.2 Inyección de polímero 12
2.3 Inyección del álcali 14
2.4 Mecanismos de recobro en la aplicación del álcali 16
2.4.1 Emulsificación y atrapamiento 16
2.4.2 Alteración de la humectabilidad 16
2.5 Inyección de ASP o AP 17
2.6 Daño de formación 18
2.6.1 Descripción del daño de formación 19
2.6.2 Precipitación y depositación de escamas minerales 21
2.6.3 Origen de las escamas minerales 24
2.6.4 Formación de escamas minerales 27
2.6.5 Esquema metodológico para el diagnóstico del daño 29

3. Generalidades del Campo **33**
3.1 Geología 34
3.2 Geología estructural 34
3.3 Características del yacimiento 35
3.4 Propiedades del fluido 36
3.5 Características del agua de formación 37

4. Modelo Químico-Termodinámico **40**
4.1 Indice de Saturación de Langelier (LSI) 41
4.2 Indice de Stiff & David (S&DSI) 42
4.3 Indice de Ryznar (RI) 43

4.4 Construcción del modelo químico-termodinámico en Eqbatch 46

5. Modelo de Simulación 52
5.1 Selección del Software 52
5.2 Ubicación del piloto 53
5.3 Construcción de la Malla 53
5.4 Distribución de porosidad y permeabilidad 55
5.5 Curvas de permeabilidad relativa 56
5.6 Curva de presión capilar 57
5.7 Propiedades del fluido 59
5.8 Casos de simulación 61
5.9 Resultados de simulación 62
5.9.1 Saturación de aceite y agua 63
5.9.2 Parámetros de producción e inyección 64
5.9.3 Concentración de la especie sólida 66
5.9.4 Concentración de las especies del fluido 69

6. Estrategia de inhibición y/o remoción de escamas 73
6.1.1 Técnicas químicas 73
6.1.2 Técnicas mecánicas 74
6.1.3 Selección de la estrategia 75
6.1.4 Diseño de la estrategia 77

7. Análisis Económico 79

8. Conclusiones y recomendaciones 85
8.1 Conclusiones 85
8.2 Recomendaciones 87

Bibliografía 91

Lista de figuras

Pág.

Figura 1-1: Clasificación del recobro de petróleo....2
Figura 2-1: Respuesta típica del petróleo incremental en un proyecto EOR....10
Figura 2-2: Proyectos químicos (ASP y sus combinaciones) realizados alrededor del mundo....11
Figura 2-3: Línea de tiempo de proyectos químicos ASP realizados alrededor del mundo....11
Figura 2-4: Relación de movilidad mala *(M>1)* y buena *(M<1)*....12
Figura 2-5: Relación de la eficiencia areal (izq.) y eficiencia vertical (der.) con la movilidad. 13
Figura 2-6: Relación entre la tasa y recuperación de crudo con la variación de la movilidad. 14
Figura 2-7: Valores de pH de soluciones alcalinas a diferentes concentraciones. 15
Figura 2-8: Tensión interfacial alta (izq.) y baja (der.) 17
Figura 2-9: Solubilidad de escamas minerales vs temperatura 25
Figura 2-10: Solubilidad del yeso y barita vs temperatura 26
Figura 2-11: Solubilidad de la calcita y yeso vs presión....26
Figura 2-12: Efecto de sales disueltas en yeso y barita 27
Figura 2-13: Nucleación homogénea (izquierda) y nucleación heterogénea (derecha) 29
Figura 2-14: Diagrama de flujo del esquema metodológico planteado para la evaluación del daño. 31
Figura 3-1: Ubicación del campo Caracara Sur....33
Figura 3-2: Sección estructural de la cuenca de los Llanos Orientales....34
Figura 3-3: Columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales....35
Figura 3-4: Relación entre la porosidad y permeabilidad.. 35
Figura 5-1: Patrón de inyección del área del piloto EOR. 53
Figura 5-2: Malla regular 10x15x6 construida para el modelo de simulación. 54
Figura 5-3: Ubicación de los pozos del área piloto en la malla. 55
Figura 5-4: Relaciones de PORO-PERM por tipo de roca existente. 56
Figura 5-5: Distribución de porosidad y permeabilidad en el área del piloto EOR. 56
Figura 5-6: Saturación de agua y aceite en el área del piloto a un tiempo de 180 y 360 días posterior al inicio de la inyección....64
Figura 5-7: Concentración de las especies químicas del fluido en el área piloto a un tiempo de 180 y 360 días posterior al inicio de la inyección....72
Figura 6-1: Compuesto de quelato de EDTA....74

Lista de gráficas

Pág.

Gráfica 3-1: Diferencias en la concentración de cationes y aniones del agua de formación. 39
Gráfica 4-1: Comportamiento de las escamas minerales vs temperatura.. 41
Gráfica 4-2: Indice de estabilidad Stiff & Davis vs temperatura. 43
Gráfica 4-3: Concentración de calcita vs temperatura. 45
Gráfica 5-1: Curva de permeabilidad relativa agua-aceite 57
Gráfica 5-2: Presión capilar para el sistema aceite-agua 58
Gráfica 5-3: Humectabilidad relativa normalizada del pozo Inj. 1 59
Gráfica 5-4: Densidad y viscosidad del crudo para el pozo Inj. 1. 60
Gráfica 5-5: Saturación de aceite y agua simulada. 63
Gráfica 5-6: Comportamiento de la producción de los casos simulados 65
Gráfica 5-7: Comportamiento de la inyección del pozo piloto. 66
Gráfica 5-8: Comportamiento de la concentración de calcita frente a los cambios de presión en los pozos Prod1 y Prod2. 67
Gráfica 5-9: Comportamiento de la concentración de calcita frente a los cambios de presión en el pozo Prod3. 68
Gráfica 5-10: Concentración de las especies de fluido en el pozo Prod1. 70
Gráfica 5-11: Concentración de las especies de fluido en el pozo Prod2.. 71
Gráfica 5-12: Concentración de las especies de fluido en el pozo Prod3.. 71
Gráfica 7-1: Flujo de caja de la estrategia de inhibición del daño.. 82

Lista de tablas

Pág.

Tabla 2-1: Propiedades de diferentes álcalis. 16
Tabla 3-1: Características del yacimiento de estudio. 36
Tabla 3-2: Propiedades del fluido de estudio. 36
Tabla 3-3: Composición del agua de formación tres años antes de iniciado la inyección. 37
Tabla 3-4: Composición del agua de formación cinco meses después de la inyección. 38
Tabla 3-5: Principales diferencias en la composición del agua de yacimiento antes y después de la inyección. 39
Tabla 4-1: Interpretación de valores LSI. 42
Tabla 4-2: Interpretación de valores S&DSI. 42
Tabla 4-3: Interpretación de valores RI.. 44
Tabla 4-4: Especies químicas asociadas a la inyección del álcali.. 49
Tabla 4-5: Especies químicas identificadas para el modelo químico-termodinámico.. 50
Tabla 5-1: Concentración inicial de aniones (C50) y cationes divalentes (C60) 60
Tabla 5-2: Parámetros de entrada del caso base de simulación 61
Tabla 5-3: Casos de simulación planteados para la inyección del álcali 62
Tabla 5-4: Concentración de las especies químicas para el caso base (previo a la inyección) y caso medio (posterior a la inyección).. 68
Tabla 6-1: Estrategias de inhibición y/o remoción de escamas en el campo de estudio.. 76
Tabla 7-1: Flujo de caja neto de la estrategia de inhibición del daño 81
Tabla 7-2: Resultados de indicadores de rentabilidad.. 82
Tabla 7-3: Análisis de sensibilidad entre concentración de calcita e indicadores de rentabilidad. 83

Lista de Símbolos y abreviaturas

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
Ba^2	Bario	mg/L	Catión divalente
$BaSO_4$	Sulfato de Bario	mg/L	Sección 2.6.2
Ca^2	Calcio	mg/L	Catión divalente
$CaCO_3$	Carbonato de Calcio	mg/L	Sección 2.6.2
$CaSO_4$	Sulfato de Calcio	mg/L	Sección 2.6.2
CO_2	Dióxido de Carbono	mg/L	Gas
$FeCO_3$	Carbonato de Hierro	mg/L	Sección 2.6.2
$FeSO_4$	Sulfato de Hierro	mg/L	Sección 2.6.2
H	Hidrogeno	mg/L	Ion
HCl	Ácido clorhídrico	mg/L	-
HCO_3	Carbonatos	mg/L	Anión
HF	Ácido fluorhídrico	mg/L	-
H_2O	Agua	%V/%V	-
H_2S	Ácido sulfhídrico	mg/L	-
Kg	Kilogramos	Gramos	Peso
Kh	Permeabilidad Horizontal	Adim.	Sección 5.4
Km^2	Kilómetros cuadrados	Metros	Área
Kr	Permeabilidad Relativa	mD	Sección 3.3
Kro	Permeabilidad Relativa al aceite	mD	Sección 5.5
Krw	Permeabilidad Relativa al agua	mD	Sección 5.5
Kv	Permeabilidad Vertical	Adim.	Sección 5.4
Mg^2	Magnesio	mg/L	Catión divalente
$NaBO_2$	Metaborato de Sodio	mg/L	Álcali
NaCl	Cloruro de Sodio	mg/L	Salinidad
NaOH	Hidróxido de Sodio	mg/L	Sección 2.3
Na_2CO_3	Carbonato de Sodio	mg/L	Sección 2.3
Na_4SiO_4	Ortosilicato de Sodio	mg/L	Sección 2.3
OH	Hidróxido	mg/L	Ion
Pc	Presión capilar	Psi	Sección 5.6
pH	pH	Unidad	-
Pwf	Presión de fondo de pozo fluyendo	Psi	-
Pyac	Presión del yacimiento	Psi	-
So	Saturación de Aceite	%	-
Soi	Saturación de Aceite Inicial	%	-
Sor	Saturación de Aceite Residual	%	-
Sr^2	Estroncio	mg/L	Catión divalente
$SrSO_4$	Sulfato de Estroncio	mg/L	Escama mineral

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
Sw	Saturación de Agua	%	-
Rs	Gas en Solución	Scf/STB	-
2D	Dos Dimensiones	-	Sección 5.9
3D	Tres Dimensiones	-	Sección 5.9

Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
σ	Tensión interfacial	$\frac{\text{Dynes}}{\text{cm}}$	Sección 2.5
B_o	Factor volumétrico del aceite	RBls/STB	-
Φ	Porosidad	%	Sección 3.3
μ	Viscosidad	cP	-

Subíndices

Subíndice	Término
AP	Álcali - Polímero
API	Gravedad API
ASP	Álcali – Surfactante – Polímero
BC	Relación costo – beneficio
BFPD	Barriles de fluido por día
BOPD	Barriles de aceite por día
BWPD	Barriles de agua por día
CAPEX	Capital Expenditure
CCPP	Potencial Precipitación Carbonato Calcio
CCS	Caracara Sur
DD	Drow-Dawn
Ea	Eficiencia areal
Ed	Eficiencia de desplazamiento
EDTA	Ácido etilenodiaminotetracético
EOR	Enhanced Oil Recovery
Ev	Eficiencia volumétrica
Ft	Pies
IFT	Interfacial Tension
LSI	Indice de Saturación de Langelier
M	Movilidad
Nca	Número de capilaridad
NE	Noreste
OPEX	Operational Expenditure
P	Presión
PV	Volumen poroso
PVT	Presión – Volumen – Temperatura
RI	Indice de Ryznar
ROI	Retorno de la inversión
S	Skin
SCAL	Special Core Analysis
SP	Surfactante – Polímero
SW	Suroeste

Subíndice	**Término**
S&DSI	Indice de Stiff & Davis
TDS	Total Disolved Solids
TIO	Tasa Interna de Oportunidad
TIR	Tasa Interna de Retorno
VPN	Valor Presente Neto

Introducción

Existen tres fases principales en la vida productiva de un pozo petrolero. El recobro primario, permite que el fluido ascienda desde el yacimiento hasta superficie de forma natural o mediante un mecanismo de levantamiento artificial, uno de los más comunes es la instalación de una bomba electrosumergible en fondo de pozo. El recobro secundario, una vez la presión es insuficiente y/o volúmenes de otros fluidos empiezan a ser producidos, se suelen aplicar los procesos de inyección de agua *(waterflooding)* y reinyección de agua/gas, ayudando a soportar la presión del yacimiento y por ende el flujo hacia los pozos productores. En estos dos primeros procesos, el factor de recobro *(FR)* es del 25% a 35% del aceite original en sitio *(OOIP)*. Por último, el recobro terciario consiste en la aplicación de nuevas técnicas de recuperación mejorada de petróleo *(Enhanced Oil Recovery, EOR)*, desplazando un crudo adicional al obtenido en el recobro secundario, mediante alteraciones (a nivel macroscópico) de las propiedades petrofísicas de la formación generando un frente de petróleo.

Los métodos de EOR se pueden clasificar en cuatro grupos principales: químicos, térmicos, solvente o gases miscibles, y otros (Figura 1-1). Los métodos químicos han sido ampliamente aplicados en la industria del petróleo desde 1970. Dentro de los métodos químicos está la inyección de un álcali *(A)*, surfactante *(S)* y polímero *(P)*, y todas sus combinaciones posibles. A nivel mundial se pueden destacar los proyectos ASP del campo de White Castle, que entre los años 70 y 80 que permitió incrementar el FR en un 22%; y el proyecto Tanner, ambos en USA, que incrementó el 17% OOIP [8].

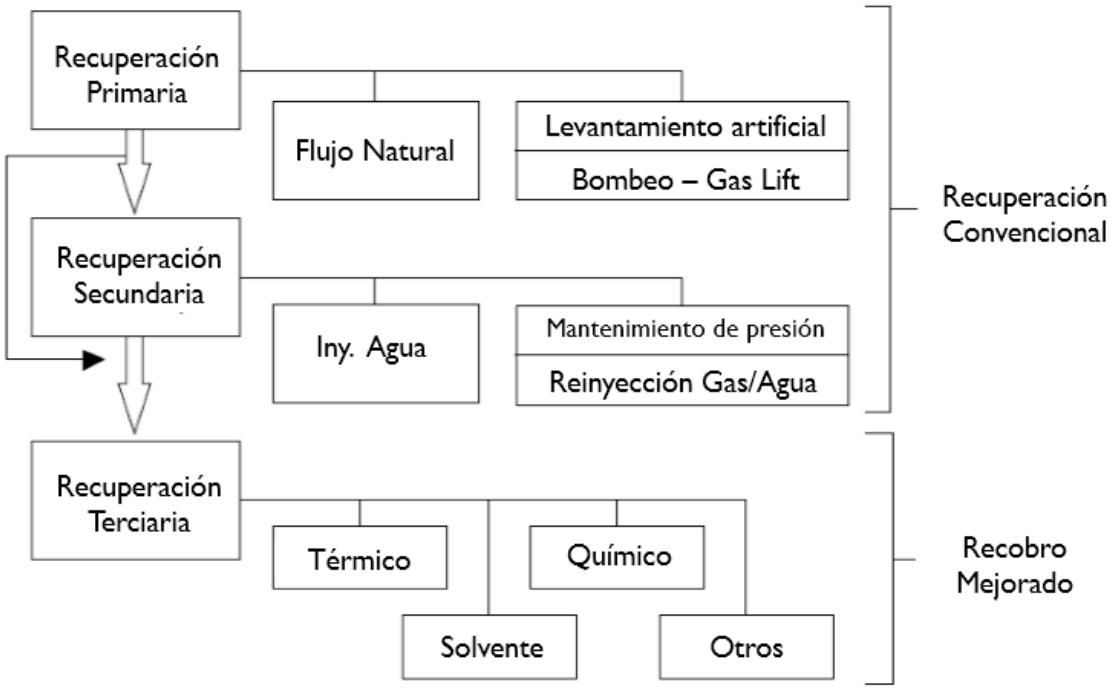


Figura 1-1: Clasificación del recobro de petróleo. Adaptado de Lake [1].

La aplicación del método químico ASP (Álcali-Surfactante-Polímero) consiste en la inyección de estos tres químicos, cada uno con una función específica en el yacimiento. El álcali reacciona con los compontes ácidos presentes en el crudo generando un surfactante natural in-situ, que simultáneamente con el surfactante inyectado ayudan a reducir la tensión interfacial que existe entre las gotas de crudo adheridas a la superficie de la roca, disminuyendo la saturación de aceite residual de petróleo (Sor), lo que permite la generación de un banco de aceite que mejora la eficiencia de barrido, y por ende desplazando más petróleo hacia los pozos productores. Finalmente, el polímero ayuda a mejorar la relación de movilidad del crudo con respecto al agua.

Durante la inyección del agente alcalino, aparte de reaccionar con los componentes ácidos del crudo, puede reaccionar con el fluido del yacimiento y los minerales presentes en la roca, que frente a cambios significativos de presión, temperatura y composición del agua puede generar precipitación y depositación de escamas inorgánicas. Este fenómeno se puede presentar tanto en pozos inyectores como pozos productores, y las escamas se pueden depositar en la cara de la formación, en la tubería y en los equipos de superficie, generando problemas de restricción del flujo de fluidos y pérdidas de productividad e inyectividad en los pozos.

Los efectos de las incrustaciones pueden resultar dramáticos e inmediatos, por ejemplo durante un proyecto de inyección ASP realizado en Alberta, Canadá, en los campos de Warner y Crowsnest en los años 2006 y 2008, donde el Hidróxido de sodio fue usado como álcali, se presentó una extrema depositación de escamas de Carbonato de calcio sobre los equipos de producción en fondo y en las facilidades de superficie. En este caso, ocho meses después de iniciar la inyección de ASP, el tiempo de operación de las bombas electrosumergible disminuyó significativamente, en algunos casos hasta menos de un mes, reduciendo la eficiencia de las mismas; al igual que una disminución importante en las áreas efectivas de flujo en las líneas de producción y facilidades de tratamiento, provocando millones de dólares de pérdidas cada año. En otro caso, en un pozo del campo Miller en el Mar de Norte, la producción descendió de 30,000 BPD a cero en un lapso de 24 horas [11].

Por casos de campo como los descritos anteriormente, el diagnóstico del daño por presencia de escamas inorgánicas es muy importante para los ingenieros de petróleos. Está investigación tiene como finalidad evaluar mediante la aplicación de un esquema metodológico propio que incluye un modelo químico-termodinámico, y posteriormente la construcción de un modelo matemático de flujo, evaluar la precipitación y depositación de escamas minerales en un campo de petróleo ubicado en Colombia; y a partir de los resultados obtenidos proponer un tratamiento de inhibición y/o remoción del daño, técnica y económicamente viable, de tal forma que permita mejorar la productividad de los pozos asociados a la inyección de la fase piloto ASP y la futura implementación del método químico EOR en todo el campo.

1. Estado del Arte

El método químico de ASP ha sido ampliamente implementado alrededor del mundo como un método de recuperación mejorada de petróleo (EOR), el cual consiste en la inyección de un álcali, que reacciona con los ácidos orgánicos y carboxílicos presentes en el crudo formando un surfactante natural in-situ, que simultáneamente, con el surfactante inyectado ayudan a reducir la tensión interfacial, cambiando la humectabilidad de la roca. Por último, un polímero ayuda a mejorar la razón de movilidad del crudo con respecto al agua [2].

El uso de agentes alcalinos en la recuperación mejorada de petróleo ha sido documentado por diferentes décadas. *Bhuyan et al.* [3] señala que las características claves para controlar estos procesos de inyección del álcali y, por tanto, formar las bases para la cuantificación de los mismos son: (1) la generación de un surfactante natural in-situ, (2) las reacciones con el fluido del yacimiento (precipitación) y los minerales presentes en la roca (disolución e intercambio de iones), que a su vez están asociados al consumo del álcali, y (3) los efectos de estos productos de reacción y ambiente de alto pH sobre el comportamiento de fases, tensión interfacial (IFT), fenómenos de adsorción y propiedades de transporte.

Al contacto del álcali con el agua del yacimiento constituye la partición de un componente pseudoácido *(HA)* en la fase acuosa (HA_w) y oleica (HA_o), y su subsecuente hidrólisis en la presencia del álcali (OH^-) para producir un surfactante aniónico soluble *(A-)*, ver Ecuación (1.1).

$$HA_W + OH^- \rightarrow H_2O + A^- \tag{1.1}$$

Las reacciones del álcali con el agua de formación o el medio rocoso reduce la actividad de los cationes divalentes, tales como calcio (Ca^{2+}) y magnesio (Mg^{2+}). Luego del contacto del álcali con estos iones de dureza, se pueden presentar precipitación en forma de carbonatos, hidróxidos o silicatos, esto en función del pH, la concentración del ion, presencia de gases disueltos, flujos

viscosos, flujos de régimen turbulento y cambios de presión, temperatura y composición de mezclas de aguas incompatibles. Las escamas inorgánicas de Carbonato de calcio (calcita), Sulfato de calcio (yeso) y Sulfato de bario (barita) son los más comunes en la industria del petróleo.

Para evaluar mejor las diferentes reacciones químicas que ocurren en el yacimiento, *Bhuyan et al.* [3] realizó una descripción generalizada en un simulador de yacimiento composicional para un proceso de inyección de álcali, combinando las reacciones químicas asociadas a este proceso con los esquemas de modelamiento de las propiedades de flujo y físicas de un simulador de flujo *UTCHEM*. El modelo de equilibrio está conformado por especies químicas del fluido *(nj)*, especies sólidas *(nk)*, cationes adsorbidos sobre la matriz *(ni)* y cationes disueltos *(nm)*, es decir, se tiene un balance de materia de *N* elementos (ver Ecuación (1.2)).

$$C_n^t = \sum_{j=1}^{nj} h_{nj} C_j + \sum_{k=1}^{nk} g_{nk} C_k + \sum_{i=1}^{ni} f_{ni} C_i + \sum_{m=1}^{nm} e_{nm} C_m \quad (1.2)$$

En caso de presencia de Carbonato de calcio, la constante de solubilidad es expresada de la forma. (Ver Ecuación (1.3)).

$$K_{CaCO_3}^{sp} \geq [Ca^{2+}][CO_3^{2-}] \quad (1.3)$$

Este sistema de ecuaciones independientes no lineales, con la concentración de cada especie química, se puede resolver mediante iteración Newton-Raphson con un cálculo analítico Jacobiano.

Por otra parte, el modelo de flujo está conformado por ecuaciones de conservación de masa (parciales y una global) que describe el flujo multifásico isotérmico de los *N* componentes (ver Ecuación (1.4)).

$$\frac{\partial \phi C_n^t}{\partial t}+\frac{\partial}{\partial x}\sum_{j=1}^{np}\left[C_{nj}u_{xj}-\phi S_j\left(K_{xxnj}\frac{\partial C_{nj}}{\partial x}+K_{xynj}\frac{\partial C_{nj}}{\partial y}+K_{xznj}\frac{\partial C_{nj}}{\partial z}\right)\right]+\frac{\partial}{\partial y}\sum_{j=1}^{np}\left[C_{nj}u_{yj}-\phi S_j\left(K_{yynj}\frac{\partial C_{nj}}{\partial y}+K_{yznj}\frac{\partial C_{nj}}{\partial z}+K_{yxnj}\frac{\partial C_{nj}}{\partial x}\right)\right]+\frac{\partial}{\partial z}\sum_{j=1}^{np}\left[C_{nj}u_{zj}-\phi S_j\left(K_{zznj}\frac{\partial C_{nj}}{\partial z}+K_{zxnj}\frac{\partial C_{nj}}{\partial x}+K_{zynj}\frac{\partial C_{nj}}{\partial y}\right)\right]=R_n,\ n=1. \tag{1.4}$$

Gomes et al. [4] realizó una evaluación de la precipitación y depositación de escamas inorgánicas en yacimientos de arenas no consolidadas a través de simulación numérica, para lo cual construyó un modelo con la cinética de las reacciones que ocurren en la formación de las escamas, más allá del modelo de equilibrio químico-termodinámico. Para esto, usando un simulador semi-composicional logró modelar la reacción de depositación de barita ocurrida en el yacimiento y el pozo, llevando a cabo un modelamiento detallado cerca a la cara de la formación usando refinamiento de malla local (*LGR*, por sus siglas en inglés) para predecir el nivel de precipitación de barita ocurrida en los completamientos de control de arena *(gravel-pack)* y las pérdidas de producción asociadas. Adicionalmente, modeló un tratamiento de inhibición y remoción de escamas minerales. Este estudio de simulación se llevó a cabo en un campo de aguas profundas ubicado en la Cuenca Campos (Brasil), el cual produce bajo inyección de agua. El yacimiento es de arenisca con alta permeabilidad y porosidad, y arenas inconsolidadas.

Por otra parte, la simulación mecanística de un modelo ASP considera las reacciones geoquímicas que suceden en el yacimiento, tales como reacciones acuosas, intercambio iónico y precipitación/disolución a partir de las propiedades físicas y mecanismos de transporte. Además, el consumo del álcali, y la generación del surfactante natural in-situ. *Mohammdi et al.* [5] de la Universidad de Texas (Austin), llevo a cabo la simulación de un proyecto químico *(cEOR)* a escala de campo, para un crudo viscoso con un alto número ácido, en un yacimiento de arenisca, alta porosidad y permeabilidad, alta salinidad y con presencia de un acuífero en fondo. Antes de realizar la simulación a escala de campo, *Mohammdi et al.* desarrollaron las reacciones acuosas, precipitación, disolución e intercambio iónico, basadas en la composición del agua de formación, mineralogía de la roca, composición del agua de inyección y el agente alcalino inyectado. Una serie de simulaciones

de núcleos fueron desarrolladas primero usando las condiciones del yacimiento, como permeabilidad, agua de formación e inyección, crudo, y temperatura para construir un diseño conceptual de inyección de químicos. Los datos del comportamiento de la fase surfactante/álcali/crudo fueron basados en pruebas de laboratorio para un crudo similar, por ejemplo la viscosidad fue medida en función del esfuerzo de corte, salinidad, y concentración del polímero a temperatura del yacimiento.

Zhengdong et al. [6] del Instituto de Investigación en Exploración y Desarrollo del Petróleo, en Beijing (China), llevaron a cabo un estudio de simulación numérica en un proyecto ASP considerando el efecto de la emulsión y formación de escamas inorgánicas sobre la recuperación mejorada de petróleo. Para este fin, fue establecido un modelo de predicción de alteración de la permeabilidad y porosidad causado por las escamas inorgánicas, y los mecanismos de flujo de la emulsión a través de un medio poroso, incluyendo la captura de gotas, reología y arrastre, siendo descritos matemáticamente. Con el fin de mejorar la solución del modelo, fue propuesto un esquema de solución de diferencias *IMPLICIT*, más estable y eficiente que los métodos tradicionales como *IMPES* e *IBiCRSTAB*, el cual fue validado comparando los resultados con los obtenidos con pruebas de núcleos en el laboratorio.

El método ASP fue simulado en un modelo geológico del campo DaQing en China. Los resultados de la simulación mostraron que la emulsificación más allá de mejorar la eficiencia de desplazamiento en una zona de media-alta permeabilidad, además puede mejorar la eficiencia de barrido en un medio de baja-media permeabilidad. Sin embargo, la alta viscosidad de la emulsión puede causar pérdida de inyectividad y reducir la movilidad del crudo hacia los pozos productores. Por otra parte, las escamas inorgánicas también pueden disminuir la inyectividad y generar un daño de formación más grande en las zonas de baja permeabilidad.

El desarrollo de la presente investigación permitió diagnosticar la severidad del daño de formación por precipitación/depositación de escamas minerales mediante el uso de simulación de yacimientos acoplando el modelo químico-termodinámico con el modelo de flujo, y de acuerdo con los resultados obtenidos se planteó una estrategia de inhibición de este daño que permitirá aumentar la productividad de los pozos asociados a una futura implementación en campo del método ASP.

2. Marco Teórico

La recuperación de crudo de un yacimiento puede ser descrita por la Ecuación (2.1).

$$N_P = E_D E_A E_V * \frac{S_{oi}\, PV}{B_O} \tag{2.1}$$

Donde la eficiencia del recobro consiste en tres factores principales:

$\boldsymbol{E_D}$ es la eficiencia de desplazamiento, definida a nivel microscópico a escala de poro. Está en función de la saturación de aceite residual *(Sor)* del área barrida.
$\boldsymbol{E_v}$ es la eficiencia de barrido vertical y $\boldsymbol{E_A}$ es la eficiencia de barrido areal. La suma de estas dos se conoce como eficiencia volumétrica ($\boldsymbol{E_V}$), la cual se refiere a un desplazamiento macroscópico.

Una forma sencilla para medir el éxito de un proyecto EOR es el volumen incremental de producción de petróleo (Figura 2-1). Por ejemplo, el comportamiento típico de declinación de un campo o pozo está dado por la trayectoria desde el punto *A* hacia *B*, ahora suponiendo que un proyecto EOR se inició en el punto *B*, la producción incremental debe ser la diferencia volumétrica entre los puntos *B-D* y *B-C*, es decir la región sombreada en la siguiente figura.

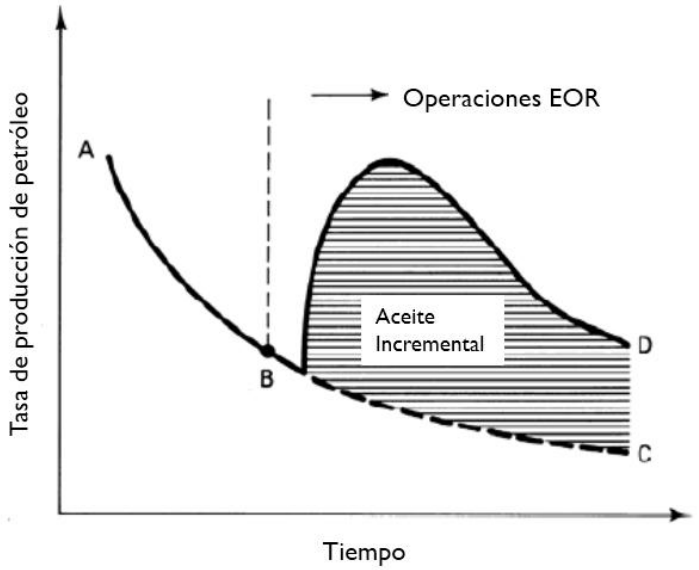


Figura 2-1: Respuesta típica del petróleo incremental en un proyecto EOR [7].

2.1 Antecedentes

El método EOR químico consiste en la inyección de un álcali *(A)*, surfactante *(S)* y polímero *(P)*, y se puede implementar en varias combinaciones dependiendo del factor de recobro incremental y las características del yacimiento, estas combinaciones pueden ser: *ASP, SP, AP, P*. La Figura 2-2 muestra algunos de los principales proyectos ASP alrededor del mundo; y la Figura 2-3 muestra la línea de tiempo con algunos de los principales proyectos químicos ASP que se han desarrollado alrededor del mundo desde el año 1920.

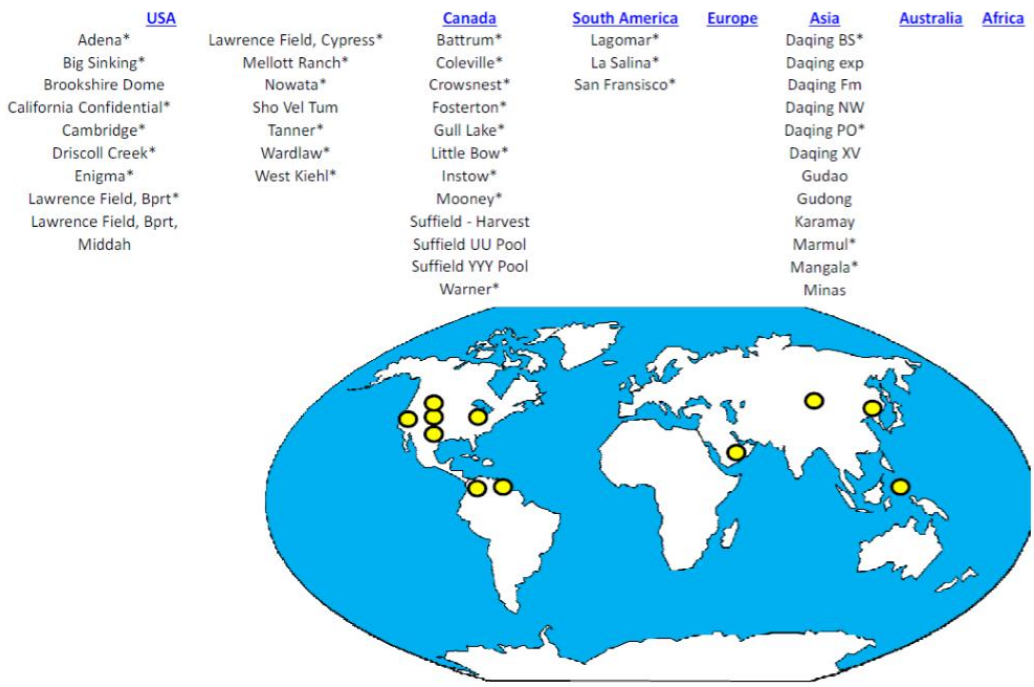


Figura 2-2: Proyectos químicos (ASP y sus combinaciones) realizados alrededor del mundo [8].

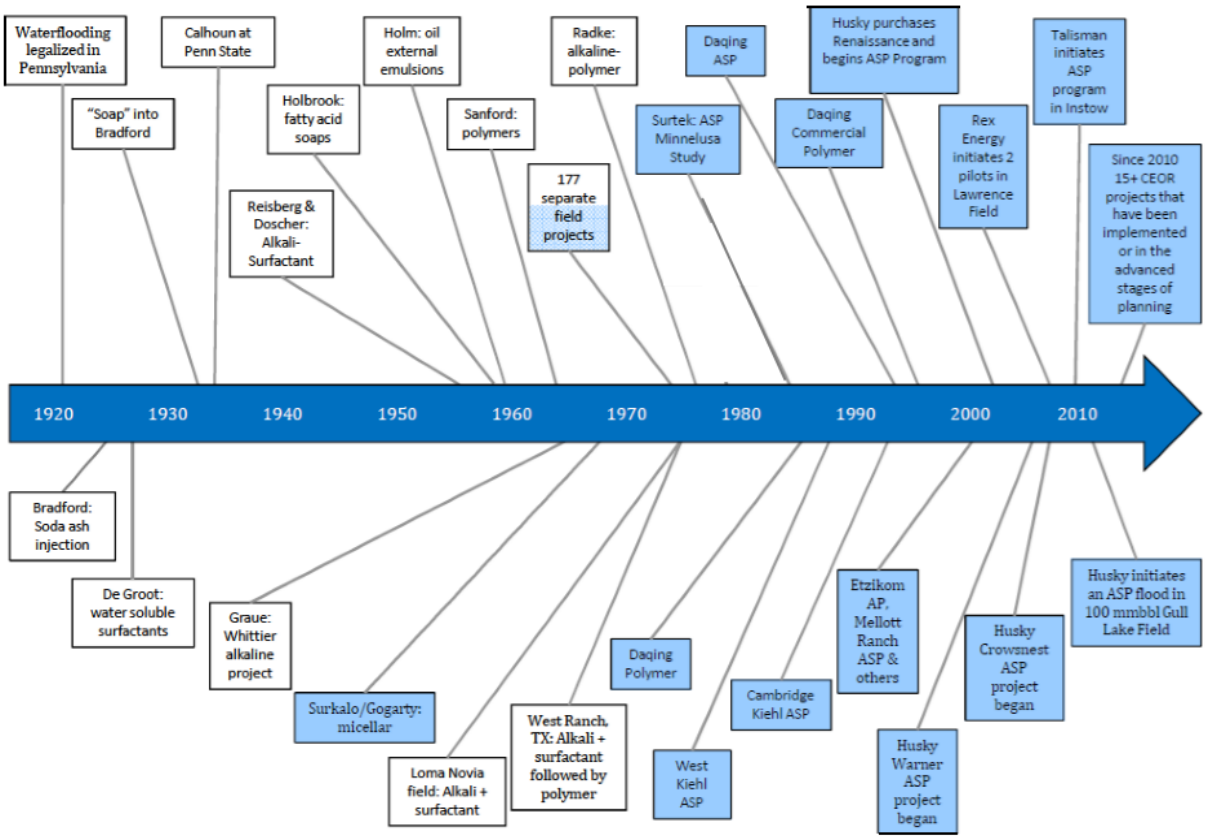


Figura 2-3: Línea de tiempo de proyectos químicos ASP realizados alrededor del mundo [8].

2.2 Inyección de polímero

La inyección de polímeros mejora la eficiencia volumétrica (E_V), que puede ser definida como la eficiencia del proceso de inyección de agua para movilizar y recuperar el crudo desde los pozos inyectores hacia los productores. El concepto clave es la relación de movilidad *(M)*, ver Ecuación (2.2).

$$M = \frac{Krw/\mu_w}{Kro/\mu_0} \tag{2.2}$$

Donde μ es la viscosidad del aceite y agua y Kr es la permeabilidad relativa al agua y aceite. La inyección de polímero incrementa la viscosidad del agua y disminuye la permeabilidad relativa al agua debido a la adsorción del polímero sobre la superficie de la matriz. Para el campo de estudio Caracara Sur la relación de movilidad está estimada en un rango entre 3 y 8, la cual se considera adversa. La Figura 2-4 ilustra los efectos de una buena o mala movilidad:

Figura 2-4: Relación de movilidad mala *(M>1)* y buena *(M<1)* [8].

La E_V esta a su vez relacionado con la eficiencia de barrido areal y vertical, como se ilustra en la Figura 2-5, donde la eficiencia de barrido vertical (Ev) se encuentra en función de la movilidad (M), corte de agua (WC) y variación de permeabilidad (V), y la eficiencia areal (Ea) en función de la movilidad y corte de agua. La razón de movilidad es mayor a medida que la eficiencia de barrido vertical (Ev) y la variación de permeabilidad disminuyen.

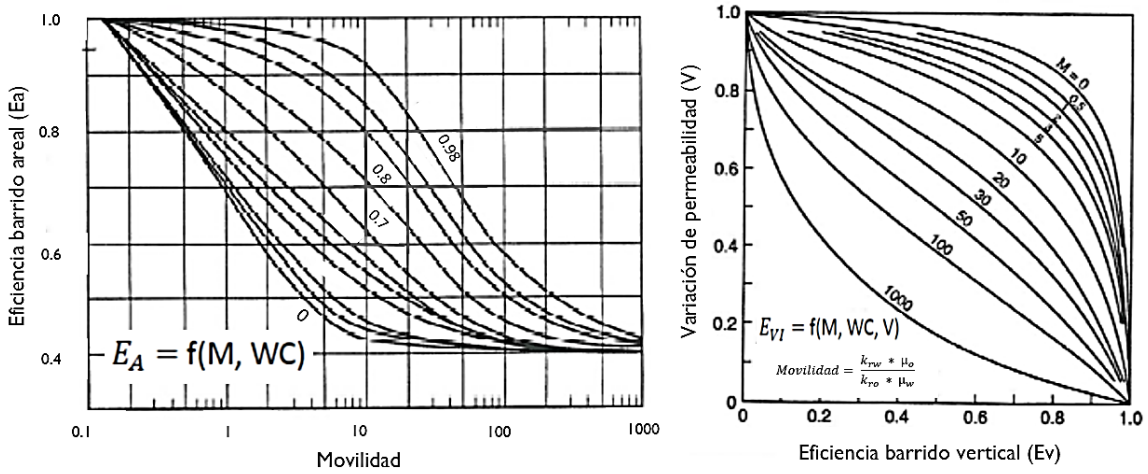


Figura 2-5: Relación de la eficiencia areal (izq.) y eficiencia vertical (der.) con la movilidad. Adaptado de Wyatt [8].

Para un yacimiento de propiedades homogéneas humectado por agua, se espera que la inyección de polímeros no produzca más aceite que la inyección de agua *(waterflooding)* al momento de que el corte de agua en la corriente de producción sea del 100%. Sin embargo, el corte de agua al 100% podría ser alcanzado en un tiempo más temprano dependiendo de las movilidades de la fase desplazante y desplazada. En un yacimiento heterogéneo, el agua de inyección tiende a moverse por los caminos de menos resistencia (alta permeabilidad) dejando atrás cantidades importantes de crudo.

El control de movilidad por inyección de una solución polimérica tiende a mejorar el barrido de crudo por dos efectos, el primero es que al ser el frente de desplazamiento más homogéneo, una cantidad del petróleo dejado atrás debido a las heterogeneidades del medio es desplazado hacia los pozos productores. Segundo, la producción es acelerada con menos producción de agua, dado que esta se mantiene detrás del frente de desplazamiento debido a la mejora de la razón de movilidad entre las fases. La Figura 2-6 compara las tasas de producción de aceite y recobro de crudo de una inyección de agua limitada, desarrollado en un modelo de corriente de tubo y variando la viscosidad de crudo, y por consiguiente la relación de movilidad.

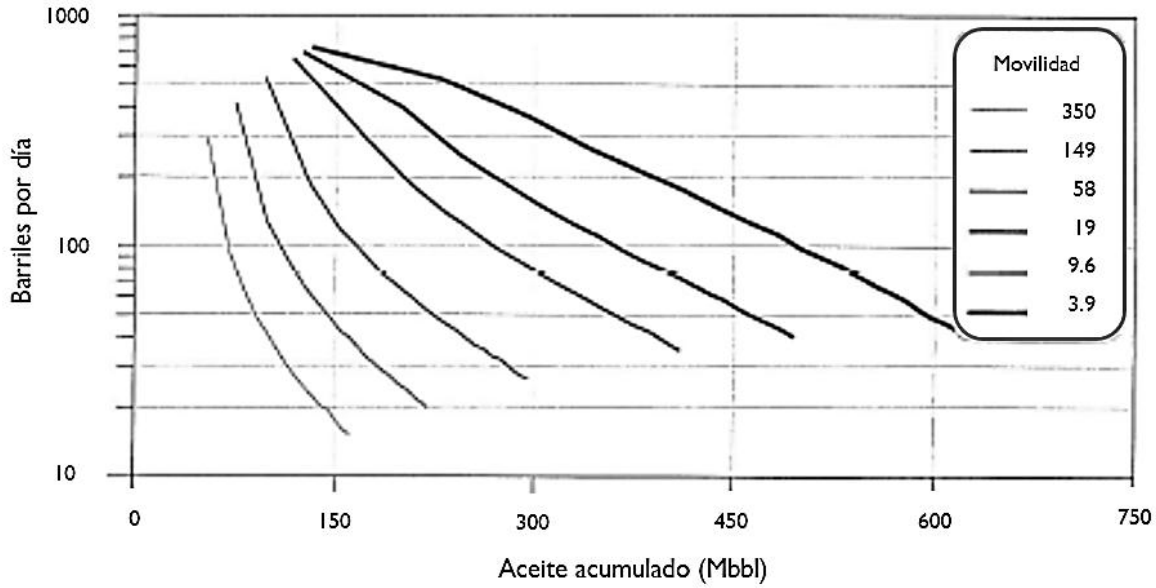


Figura 2-6: Relación entre la tasa y recuperación de crudo con la variación de la movilidad [9].

Aunque el rendimiento de la inyección de polímeros puede ser estimado en modelos como corrientes de flujo o modelos de simulación, las pruebas de laboratorio son indispensables para seleccionar el polímero más óptimo a las condiciones del yacimiento, de tal forma que el polímero a inyectar no tapone las gargantas de poro y no se degrade térmicamente.

El campo Caracara Sur es un buen candidato para la inyección de polímeros debido a las siguientes razones:

- Criterios de selección más favorables.
- Mala relación de movilidad del agua con respecto al aceite *(M>1)*.
- La composición química del agua de formación (baja salinidad) es ideal.

2.3 Inyección del álcali

La inyección del álcali ayuda a mejorar la eficiencia de desplazamiento del crudo. Los agentes alcalinos más comunes en la industria del petróleo son el Hidróxido de sodio (NaOH), Metaborato de sodio ($NaBO_2$), Carbonato de sodio (Na_2CO_3) y Ortosilicato de sodio (Na_4SiO_4), este último ha dejado de ser usado debido al largo tratamiento que se requiere para inhibir las escamas [9].

El álcali reacciona con los ácidos carboxílicos presentes en el crudo generando un surfactante natural in-situ, que al igual que el surfactante ayuda a disminuir la tensión interfacial *(IFT)* entre el crudo y el agua. La adición del álcali incrementa el valor de pH y disminuye la adsorción del surfactante, de esta forma se reduce la concentración requerida y por ende el costo asociado a este tipo de proyectos químicos ASP [9].

La disociación del álcali incrementa el pH. Por ejemplo, el $NaOH$ se disocia en *Na+* y *OH-* (ver Ecuación (2.3)).

$$NaOH \rightarrow Na^{+} + OH^{-} \tag{2.3}$$

El pH de la solución puede variar con el contenido de sal según la Figura 2-7, donde se representa los valores de pH de soluciones alcalinas a diferentes concentraciones y una temperatura de 25°C. Las líneas 1 y 2 corresponden a *NaOH* y Na_4SiO_4 respectivamente, son los más efectivos al incrementar el pH, pero son muy reactivos y tienden a formar escamas, la línea 8 corresponde al Na_2CO_3, que es preferido, ya que permite incrementar el pH con un riesgo menor de taponar el medio poroso.

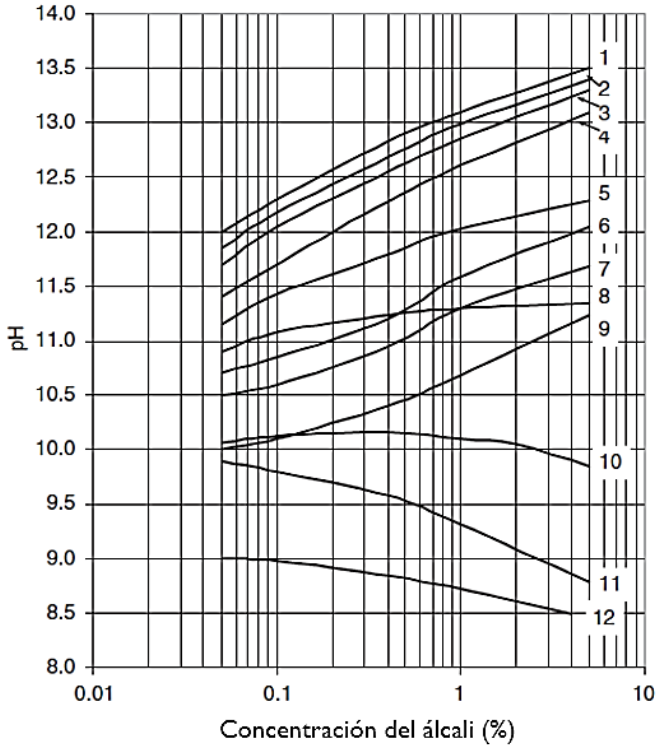


Figura 2-7: Valores de pH de soluciones alcalinas a diferentes concentraciones [9].

La Tabla 2-1 muestra una comparación de algunas propiedades entre diferentes tipos de álcalis. El *NaOH* y Na_2CO_3 tienden a precipitar en presencia de iones divalentes como Ca^{+2} y Mg^{+2}.

Tabla 2-1: Propiedades de diferentes álcalis [9].

Parámetro	Hidroxido de Sodio (NaOH)	Carbonato de Sodio (Na2CO3)	Ortosilicato de Sodio (NaSiO4)	Metaborato de Sodio (NaBO4)
Reducir IFT	Si	Si	Si	Si
Precipitación Ca++	Si	Si	Si	Si
Precipitación Mg++	Más fácil que Ca++	Más difícil que Ca++	Si	Si
Emulsificante	Bueno	Si	Bueno	Si
Alteración humectabilidad	Si	Si	Si	-
Redución adsorción surf.	Si	Si	Si	-

La inyección del álcali es un proceso complejo, donde no siempre la reducción de la *IFT* es el mecanismo clave. También depende de las propiedades del crudo y la roca, la emulsificación y cambio de humectabilidad juegan un rol importante en el recobro mejorado de petróleo.

2.4 Mecanismos de recobro en la aplicación del álcali

En la inyección del álcali, más allá de la reducción de *IFT*, puede mejorar la recuperación de petróleo a través de mecanismos como la emulsificación y atrapamiento, y alteración de la humectabilidad, según *Johnson et al.* [10].

2.4.1 Emulsificación y atrapamiento

En la inyección del álcali, la emulsificación es instantánea, y las emulsiones son muy estables. Este mecanismo de recobro depende de la disminución de la tensión interfacial, permitiendo que la fase de petróleo sea emulsionada en el agua en forma de finas gotas. Las cuales pueden ser atrapadas y transportadas a través del medio poroso por el flujo del agua. Esto debería resultar en una reducción de la saturación de petróleo *(So)* [9].

2.4.2 Alteración de la humectabilidad

La humectabilidad se puede alterar de aceite a agua, o viceversa. Si la humectabilidad es cambiada por afinidad del aceite hacia el agua, la permeabilidad relativa al agua sería más baja y se tendría una mejor relación de movilidad. En este caso, se requieren altas concentraciones del álcali a bajas

salinidades. Si la humectabilidad es cambiada de agua a aceite, el aceite residual discontinuo se convertiría en continuo. Para este caso, son requeridas altas salinidades en la fase de agua para conducir el surfactante natural fuera del agua dentro del crudo y sobre la superficie de la roca [9].

2.5 Inyección de ASP o AP

La inyección ASP *(Álcali-Surfactante-Polímero)* o AP *(Álcali-Polímero)* mejora tanto la eficiencia volumétrica ($\boldsymbol{E_V}$) como la eficiencia de desplazamiento ($\boldsymbol{E_D}$). La E_D está definida como el crudo atrapado en los poros (ver Ecuación (2.4)).

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} \tag{2.4}$$

S_{oi} es la saturación de aceite inicial y *Sor* es la saturación de aceite residual. La inyección de una mezcla ASP, incrementa el número de capilaridad (N_{CA}), ver Ecuación (2.5).

$$N_{CA} = \frac{\mu v}{\sigma} \tag{2.5}$$

Donde "μ" es la viscosidad, "v" es la velocidad, y "σ" es la tensión interfacial. El incremento de la velocidad está limitado por los gradientes de presión que se pueden establecer en el yacimiento. La inyección del álcali/surfactante permite disminuir la tensión interfacial *(IFT)* entre el agua y el aceite típicamente en 3 o más órdenes de magnitud, reduciendo las fuerzas capilares que atrapan el crudo residual, y por consiguiente permite alcanzar una saturación de aceite residual menor. La Figura 2-8 representa los efectos de una buena y mala tensión interfacial.

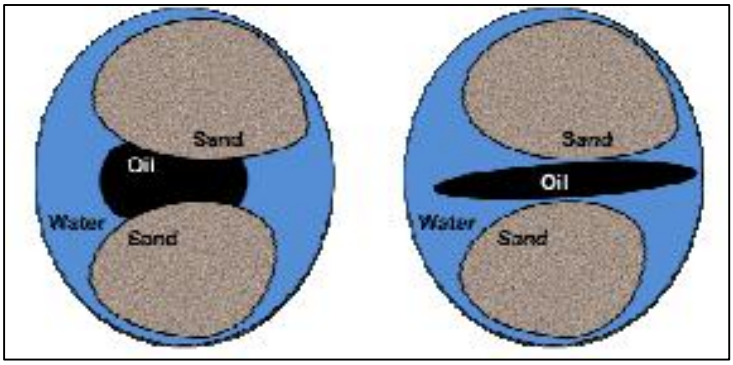


Figura 2-8: Tensión interfacial alta (izq.) y baja (der.) [8].

El campo de estudio Caracara Sur es un buen candidato para la inyección de una formulación ASP o AP por las siguientes razones:

- Alta permeabilidad de la roca: buena inyectividad de una solución viscosa (polímero) y reducción de la permeabilidad relativa al agua debido a la adsorción (bajo contenido de arcillas).

- Una óptima formulación para ASP o AP, desarrollada en el laboratorio y evaluada a las condiciones únicas de presión y temperatura del yacimiento del campo de estudio, permite mejorar el recobro por eficiencia de barrido y reducción de la saturación residual del crudo. Estos factores impactan en la selección de los químicos.

La implementación del método químico ASP en el campo Caracara Sur presenta los siguientes retos:

- Presencia de un acuífero activo.
- Relativa alta temperatura del yacimiento que podía degradar el polímero.
- El polímero podía reaccionar con algunos metales de la tubería y generar corrosión.
- El álcali/fluido de formación podía generar la formación de escamas inorgánicas.
- La separación del crudo del agua en las facilidades puede resultar más difícil debido a la formación de emulsión e incremento de la viscosidad del fluido por el polímero.

De los cuales, la precipitación y depositación de escamas es de interés de investigación, ya que esto afectaría la operación de inyección y producción, así como la economía del proyecto.

2.6 Daño de formación

Se conoce como daño de formación cualquier restricción parcial o total alrededor del pozo que distorsiona las líneas de flujo desde el yacimiento hacia el pozo [11]. Para identificar el tipo y grado de daño en un pozo, se puede recurrir a información como datos de producción e inyección, pruebas de presión, análisis de registros, *PVT* y análisis de fluidos y especial de núcleos, entre otras fuentes de información, lo cual permitirá mejorar las prácticas de operación con el fin de minimizar estos factores de reducción de la permeabilidad.

El daño de formación se refiere específicamente a la obstrucción que ocurre en la matriz de la roca cerca a la cara del pozo. Matemáticamente el daño de formación es un valor adimensional que está representado por la letra *S (skin)*. La identificación e investigación del daño de formación incluye:

- Tipos de daños.
- Locación e identificación del daño.
- Efectos del daño sobre la inyección y producción.

2.6.1 Descripción del daño de formación

El daño de formación es categorizado por el mecanismo de origen: natural o inducido. Los daños naturales son el resultado de producir el fluido del yacimiento, y los daños inducidos son el resultado de una operación externa desarrollada en el pozo [11].

Los daños naturales incluyen:

- Migración de finos.
- Hinchamiento de arcillas.
- Precipitación de escamas.
- Depositación de orgánicos como parafinas y asfáltenos.
- Depositación mixtos: orgánico/inorgánicos.
- Emulsiones.

Los daños inducidos incluyen:

- Taponamiento por partículas tales como sólidos o polímeros en los fluidos inyectados.
- Cambios de mojabilidad causados por la inyección de fluidos.
- Reacciones acidas.
- Precipitación de hierro.
- Acción de las bacterias.
- Bloqueo por agua.
- Incompatibilidad de fluidos.

A continuación se presenta un resumen de los principales daños, tanto naturales como inducidos:

Migración de finos. El daño de formación puede ocurrir como resultado de la migración de partículas en el fluido producido. Las partículas pueden cruzar las gargantas de poro en la región

cercana al pozo y reducir la productividad, en promedio dentro de 3 a 5 Ft de radio dentro del yacimiento [11].

Emulsiones. Una emulsión es un líquido en dispersión liquida. Están compuestas de una fase externa (también llamada no dispersante o continua) y una fase interna (también llamada dispersa o no discontinua). La fase interna consiste en gotas suspendidas en la fase externa [21]. La mayoría de las emulsiones encontradas en campo son generadas por la presencia de una energía mecánica que produce que una fase se disperse en otra y un agente químico y factores externos que la estabilizan. Si la emulsión es muy estable puede generarse una restricción del flujo a través de las gargantas de poro del yacimiento y por consiguiente generar un daño de formación.

Taponamiento por partículas inyectadas. El daño por partículas presentes en fluidos inyectados sucede generalmente en un área cercana a la cara del pozo, taponamiento de las gargantas de poro.

Los sólidos suspendidos se encuentran en agua de inyección de pobre calidad (finos, productos de corrosión, escamas y precipitados, bacterias, etc.)

Alteración de la mojabilidad. El taponamiento de la formación puede ser causado por liquido (o gas) cambiando la permeabilidad relativa de la formación.

Depositación de orgánicos. Durante el proceso de producción, los hidrocarburos presentan alteraciones como segregación y depositación de partículas: parafinas y asfáltenos.

Parafinas. También llamados alcanos son una familia de hidrocarburos (moléculas constituidas por átomos de carbono e hidrogeno) saturados que tienen una formula general C_nH_{2n+2}, ellas pueden ser de estructura lineal o ramificada. Típicamente, condiciones de presión y temperatura ambiente, las parafinas puras con un número de átomos de carbono de cinco o menos se encuentran en estado gaseoso; aquellas con un número de átomos de carbono entre 6 y 15 se encuentran en estado líquido; y aquellas con un número de átomos de carbono mayor o igual a 16 se encuentran en estado sólido.

El estado de las parafinas que forman parte de la mezcla de hidrocarburos en un yacimiento de petróleo puede cambiar debido a cambios en las condiciones de presión y temperatura. La disminución de la temperatura es considerada la razón principal de la disminución de la solubilidad de las parafinas, mayoritariamente las de mayor peso molecular o mayor número de átomos de carbono, en la corriente de hidrocarburos desde el yacimiento a los pozos productores. Estas parafinas a menor solubilidad pueden formar partículas sólidas que pueden precipitar y depositarse a nivel del yacimiento en las zonas cercanas y/o en las tuberías en los pozos productores, o en las instalaciones de superficie. La precipitación está condicionada a que los cristales sólidos sean suficientemente grandes o que existan otras especies de hidrocarburos tales como resinas y/o asfáltenos o partículas inorgánicas tales como arcillas y/o arena o productos de corrosión que sirvan como agentes de nucleación. Si esas condiciones no están dadas, existe la posibilidad de que las partículas de parafinas solidas sean arrastradas por la corriente de hidrocarburos sin que exista evidencia significativa de precipitación.

Asfáltenos. Son cadenas de hidrocarburos parcialmente solubles en tolueno (o benceno) e insoluble en un exceso de n-alcano (pentano o heptano). En el yacimiento los principales problemas son la alteración en la mojabilidad de la roca, bloqueo por emulsiones estables y reducción de la permeabilidad absoluta [11].

Escamas inorgánicas. Las escamas son químicos solubles en agua que precipitan fuera de la solución en respuesta a cambios en las condiciones de presión, temperatura o composición, esta última debido a las mezclas de agua incompatibles [11].

2.6.2 Precipitación y depositación de escamas minerales

La inyección de un álcali en el yacimiento puede causar incompatibilidad de la solución alcalina con los iones divalentes presentes en el agua de formación. La precipitación y depositación de escamas puede ser influenciada por caídas de presión, temperatura, gases disueltos, flujos viscosos, flujos de régimen turbulentos, sitios de nucleación y tipos de metales, cualquier condición que altere el equilibrio de la solución [22].

A continuación se describen cada una de las escamas que se pueden presentar en la industria del petróleo:

Carbonato de calcio o calcita ($CaCO_3$): Usualmente estas incrustaciones se forman cuando hay cambios de presión en aguas ricas en catión de calcio e iones de carbonato/bicarbonato. Este tipo de incrustación está afectada por la liberación de Dióxido de carbono (CO_2) o la inyección de un agente alcalino en proyectos EOR, lo cual conlleva a incrementar los valores de pH y hace que a altas concentraciones el calcio en la solución sea inestable. Se expresa por medio de la siguiente reacción química (ver Ecuación (2.6 y 2.7)).

$$Ca^{+2} + CO_3^{-2} = CaCO_3 \quad (2.6)$$

$$Ca^{+2} + 2(HCO_3) = CaCO_3 + CO_2 + H_2O \quad (2.7)$$

Según *Donald et al.* [9] el Ácido clorhídrico (HCl) puede disolver de forma inmediata todas las escamas de carbonatos, siempre y cuando el ácido pueda penetrar la locación de la misma.

Sulfato de calcio o yeso ($CaSO_4$): La precipitación de Sulfato de calcio resulta de la siguiente reacción (ver Ecuación (2.8)).

$$Ca^{+2} + SO_4^{-} = CaSO_4 \quad (2.8)$$

Por lo general estas incrustaciones son más pequeñas que las de $CaCO_3$, pero son más duras y densas. Estas escamas pueden ser removidas con componentes que convierten el sulfato en un hidróxido o forma otro ion seguido por un ácido, o por disolventes directos como el ácido etilenodiaminotetracético (*EDTA*) y otros tipos de agentes [9,10].

Sulfato de bario o barita ($BaSO_4$): Casi cualquier combinación de iones de bario y sulfato causa precipitación, la cual es difícil de remover, dado que no es soluble en ácidos y solventes, a menos que su estructura sea interrumpida con impurezas como escamas de carbonatos. Resulta de la siguiente reacción (ver Ecuación (2.9)).

$$Ba^{+2} + SO_4^{-2} = BaSO_4 \quad (2.9)$$

Estas escamas son más difíciles de remover, pero su ocurrencia es más predecible. Por lo general se encuentran junto a los depósitos de Sulfato de bario, y ambos pueden ser disueltos con *EDTA* si la temperatura es suficientemente alta y el tiempo de contacto suficiente. La mayoría de removedores químicos son poco reactivos, especialmente en depósitos gruesos, pero la mezcla de Sulfato de bario y otras escamas puede ser removida con métodos mecánicos o abrasivos.

Algunos sulfatos de bario son radioactivos, la cual resulta de una concentración de uranio en la red iónica de la escama [11,12].

Sulfato de estroncio o celestita ($SrSO_4$): La precipitación de $SrSO_4$ resulta de la siguiente reacción (ver Ecuación (2.10)).

$$Sr^{+2} + SO_4^{-2} = SrSO_4 \tag{2.10}$$

Carbonatos/Sulfatos de hierro o siderita ($FeCO_3$ o $FeSO_4$): estas escamas son extremadamente difíciles de remover, son usualmente encontrados en pozos con alto contenido de hierro, presente en el agua de forma natural o por corrosión, y una tendencia a precipitar de $CaCO_3$. Las escamas de $FeSO_4$ reaccionan acorde a su estructura, hay siete diferentes formas de estas incrustaciones que pueden ser identificadas, y solo dos de estas pueden ser solubles en ácido clorhídrico (HCl).

De acuerdo con *Donald et al.* [11] el HCl con agentes *EDTA* disuelve estas escamas y previene la precipitación de subproductos, tales como el Hidróxido de hierro y sulfuros.

Cloruros de sodio o halita ($NaCl$): Los sedimentos de cloruro de sodio se forman a partir de salmueras de alta salinidad que sufren descensos de temperatura pronunciados o incluso aumentos si hay evaporación de agua. Este tipo de incrustaciones pueden ser permeables, impermeables, blandas, densas o una combinación de estas.

No existe un método efectivo para prevenir la precipitación de sal, ya que esta tiene un límite de solubilidad en el ácido, por tanto no es generalmente considerado. Por consiguiente, rediseñar el sistema mecánico para evitar pérdidas de temperatura y evaporación del agua también es una posibilidad [11,12].

Escamas de Sílice: estas escamas generalmente ocurren como depósitos cristalinos finos de calcedonia. Son asociados con el uso de alcalinos o en proyectos de inyección de vapor, y de la disolución de minerales de formación silíceas por fluidos de alto pH, o condensados de vapor de alta temperatura. Esta disolución puede causar colapso en arenas poco consolidadas o que el sílice vuelva a precipitar a una distancia mayor del pozo, donde el alcalino, la temperatura, o ambos, se hayan disminuido.

Estas escamas por lo general ocurren como depósitos cristalinos finos de calcedonia o como ópalo amorfo, y son de inmediato disueltos por ácido fluorhídrico (*HF*) [11,12].

Las estrategias de remoción y tratamiento de las incrustaciones están relacionadas con la mineralogía de las escamas y el tiempo de contacto es un importante factor en el diseño de los mismos.

2.6.3 Origen de las escamas minerales

En las escamas minerales que se producen de campos petroleros, el agua es protagonista, dado que el problema se presenta sólo cuando existe producción de agua. El agua es un buen solvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales. Las aguas naturales disuelven distintos componentes cuando contactan fases minerales en su estado natural. El agua de mar tiende a ser rica en iones, que son subproducto de la vida marina y evaporación del agua. El agua superficial y subterránea, por lo general, es más diluida y su composición química es diferente con respecto al agua de zonas profundas asociadas a acumulaciones de gas y petróleo, la cual es rica en iones a través de la alteración de minerales sedimentarios, tales como Ca^{+2}, Mg^{+2}, Ba^{+2} y Sr^{+2}. Sin embargo, en los fluidos de yacimientos el total de sólidos disueltos *(TDS)* y la composición dependerá de la diagénesis de los minerales y de otros tipos de alteraciones que se producen a medida que los fluidos de formación fluyen y mezclan en el transcurso del tiempo geológico [12].

Las escamas minerales comienzan a formarse cuando se perturba el estado de equilibrio de cualquier fluido natural de tal forma que se exceda el límite de solubilidad de uno o más de sus

componentes. La solubilidad de los minerales es dependiente de la temperatura, presión, pH y composición.

Efecto de la temperatura: Por lo general, un incremento en la temperatura provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua, es decir más iones se disuelven a temperaturas más elevadas.

Sin embargo, no todos los minerales tienen este comportamiento. Por ejemplo, los minerales de calcita ($CaCO_3$) y celestita ($SrSO_4$) son menos soluble a medida que la temperatura aumenta como se muestra en la Figura 2-9. El agua de yacimiento disminuirá su temperatura a medida que ascienda hacia la superficie, es decir se vuelven más solubles. La siguiente gráfica muestra la solubilidad de diferentes minerales en función de la temperatura.

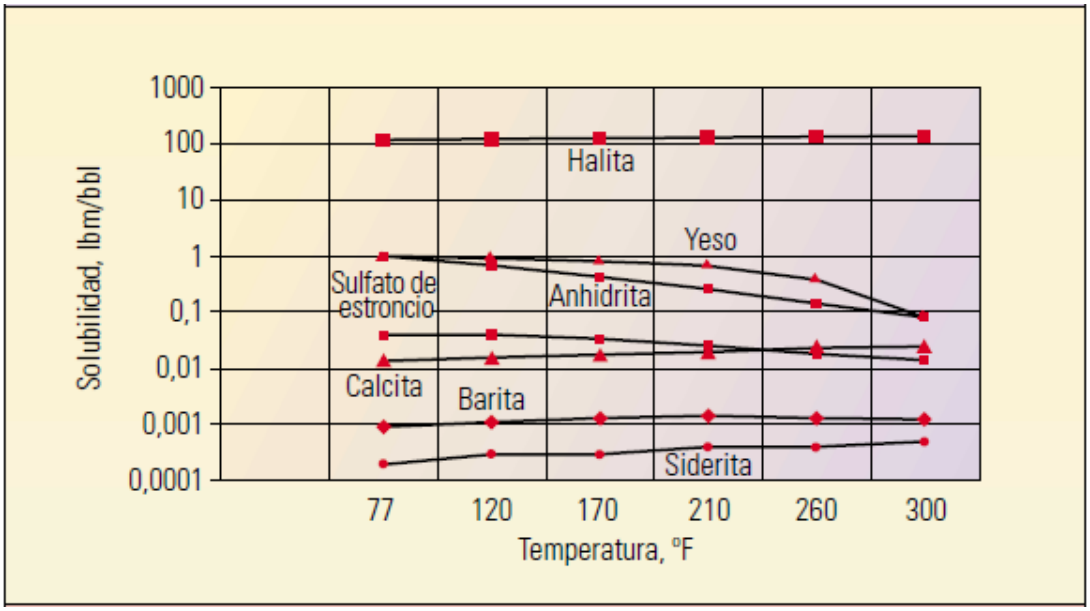


Figura 2-9: Solubilidad de escamas minerales vs temperatura [12].

La solubilidad de la barita ($BaSO_4$) se duplica cuando la temperatura oscila entre 77 y 212°F, pero luego disminuye en la misma proporción al alcanzar una temperatura de 210°F. En forma similar, la solubilidad del yeso ($CaSO_4$) es mayor a temperaturas menores de 100°F, pero disminuye a medida que aumenta la temperatura como se puede observar en la Figura 2-10.

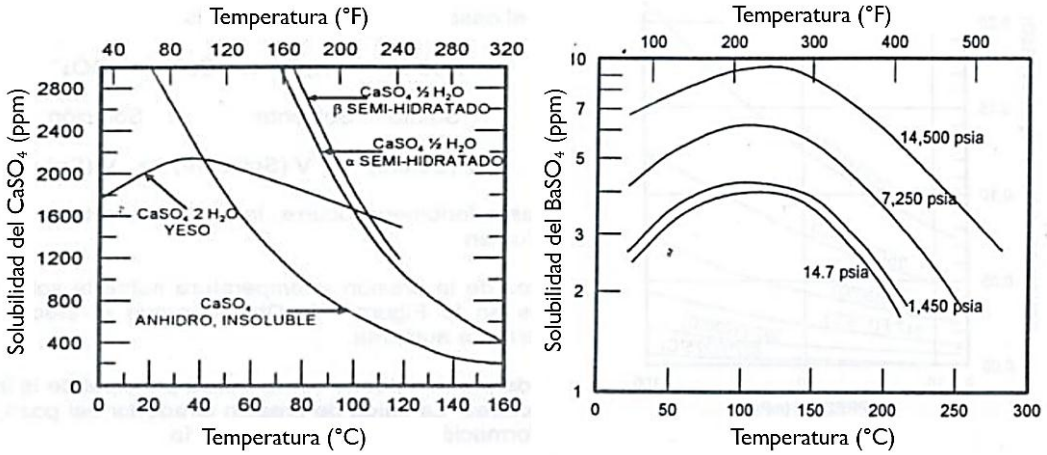


Figura 2-10: Solubilidad del yeso y barita vs temperatura [13].

Efecto de la presión. Generalmente, al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir, y como regla general, la solubilidad de la mayoría de los minerales disminuye en un factor de dos por cada 7000 psi de disminución de presión [13]. Este comportamiento se debe a que cuando la incrustación está disuelta en el agua, existe una disminución en el volumen total.

La solubilidad de minerales de $CaCO_3$ y $CaSO_4$ en agua es mayor cuando la presión aumenta como se ve en la Figura 2-11. En las caídas de presión a través de una restricción, tales como válvulas u orificios induce a turbulencia local, o caídas de presión cerca a la cara del pozo, puede generar incrustaciones en el yacimiento y en la tubería de producción.

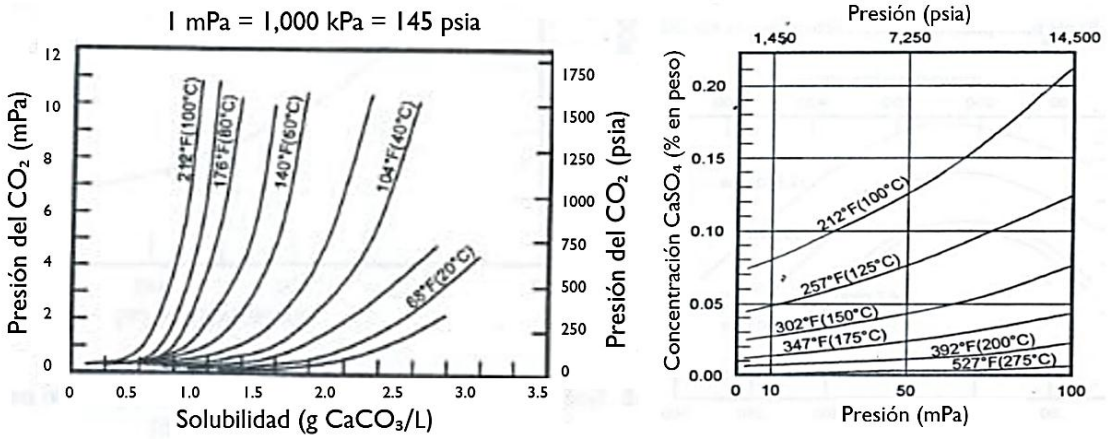


Figura 2-11: Solubilidad de la calcita y yeso vs presión [13].

Efecto del pH. El pH del fluido del yacimiento puede ser incrementado por alta concentración de CO_2 o la inyección de un agente alcalino en proyectos EOR, afectando la solubilidad del $CaCO_3$ y por ende la probabilidad que se presenten incrustaciones de este mineral. Caso contrario ocurre con el $BaSO_4$ donde el pH no tiene ningún efecto sobre la solubilidad de este mineral en el agua.

Efecto de las sales minerales. La presencia de sales disueltas en el agua como $NaCl$ incrementa la solubilidad de minerales como $CaCO_3$, $CaSO_4$ y $BaSO_4$ (Figura 2-12). Para el caso del yeso con concentraciones de sales mayores a 150,000 mg/L disminuye la solubilidad del mismo.
Un efecto similar ocurre con el $SrSO_4$, la solubilidad incrementa hasta una concentración de 175,000 mg/L de $NaCl$, posterior a esta salinidad la solubilidad tiende a disminuir. En salmueras que contienen calcio o magnesio, la solubilidad del $SrSO_4$ es mayor que en una salmuera de $NaCl$.

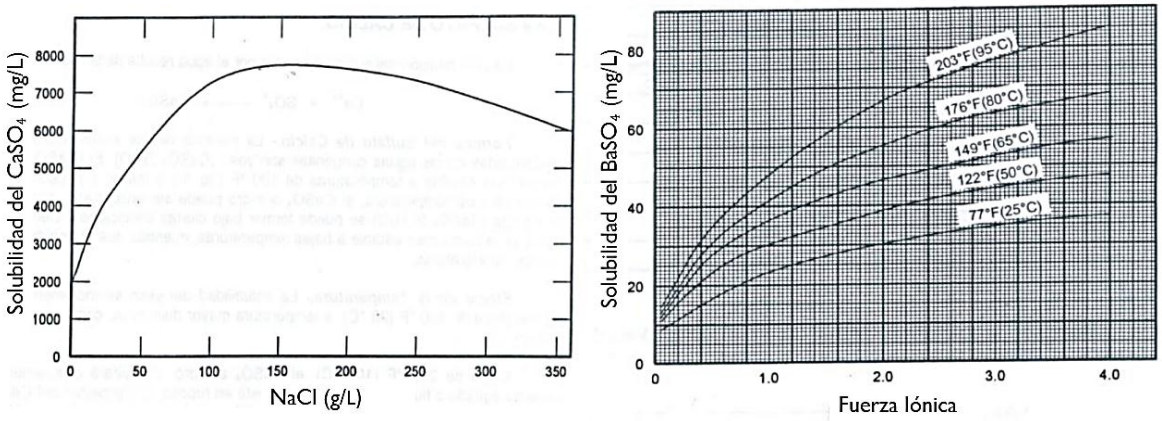


Figura 2-12: Efecto de sales disueltas en yeso y barita [13].

De esta forma se puede resumir, que los factores que influyen en disminuir la solubilidad y por consiguiente la probabilidad de formar incrustaciones por carbonatos son los siguientes:

- Alta temperatura del yacimiento.
- Aumento de pH.
- Caídas de presión.
- Agua con menor sales disueltas.

2.6.4 Formación de escamas minerales

De acuerdo con *Crabtree et al.* [12], entre los principales factores que llevan a la formación de escamas están los cambios de temperatura y presión, la desgasificación, alto pH, contacto con aguas incompatibles, aunque algunas aguas de producción saturadas no siempre produzcan escamas.

El primer desarrollo dentro de un fluido saturado es la formación de un grupo de átomos inestables, un proceso llamado nucleación homogénea (Figura 2-13). El grupo de átomos forman pequeños cristales desencadenados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas. Estos cristales van creciendo por la adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies, aumentando el tamaño de los mismos.

La energía necesaria para que el cristal crezca proviene de la reducción de la energía libre superficial del cristal, la cual disminuye rápidamente a medida que incrementa el radio después de que el radio crítico se ha excedido. Esto implica que los cristales grandes tiendan al continuo crecimiento de los mismos y además que los cristales pequeños se puedan disolver. Así, dado un alto grado de supersaturación, la formación de cualquier cristal fomentará un incremento en la depositación de escamas. De esta forma los cristales, en efecto, son un catalizador para la formación de escamas.

El crecimiento de estos cristales también tiende a iniciar sobre una superficie preexistente de límite de fluidos, un proceso denominado nucleación heterogénea. Los sitios de nucleación heterogénea incluyen defectos en la superficie tales como rugosidad o aspereza en la superficie de la tubería o perforaciones en "liners" de producción, en juntas o uniones de tuberías. Un alto grado de turbulencia también puede catalizar la depositación de escamas. Así, la acumulación de escamas puede ocurrir en la posición de la presión de punto de burbuja en el sistema de flujo. Esto explica porque la depositación de escamas crece rápidamente en los equipos de completamiento en fondo.

A través del fenómeno de nucleación, los inhibidores de escamas han sido desarrollados para usar químicos especialmente diseñados para detener la nucleación y las etapas de crecimiento de formación de escamas, y reducir la tasa de formación de las mismas a casi cero [12].

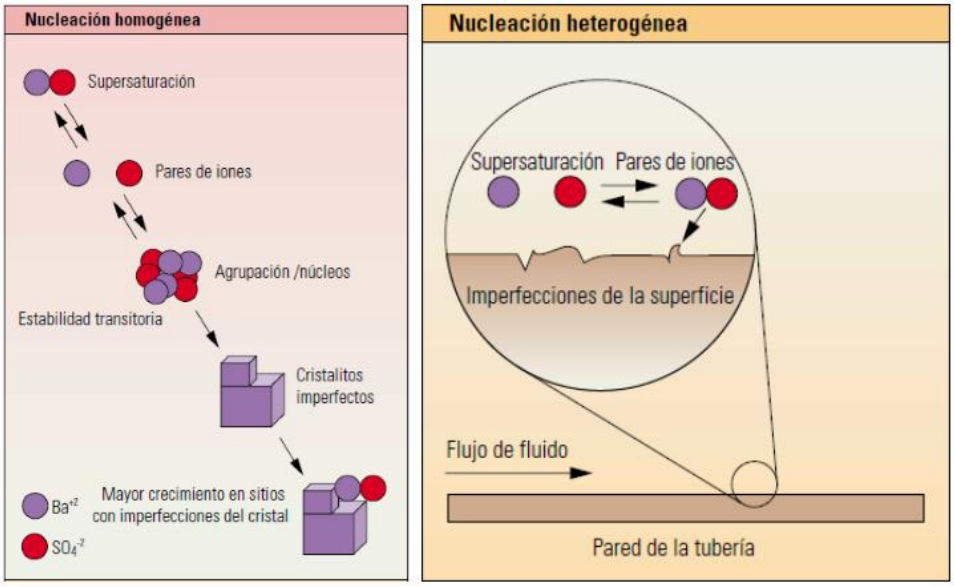


Figura 2-13: Nucleación homogénea (izquierda) y nucleación heterogénea (derecha) [12].

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

2.6.5 Esquema metodológico para el diagnóstico del daño

En proyectos de inyección de químicos (álcali, surfactante y polímero) como métodos EOR, se generan una serie de reacciones químicas al interactuar con el sistema roca-fluido del yacimiento. Entre las interacciones que se producen, está la reacción química entre el álcali usado y el agua de formación, lo cual genera un ambiente de alto pH y cambios en la composición fisicoquímica del agua, que sumado a cambios en la temperatura y presión, disminuye la solubilidad de las especies químicas en el agua provocando la precipitación y posterior depositación de escamas inorgánicas. Estas se pueden presentar desde el yacimiento, en la cara de la formación y a través de las líneas de flujo desde fondo de pozo hasta las facilidades de superficie, disminuyendo la inyectividad y productividad de los pozos y, en casos más severos, generando pérdidas en la capacidad de las facilidades de superficie, conllevando grandes pérdidas económicas y representando un gran reto para los nuevos ingenieros de petróleos.

Es por ello, que para diagnosticar el daño de formación por precipitación y depositación de incrustaciones minerales se propone replicar para un caso de campo similar el siguiente esquema

metodológico capaz de evaluar, predecir la severidad e inhibir este tipo de daño. Para llevar a cabo este esquema metodológico se propone en primer lugar construir un modelo químico-termodinámico basado en los índices de saturación o solubilidad más usados en la industria que permita estimar la probabilidad del agua para formar escamas inorgánicas y su tipo.

Una vez determinados estos índices, se propone integrarlos a un modelo químico-termodinámico de tal forma que permita estimar la tendencia de tener estas incrustaciones bajo una condición de presión y temperatura dada.

En segundo lugar, la construcción de un modelo matemático de flujo permitirá predecir la cantidad precipitada y depositada de escamas, y el comportamiento del fluido en el yacimiento con cambios de presión, temperatura y composición, estimando la severidad del daño inducido bajo estas condiciones de producción. Poder simular las condiciones actuales del campo (caso base) y plantear otros casos que representen unas condiciones más severas como mayor caída de presión en la cara de la formación y mayor concentración de las especies químicas presentes en el yacimiento, al igual que un ambiente de alto pH por la inyección del álcali, permitirá comparar el comportamiento en el tiempo de inyección de diferentes curvas como saturaciones, parámetros de producción e inyección de los pozos, y concentraciones de las especies químicas.

Seguidamente, el planteamiento de una estrategia de inhibición y/o remoción de este daño permitirá evaluar su aplicabilidad para destapar los canales de flujo obstruidos por incrustaciones, incrementando la inyectividad y productividad de los pozos asociados al piloto EOR, obteniendo mejores resultados en la eficiencia de barrido del petróleo y por ende en el volumen incremental de petróleo recuperado.

Por último, se propone desarrollar un estudio financiero sobre la estrategia de inhibición y/o remoción del daño planteado, de tal forma que permita evaluar desde el punto de vista costo/beneficio la aplicabilidad del tratamiento, ya sea en la fase piloto o la fase de implementación completa en campo de un proyecto químico EOR. La Figura 2-14 muestra el diagrama de flujo del esquema metodológico planteado para desarrollar objetivos específicos, con las consideraciones a tener en cuenta, datos de entrada y salida, y toma de decisiones durante el proceso de evaluación.

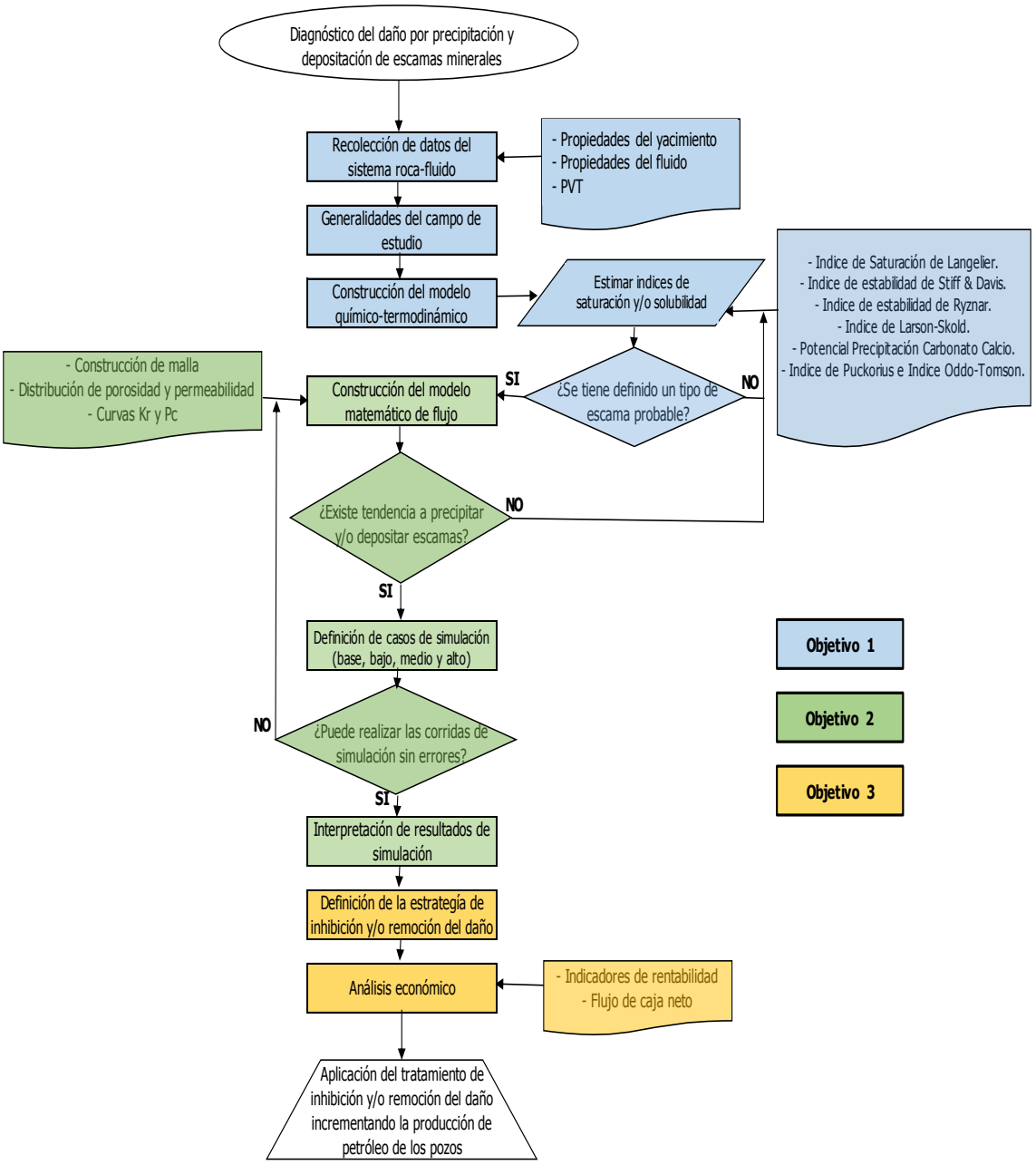


Figura 2-14: Diagrama de flujo del esquema metodológico planteado para la evaluación del daño.

A continuación se desarrolla paso a paso el esquema metodológico planteado como parte de la presente tesis de maestría. Para la construcción de ambos modelos, tanto químico-termodinámico como de flujo, se usaron los softwares composicionales *EQBATCH* y *UTCHEM*, los cuales se complementa para formar una sola herramienta de evaluación. Algunos de los resultados de la simulación son visualizados en el software *TecPlot*.

3. Generalidades del Campo

El Bloque Caracara se encuentra ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia; consta de algunos campos menores, entre ellos el campo Caracara Sur (Figura 3-1), los cuales consisten en yacimientos fluviodeltáicos divididos en compartimentos. Se caracteriza por el empuje de un acuífero activo en fondo y una relación de movilidad desfavorable.

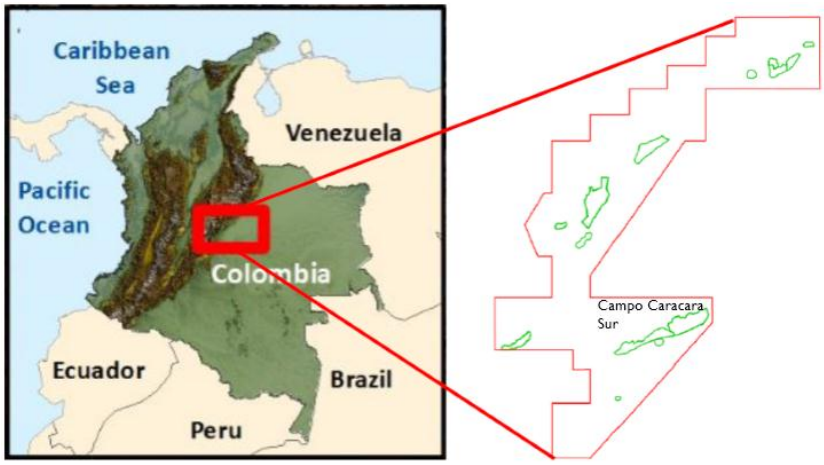


Figura 3-1: Ubicación del campo Caracara Sur [14].

Los yacimientos principales son las arenas fluviodeltáicas de la Formación Carbonera C7 de la edad del Eoceno al Mioceno, los cuales contienen arenas intercaladas y lutitas, carbones delgados ocasionales, e igualmente unidades de arenas canalizadas. Los sedimentos se derivan de la Meseta de Guyana hacia el Este y se depositaron en entornos marginales marítimos, fluviales y deltáicos [15].

Después de un estudio de factibilidad y pruebas de laboratorio con núcleos, se determinó que la inyección de químicos (ASP y sus combinaciones) podría ser el método más efectivo para aumentar el factor de recobro del campo. En el año 2015 inició la inyección de la fase piloto EOR.

3.1 Geología

La cuenca de los Llanos Orientales tiene una extensión aproximada de 190,000 Km^2 y corresponde a una región topográficamente plana, con una ligera inclinación hacia el Este. Limita al Sur por el Arco de Guaviare o Saliente del Vaupés, al Oeste por la Cordillera Oriental, al Este por el Escudo de Guayana y al Norte se prolonga más allá del río Arauca en Venezuela como se puede ver en la Figura 3-2.

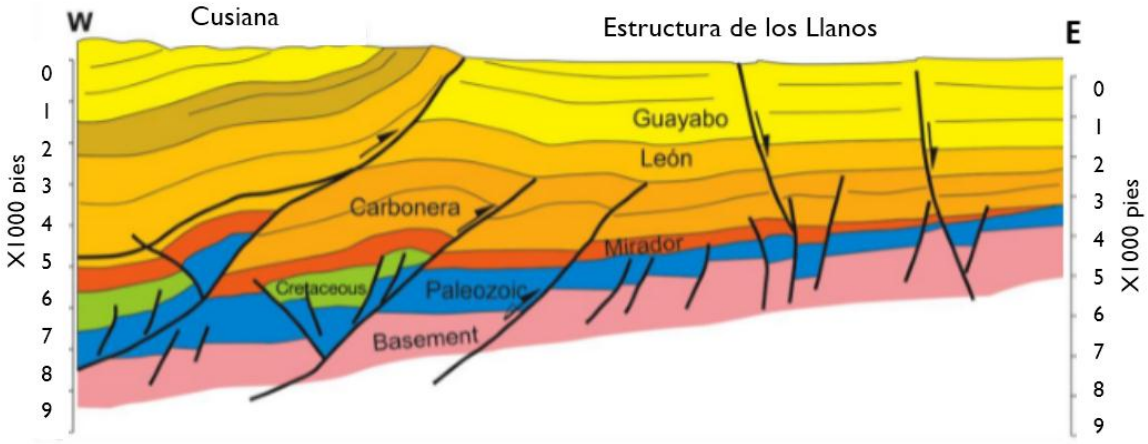


Figura 3-2: Sección estructural de la cuenca de los Llanos Orientales [15].

3.2 Geología estructural

La formación productora es Carbonera, localizada a una profundidad promedio de 4,500 a 5,500 Ft bajo el nivel del mar. Específicamente, los cuerpos arenosos se dividen en dos: areniscas medias y superiores (cuerpos generalmente lenticulares, de poco espesor) e inferiores (cuerpos masivos).

La estructura geológica de los intervalos productores es un monoclinal de buzamiento en dirección Noreste (NE), cuya continuidad se interrumpe por fallas normales de poco desplazamiento, entre 50 y 100 Ft del salto. Los planos de falla presentan principalmente rumbo SW-NE.

Las rocas almacén las constituyen las abundantes areniscas de edad Eoceno Superior y Oligoceno de la formación Carbonera, localizada en los altos estructurales con cierre contra las fallas normales principales. Las rocas madre son las arcillas Cretácicas y Terciarias, maduras térmicamente hacia el

centro de la cuenca. Estas mismas arcillas, diseminadas a lo largo de toda la columna, constituyen también el sello, como se puede observar en la Figura 3-3.

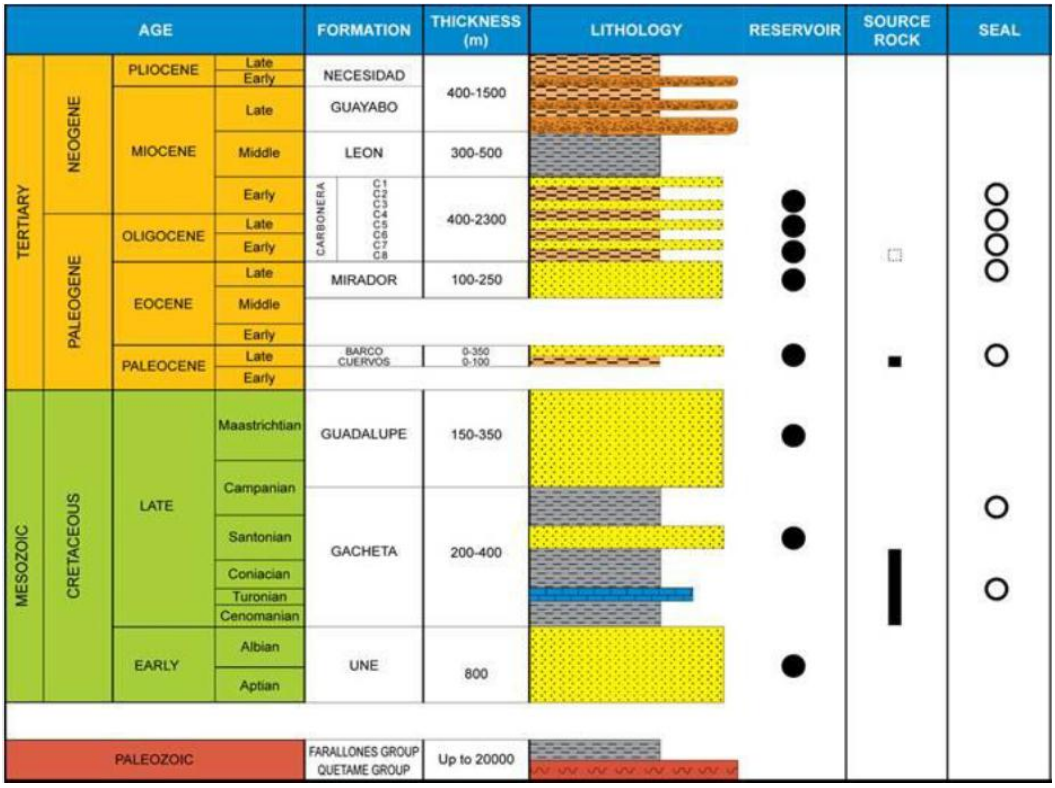


Figura 3-3: Columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales [15].

3.3 Características del yacimiento

Entre las principales propiedades petrofísicas de un yacimiento están la porosidad y permeabilidad. La porosidad (Ø) es la capacidad que tiene una roca de almacenar un fluido y la permeabilidad *(K)* es la capacidad de la roca para dejar fluir un fluido a través de todo su espacio poroso conectado. La Figura 3-4 muestra la relación que existe entre ambas propiedades y sus definiciones matemáticas.

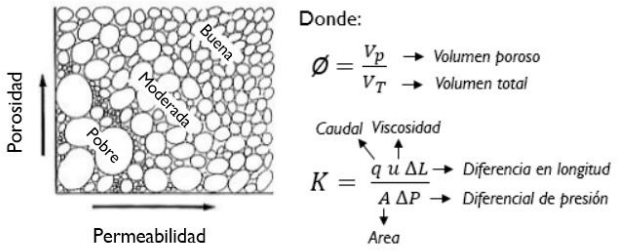


Figura 3-4: Relación entre la porosidad y permeabilidad. Fuente: autor.

Para el caso del campo de estudio, el yacimiento tiene permeabilidad de nivel de Darcy y alta porosidad. Las arenas son de poco espesor (<20 Ft neto). El principal mecanismo de empuje del campo es un acuífero activo en fondo. La Tabla 3-1 resume las características del yacimiento.

Tabla 3-1: Características del yacimiento de estudio [15,16].

Parámetro	Unidad	Valor
Espesor	(Ft)	<20
Porosidad	(%)	25-30
Permeabilidad	(mD)	380-5000
Profundidad	(Ft TVD)	4870
Presión del yacimiento	(psig)	1250
Temperatura del yacimiento	(°F)	185
Mecánismo de Empuje		Acuífero

3.4 Propiedades del fluido

Es un petróleo muerto con Rs entre 7 y 50 scf/stb, la gravedad API entre 20 y 22, la viscosidad a condiciones de yacimiento está entre 10 y 12 cP y un factor volumétrico (B_o) alrededor de 0.9942 RBls/STB. La Tabla 3-2 resume las propiedades del fluido.

Tabla 3-2: Propiedades del fluido de estudio [15,16].

Parámetro	Unidad	Valor
Gradiente densidad del agua	(psi/Ft TVD)	0.433
Presión fondo fluyendo	Pwf (psig)	500
Presión saturación	Psat (psig)	300
Gravedad	(°API)	20-22
Viscosidad crudo @ Tyac	(cP)	7.675
Densidad crudo @ Pyac	(g/cm³)	0.8720
Compresibilidad @ Pyac	(psi-1 x10-6)	5.85
Relación Gas-Oil (GOR) @Psat	(scf/stb)	29.6
Factor volumétrico (Bo) @Pyac	(RBls/STB)	1.043

3.5 Características del agua de formación

La composición y contenido de iones del agua de formación es muy importante en el estudio de incrustaciones minerales, ya que la tendencia de las escamas a precipitar y depositar está relacionada con el intercambio iónico entre el agente alcalino y el agua de formación. La Tabla 3-3 muestra el análisis fisicoquímico del agua del yacimiento, tomada en cabeza de pozo del *Prod1* en el mes de Abril de 2012, es decir tres años antes de iniciada la inyección del álcali en Mayo de 2015.

Tabla 3-3: Composición del agua de formación tres años antes de iniciado la inyección.

Cationes		**mg/L**	**Aniones**		**mg/L**
Calcio	Ca++	2.2	Carbonato	CO3=	1
Magnesio	Mg++	0.60	Bicarbonato	HCO3-	445
Bario	Ba++	0.09	Sulfato	SO4=	1
Estroncio	Sr++	0.01	Cloruro	Cl-	32
Sodio	Na+	180	Hidroxido	OH-	1
Hierro	Fe++	0.01			
	Total	**182.91**		**Total**	**480**
Dureza		**mg/L**	**TDS**	mg/L	663
Calcio	Ca++	-	**Conductividad**	mS/cm	590
Magnesio	Mg++	-	**Salinidad Total**	mg/L	335
	Total	**-**	**pH @ 25°C**		7.96

La Tabla 3-4 muestra un análisis fisicoquímico realizado en el mismo pozo en el mes de Octubre de 2015, es decir cinco meses después del inicio de la inyección del álcali. Las muestran analizadas fueron tomadas en cabeza de pozo de los pozos monitores asociados al piloto.

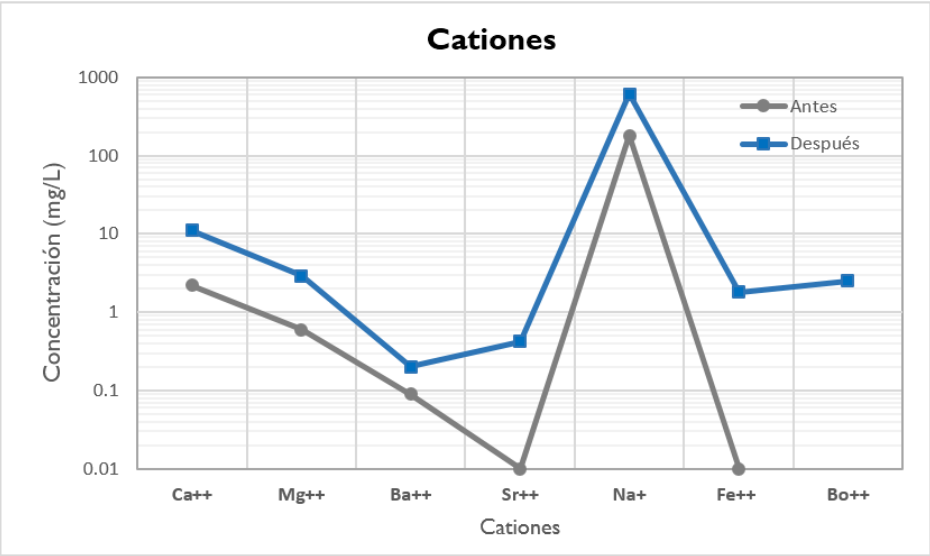
Con el fin de evaluar los cambios en la composición del agua del yacimiento, se compararon los análisis fisicoquímicos realizados antes y después del inicio de la inyección del álcali, observando un claro incremento en la salinidad total en 820 ppm y de TDS en 1500 ppm, principalmente por un aumento del sodio en alrededor de 400 ppm, y en los aniones carbonato y bicarbonato en el orden de 70 y 1000 ppm, respectivamente. Además se ha determinado la concentración de boro, elemento que ha sido encontrado en los pozos monitores en concentraciones pequeñas entre 2.2 y 2.5 mg/L. El incremento del boro y el sodio están asociados directamente con la inyección del álcali, dado que se ha usado el Metaborato de Sodio ($NaBO_2$) en la formulación ASP. El incremento del $CO_3^{=}$ y HCO_3^{-} puede obedecer a algún mecanismo de transporte o disolución del minerales de

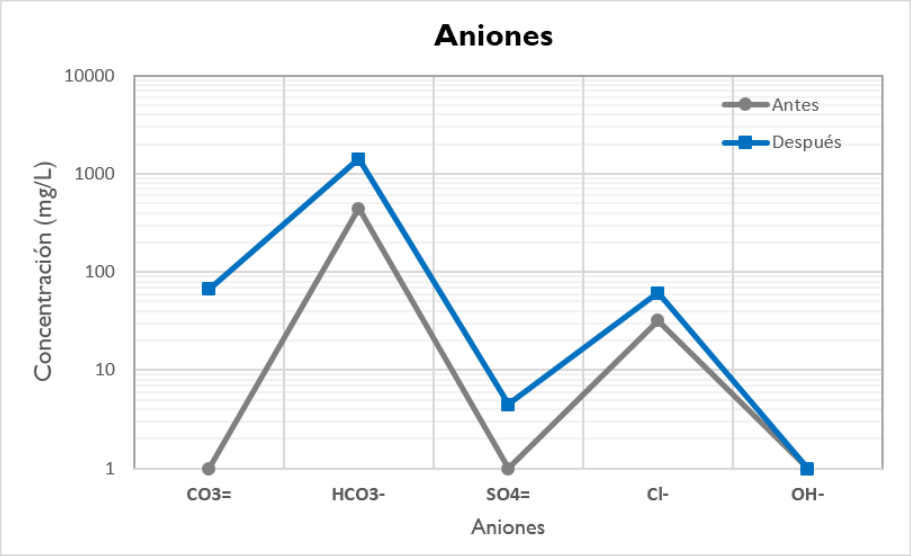
la matriz generado por la inyección del álcali o los otros químicos de la formulación ASP. El pH ha tenido un incremento entre 0.4 y 0.6 puntos. Aun así, con la salinidad y TDS actuales el agua del yacimiento continua siendo de naturaleza fresca, compuesta 95% de $NaHCO_3$ y 4% de $NaCl$, y el resto son cationes divalentes (Tabla 3-5).

Tabla 3-4: Composición del agua de formación cinco meses después de la inyección [17].

Cationes		**mg/L**	**Aniones**		**mg/L**
Calcio	Ca++	11	Carbonato	CO3=	67
Magnesio	Mg++	2.90	Bicarbonato	HCO3-	1410
Bario	Ba++	0.20	Sulfato	SO4=	4.5
Estroncio	Sr++	0.42	Cloruro	Cl-	61
Sodio	Na+	610	Hidroxido	OH-	1
Hierro	Fe++	1.80			
Boro	Bo++	2.5			
	Total	**628.82**		**Total**	**1543.5**
Dureza		**mg/L**	**TDS**	mg/L	2172
Calcio	Ca++	28	**Conductividad**	mS/cm	2263
Magnesio	Mg++	12	**Salinidad Total**	mg/L	1155
	Total	**40**	**pH @ 25°C**		8.53

La Gráfica 3-1 muestra el cambio que ha tenido la concentración de los cationes y aniones del agua, antes (línea gris) y después (línea azul) de la inyección del Metaborato de Sodio.





Gráfica 3-1: Diferencias en la concentración de cationes y aniones del agua de formación.

Tabla 3-5: Principales diferencias en la composición del agua de yacimiento antes y después de la inyección.

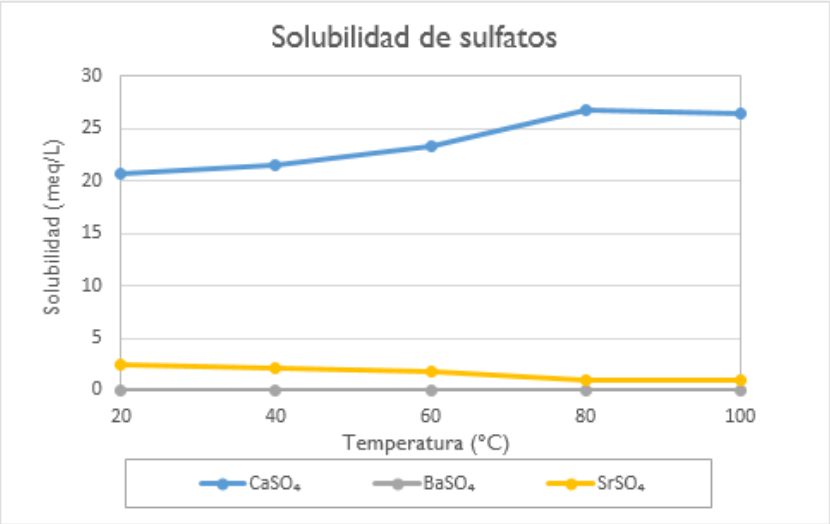
Cationes		Aumento mg/L	Aniones		Aumento mg/L
Calcio	Ca++	8.8	Carbonato	CO3=	66
Magnesio	Mg++	2.3	Bicarbonato	HCO3-	965
Bario	Ba++	0.11	Sulfato	SO4=	3.5
Estroncio	Sr++	0.41	Cloruro	Cl-	29
Sodio	Na+	430	Hidroxido	OH-	0
Hierro	Fe++	1.8			
Boro	Bo++	2.5			
	Total	**446**		**Total**	**1063.5**
Dureza		**mg/L**	**TDS**		1509
Calcio	Ca++	28	**Conductividad**		1673
Magnesio	Mg++	12	**Salinidad Total**		820
	Total	**40**	**pH @ 25°C**		0.57

4. Modelo Químico-Termodinámico

El objetivo del modelo de equilibrio químico-termodinámico es estimar la tendencia de incrustaciones de escamas a partir de los minerales presentes en el agua del yacimiento, y conocer posibles tipos de escamas que se pueden presentar bajo una condición de presión y temperatura dada.

Diferentes índices de incrustación de escamas minerales han sido desarrollados para predecir la precipitación (o disolución) de las incrustaciones. Estos indicadores son convenientes, muy fáciles de usar y proveen una estimación razonable de la probabilidad del agua para formar escamas de este tipo. Los índices más usados son: Indice de Saturación de Langelier *(LSI)*, Indice de estabilidad de Stiff & Davis *(S&DSI)*, Indice de estabilidad de Ryznar *(RI)* e Indice de Larson-Skold. Otros índices menos usados incluyen el Potencial Precipitación Carbonato Calcio *(CCPP)*, Indice de Puckorius e Indice Oddo-Tomson. Para el caso de esta investigación, los tres primeros índices fueron evaluados y son explicados a continuación.

Basado en las características fisicoquímicas del agua de formación del campo de estudio y los índices de solubilidad utilizados para los diferentes tipos de escamas minerales, es poco probable tener incrustaciones por sulfatos, como Sulfato de calcio ($CaSO_4$), Sulfato de bario ($BaSO_4$) y Sulfato de estroncio ($SrSO_4$). Aunque la solubilidad del $CaSO_4$ a temperatura del yacimiento es mayor (23 a 26.5 meq/L) que las escamas de $BaSO_4$ y $SrSO_4$ (menor a 1.8 meq/L) como se muestra en la Gráfica 4-1. La concentración de los iones de Ba^{+2}, Sr^{+2} y SO_4^{-2} aún es muy baja como para generar saturación e inestabilidad de los mismos en el agua del yacimiento.



Gráfica 4-1: Comportamiento de las escamas minerales vs temperatura. Fuente: autor.

4.1 Indice de Saturación de Langelier (LSI)

El LSI es usado para rangos bajos de sólidos disueltos totales (TDS<10,000 ppm), permite predecir si un agua en un rango de pH de 6.5 a 9.5 formará incrustaciones de $CaCO_3$ o será corrosiva [13]. El valor se puede determinar con la siguiente ecuación empírica (ver Ecuación (4.1)).

$$LSI = pH - pH_{sat} = pH - [(pCa + pAlk) + (Pk_2 - Pk_S)] \quad (4.1)$$

$$pCa = \log \frac{1}{moles\ Ca/L} \quad (4.2)$$

$$pAlk = p(HCO_3 + CO_3) = \log\left(\frac{1}{moles\ HCO_3 + CO_3/litro}\right) \quad (4.3)$$

Donde pCa (ver Ecuación (4.2)) y $pAlk$ (ver Ecuación (4.3)) es el logaritmo negativo de la concentración molar del calcio y bicarbonato, respectivamente. La obtención de los valores de Pk son constantes empíricas (Anexo A).

Para el caso del agua de producción del campo de estudio, el LSI está en un rango entre 1.1 a 1.5, es decir de acuerdo a la escala de interpretación (Tabla 4-1), el agua presenta una tendencia a formar escamas de $CaCO_3$.

Tabla 4-1: Interpretación de valores LSI [13].

Valor LSI	Interpretación
LSI < 0	Agua bajosaturada con respecto a CaCO3, con tendencia a remover escamas existente protegiendo de corrosión las líneas y equipos.
LSI = 0	Agua considerada neutra.
LSI > 0	Agua sobresaturada con respecto al CaCO3 y tendencia a formar escamas.

4.2 Indice de Stiff & David (S&DSI)

Stiff y Davis ampliaron empíricamente el índice de saturación de Langelier para aplicarlo a las salmueras de los yacimientos petrolíferos, en donde la salinidad afecta a la fuerza iónica e influye en la solubilidad del $CaCO_3$. Este método es el más apropiado para fuentes de agua que contienen más de 10,000 ppm de TDS (ver Ecuación (4.4)).

$$S\&DSI = pH - pH_{sat}$$

$$pH_{sat} = pCa + pAlk + K \tag{4.4}$$

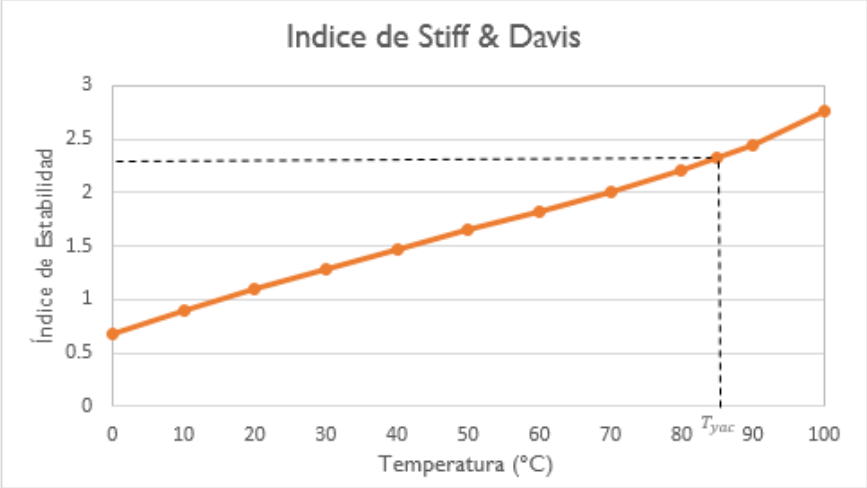
Donde los valores de pCa y $pAlk$ son los mismos usados en el método de LSI. El valor de *"K"* es una constante empírica en función de la salinidad, composición y temperatura del agua (*Anexo A*). La escala de interpretación se presenta en la Tabla 4-2.

Tabla 4-2: Interpretación de valores S&DSI [13].

Valor S&DSI	Interpretación
< 0	Bajo saturado con $CaCO_3$ (agua corrosiva)
0	Agua en punto de saturación
> 0	Supersaturada con $CaCO_3$

El valor del índice de estabilidad para el agua de formación es de 2.32 a temperatura de yacimiento 85°C (Gráfica 4-2). Al igual que el valor del LSI, este índice es positivo, es decir que la formación de incrustaciones de $CaCO_3$ es altamente probable. En la Gráfica 4-2 se puede observar que la

tendencia a formar incrustaciones de calcita es mayor a medida que aumenta la temperatura y por ende disminuye la solubilidad.



Gráfica 4-2: Indice de estabilidad Stiff & Davis vs temperatura. Fuente: autor.

4.3 Indice de Ryznar (RI)

Es un método alternativo al LSI, está dado por la siguiente ecuación empírica (ver Ecuación (4.5)).

$$RI = 2 * pH_{sat} - pH = 2(pK_2 - pK_s) - \log(Ca) - Log\ (Alk) + 9.3 + \frac{2.5\sqrt{u}}{1+5.3\sqrt{u}+5.5u}] - pH \quad (4.5)$$

Donde pCa y $pAlk$ son constantes empíricas medidas por Langelier. Ca es la concentración del ion calcio (ppm) y u es la fuerza iónica molar de la solución. Está directamente relacionado con el LSI por la siguiente expresión (ver Ecuación (4.6)).

$$RI = pH - 2 * LSI \quad (4.6)$$

Los valores del RI son siempre positivos, y pueden ser interpretados como se muestra en la Tabla 4-3:

Tabla 4-3: Interpretación de valores RI [13].

Valor RI	Interpretación
RI < 5.5	Alta tendencia a formar escamas
5.5 < RI < 6.2	Formación de escamas moderada
6.2 < RI < 6.8	Agua considerada neutra
6.8 < RI < 8.5	Agua agresiva y corrosiva
RI > 8.5	Agua considerada muy agresiva y corrosiva

El valor determinado del *RI* está en el rango de 5.4 y 6.1. Es decir, al igual que los otros índices estudiados, todos predicen la alta probabilidad de tener incrustaciones por carbonatos, esto se puede deber principalmente por las siguientes razones:

- La inyección del álcali ha generado un ambiente de alto pH, aumentado de 7.96 a 8.53 a 25°C, y como consecuencia disminuye la solubilidad de la calcita en el agua de formación. La concentración de Ácido sulfhídrico (H_2S) y Dióxido de carbono (CO_2) es muy pequeña en el agua de formación, casi nula; así que se descarta una alteración en el pH en el yacimiento por presencia de gases ácidos.
- Los sólidos disueltos totales están en el orden de 2200 mg/L y salinidad total en 1200 mg/L después de la inyección del álcali, es decir aún se considera un agua de formación fresca, y por ende menos soluble para la calcita u otros minerales.
- La presión de fondo de pozo fluyendo *(Pwf)* es alrededor de 500 psi y la presión del yacimiento (*Pyac*) es de 1250 psi, lo cual genera una caída de presión en la cara de la formación de alrededor de 700 psi. Adicionalmente, al ascender el fluido por el intake de la bomba en fondo puede generar una caída de presión adicional de 400 psi, generando por consiguiente, que la calcita u otros minerales sean más inestables y menos solubles.
- La temperatura del yacimiento se considera alta (85°C) y disminuye la solubilidad de la calcita. Sin embargo, cerca de la cara de la formación y mientras el fluido asciende desde el yacimiento hasta superficie se puede generar una caída de temperatura de +/- 25°C (gradiente de 0.0044°C/Ft), lo cual va aumentando la solubilidad de la calcita u otros minerales mientras desciende la temperatura.

Una vez descartada la probabilidad de tener incrustaciones por sulfatos, en adelante esta investigación sólo se enfocará en la presencia de mineral de calcita. Para ello, a partir de los análisis fisicoquímicos recientes también se estimó la cantidad máxima de precipitación para este mineral de la siguiente forma (ver Ecuación (4.7, 4.8 y 4.9)).

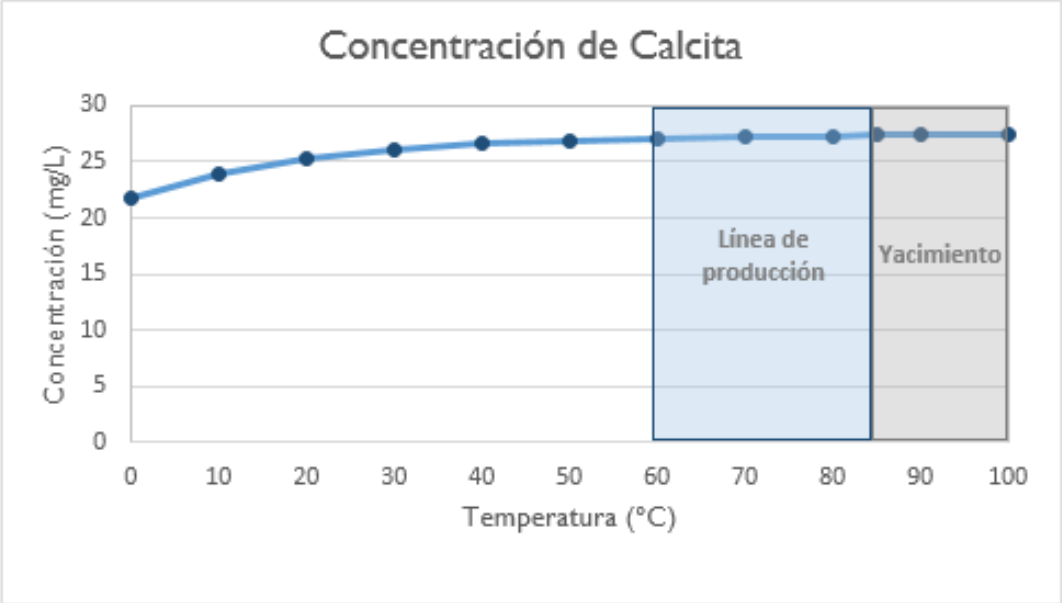
$$CaCO_3 = 500 * MWCaCO_3 * (G - \sqrt{X^2 + 4(10^K - pH)}) \quad (4.7)$$

Donde:

$$G = Ca^{++} + HCO_3^- \quad (4.8)$$

$$X = Ca^{++} - HCO_3^{--} \quad (4.9)$$

La concentración estimada es de alrededor de 28 mg/L a temperatura de yacimiento, y muy cerca a este valor durante la caída de temperatura mientras el fluido asciende hasta superficie (Gráfica 4-3), lo cual considerando una producción promedio diaria en los pozos monitores del piloto EOR de 1100 BFPD, se podría precipitar cerca de 4.7 Kg de calcita por día, esto se considera una cantidad mínima si se analiza en términos de concentración en el volumen de producción del campo.



Gráfica 4-3: Concentración de calcita vs temperatura. Fuente: autor.

4.4 Construcción del modelo químico-termodinámico en Eqbatch

La construcción del modelo químico-termodinámico tiene como objetivo obtener las concentraciones de equilibrio iniciales de las especies químicas presentes, bajo una condición de presión, temperatura y composición dada.

Para esto se empleará el software comercial EQBATCH, este programa considera diferentes tipos de reacciones químicas tales como base aceite, acuosas, precipitación/disolución e intercambio iónico; y fue desarrollado para generar los datos de entrada requerida por UTCHEM para el modelo de flujo, el cual será realizado y explicado más adelante en esta investigación.

EQBATCH se basa en el esquema de trabajo establecido por *Bhuyan et al.* [3], quien asume dos cosas principalmente: la primera un equilibrio químico-termodinámico local, y segundo que la precipitación/disolución e intercambio catiónico tiene un efecto insignificante sobre la porosidad y permeabilidad. El programa permite estimar el estado de equilibrio inicial del yacimiento basado en la composición del agua de formación, el número ácido del crudo y las saturaciones de aceite y agua. Además incluye la determinación de compatibilidad entre el agua de inyección y agua del yacimiento, composición de equilibrio y el pH resultante del agua de inyección después de adicionar varios electrolitos, estas últimas aplicaciones no hacen parte del alcance de esta investigación.

El modelo de equilibrio se basa en un balance de materia conformado por un número de elementos (n) presentes en el agua del yacimiento, en donde la concentración total está dada por la suma de las especies del fluido (j), especies sólidas (k), cationes absorbidos sobre la matriz *(i)* y cationes asociados al surfactante (m), los cuales para determinar el estado de equilibrio del sistema es expresado en términos de ecuaciones independientes de la siguiente forma (ver Ecuación (4.10)).

$$C_n^t = \sum_{j=1}^{nj} h_{nj} C_j + \sum_{k=1}^{nk} g_{nk} C_k + \sum_{i=1}^{ni} f_{ni} C_i + \sum_{m=1}^{nm} e_{nm} C_m \qquad (4.10)$$

Donde C_n^t es la concentración total del componente n, C_j es la concentración de las especies del fluido, C_k es la concentración de las especies sólidas, C_i es la concentración los cationes absorbidos sobre la matriz, y por último, C_m es la concentración de los cationes asociados al surfactante, todos

en unidades de moles por litro de agua. El coeficiente previo a cada concentración es el coeficiente estequiométrico.

De las especies químicas del fluido, en el modelo químico-termodinámico se puede seleccionar arbitrariamente *N* especies independientes de tal forma que la concentración de las especies de fluido remanentes *(J – N)* puedan ser expresadas en términos de la concentración de las especies independientes a través de la siguiente relación de equilibrio (ver Ecuación (4.11)).

$$C_r = K_r^{eq} \sum_{j=1}^{N} C_j^{W_{rj}} \; para\, r = (N+1) \tag{4.11}$$

Donde el superíndice *"w"* denota el exponente de concentración. Para cada especie sólida, existe una constante de producto de solubilidad *"K"* (ver Ecuación (4.12)).

$$K_k^{sp} \geq \sum_{j=1}^{N} C_j^{W_{kj}} \; para \;\; k = 1 \tag{4.12}$$

K_k^{sp} está definida solamente en términos de la concentración C_j de las especies químicas independientes. Por ejemplo, para el caso de la calcita la constante de producto de solubilidad está dada por (ver Ecuación (4.13)).

$$K_{CaCO_3}^{sp} \geq [Ca^{2+}][CO_3^{2-}] \tag{4.13}$$

Para los cationes absorbidos en la matriz *(i)*, existen relaciones de equilibrio de intercambio independiente *(I – 1)* de la siguiente forma (ver Ecuación (4.14)).

$$K_p^{ex} = \sum_{j=1}^{N} C_j^{W_{pj}} \sum_{i=1}^{I} C_i^{W_{pi}} \, para\, p = 1 \tag{4.14}$$

Donde C_j es la concentración del fluido, y C_i es la concentración sobre la matriz, ambas en unidades de mol por litro. Por otra parte, W_{pj} y W_{pi} son los exponentes para las concentraciones C_j y C_i, respectivamente. Para cada uno de estos exponentes, es negativo si las especies están al lado

izquierdo de la ecuación de equilibrio, y es positivo si las especies están al lado derecho. Por ejemplo para el siguiente caso (ver Ecuación (4.15 y 4.16)).

$$Ca^{2+} + 2Na^{+} \leftrightarrow Ca^{2+} + 2Na^{+} \tag{4.15}$$

Donde se tiene:

$$K^{ex}_{Ca-Na} = \frac{\left[\overline{Ca^{2+}}\right]\left[Na^{+}\right]^2}{\left[\overline{Na^{+}}\right]^2\left[Ca^{2+}\right]} = \left[Ca^{2+}\right]^{-1}\left[Na^{+}\right]^2\left[\left[\overline{Na^{+}}\right]\right]^{-2}\left[\overline{Ca^{2+}}\right]. \tag{4.16}$$

Esta es una condición de electroneutralidad dada por (ver Ecuación (4.17)).

$$Q_V = \sum_{i=1}^{I} Z_i\, C_i \tag{4.17}$$

Donde Q_v es la capacidad de intercambio catiónico en moles por litro de volumen poroso, C_i es la concentración del catión "*i*" absorbido sobre la matriz y z_i es la carga del catión adsorbido.

Similarmente, para los cationes "*m*" asociados con el surfactante, hay *(M – 1)* relaciones de equilibrio de intercambio catiónico de la siguiente forma (ver Ecuación (4.18)).

$$K_p^{exm} = \sum_{j=1}^{N} C_j^{W_{qj}} \sum_{m=1}^{M} C_m^{W_{qm}} \; para\; q = 1 \tag{4.18}$$

Donde una condición de electroneutralidad para las miscelas de la forma (ver Ecuación (4.19)).

$$C_{A-} + C_{S-} = \sum_{m=1}^{M} Z_m\, C_m \tag{4.19}$$

Donde C_{A-} y C_{S-} son las concentraciones del surfactante generado in-situ y el surfactante inyectado, respectivamente. En este punto del modelo, se tiene un balance de masa *N*, relaciones de equilibrio de las reacciones acuosas *(J – N)*, las constantes de producto de solubilidad *K*, las relaciones de equilibrio del intercambio catiónico sobre la matriz *(I – 1)* y su condición de

electroneutralidad, y por último, las relaciones de equilibrio del intercambio catiónico del surfactante *(M – 1)*, y su respectiva condición de electroneutralidad, dando como resultado un total *(J + K+ I+ M)* de ecuaciones independientes no lineales, el cual el software resuelve mediante iteración Newton-Raphson con un cálculo analítico Jacobiano [9].

Para el caso de la investigación, que solo contempla la inyección del álcali y no de otros químicos, por lo tanto no se tuvo en cuenta las reacciones de intercambio catiónico sobre la matriz y las reacciones asociadas al surfactante, por lo que se asume estas reacciones de equilibrio como cero. Con respecto a las otras ecuaciones que hacen parte del balance de materia, fueron definidos cinco elementos *(N=4)*, tres especies de fluido independientes *(J=3)* y una especie sólida *(K=1)*. La Tabla 4-4 muestra las especies químicas identificadas en la inyección del álcali y posterior formación de la calcita.

Tabla 4-4: Especies químicas asociadas a la inyección del álcali. Fuente: autor.

No.	Elementos o pseodoelementos (I)	Especies de fluido independientes (J)	Especies sólidas (K)
1	Na	$Na+$	$CaCO_3$
2	Ca	$Ca++$	
3	HCO_3-	HCO_3-	
4	Cl		

La reacción primaria que existe del álcali con el agua del yacimiento es reducir la actividad de los cationes multivalentes presentes, por eso una vez definidas las especies químicas se asigna su respectiva ubicación y cargas. Posteriormente, se definen las reacciones químicas asignando las constantes de equilibrio y productos de solubilidad, las cuales han sido tomadas del manual técnico del software [18]. Las constantes de equilibrio (keyword *EQK*) para las especies del fluido expresadas en especies independientes, para los iones *Na+*, *Ca++ y H+* son iguales a 1 y para el ion HCO_3- es igual a 2.138E10 a una temperatura de 25°C. Dado que el *Cl-* es una especie que no reacciona, la concentración final será igual a la inicial.

El producto de solubilidad de la especie sólida (keyword *SPK*), es decir de la calcita, en términos de la concentración de las especies de fluido independientes está definido por (ver Ecuación (4.20)).

$$K_{CaCO_3}^{sp} \geq [Ca^{2+}][CO_3^{2-}] \quad (4.20)$$

Para este caso, $K_{CaCO_3}^{sp}$ se asignó un valor adimensional de 8.70E-09.

Por último, se ingresaron tanto las concentraciones iniciales de cada una de las especies de fluido (*CELAQI*), como la concentración inicial de las especies sólidas (*CSLD*). Generalmente, las concentraciones de entrada *(EQIN)* y salida *(EQOUT)* dan valores muy cercanos *(Sheng J., 2011)*. La Tabla 4-5 resume las concentraciones iniciales ingresadas, las cuales fueron definidas de acuerdo a los análisis fisicoquímico del agua, la concentración del ion cloruro (*C5I*) es 1.1643 eq/L de agua, y la concentración será igual dado que este elemento no reacciona.

Tabla 4-5: Especies químicas identificadas para el modelo químico-termodinámico. Fuente: autor.

Keyword EQBATCH	Unidad	Valor (EQIN)	Unidad	Valor (EQOUT)
EQK (HCO_3-)	Adim.	2.138E+10	-	2.138E+10
SPK	Adim.	8.70E-09	-	8.70E-09
C5I	eq/L H_2O	1.1643	eq/L H_2O	1.1643
CELAQI (Na+)	mol/L	13.4986	eq/L H_2O	13.4986
CELAQI (Ca++)	mol/L	0.1181	eq/L H_2O	0.2362
CELAQI (HCO_3-)	mol/L	12.6188	eq/L H_2O	12.6188
CSLDI ($CaCO_3$)	mol/L PV	7.3642	mol/L PV	7.3642
CAQI(J)	mol/L H_2O	15.1937	-	-
NIAQ (Na+)	-	-	mol/L H_2O	7.8295
NIAQ (Ca++)	-	-	mol/L H_2O	0.0549
NIAQ (HCO3-)	-	-	mol/L H_2O	7.2927
NIAQ (CO3--)	-	-	mol/L H_2O	0.0167

Para la calcita, la concentración inicial *(CSLDI)* es 7.3642 mol/L de agua, determinado a partir de la concentración de los iones de *Ca*++, y tanto carbonatos como bicarbonatos. La concentración inicial de las especies independientes *(CAQI)* es 15.1937 mol/L de agua, lo cual es cercano a un pH de 7 dado por la concentración del ion *H*+.

La corrida en EQBATCH de las condiciones iniciales del agua del yacimiento permitió obtener una estimación de las concentraciones de equilibrio previas a la inyección del álcali para cada una de las

especies químicas presentes en el sistema fluido-fluido, bajo unas condiciones de presión, temperatura, composición del agua y ambiente de pH dados. Los resultados aquí obtenidos permitirán simular de forma más precisa el comportamiento del fluido en el yacimiento y predecir la cantidad precipitada de calcita frente a los cambios de presión, temperatura y composición del agua que se han evidenciado posterior al inicio de la inyección, y además de evaluar la severidad del daño bajo unas condiciones más y menos severas que las actuales.

5. Modelo de Simulación

Este capítulo tiene como finalidad construir el modelo matemático de flujo y predecir la cantidad precipitada y depositada de escamas, y el comportamiento del fluido en el yacimiento con cambios de presión, temperatura y composición, estimando la severidad del daño inducido bajo estas condiciones.

5.1 Selección del Software

Para la construcción del modelo de flujo se seleccionó el software UTCHEM (University of Texas Chemical Compositional Simulador) por las siguientes razones:

1. Licencia de libre descarga con fines académicos.
2. La construcción del modelo químico-termodinámico en UTBATCH puede ser usado como dato de entrada para el modelo de flujo, optimizando el tiempo de evaluación.
3. Visualización de los resultados en 2D y 3D en softwares como Tecplot y Surfer.

UTCHEM es un software tridimensional (3D), multicomponente, multifase, composicional, temperatura variable y diferencias finitas. Permite modelar los procesos de inyección de químicos que supone un complejo comportamiento de fase, transformaciones químicas y físicas, y propiedades de medios porosos heterogéneos, utiliza los conceptos avanzados en exactitud numérica de alto orden, control de dispersión y procesamiento en paralelo y vector [18].

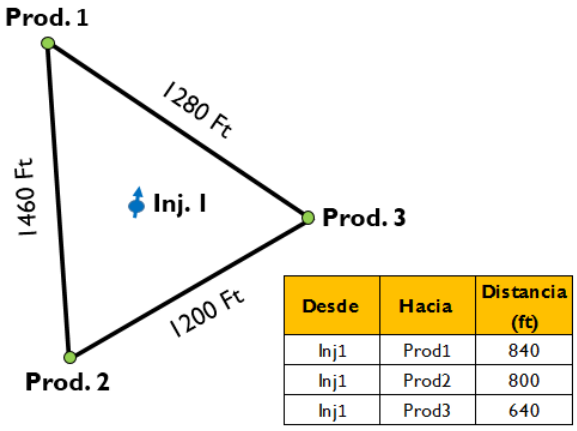
Algunas aplicaciones de UTCHEM son:

- Inyección de agua (waterflooding).
- Inyección de álcali en un ambiente del alto pH.

- Inyección de álcali, surfactante y polímero (ASP).
- Precipitación de escamas minerales.
- Pruebas de trazadores.
- EOR microbiano.
- Inyección de surfactante/espuma y ASP/espuma.

5.2 Ubicación del piloto

El área del piloto EOR está conformado por un pozo inyector *(Inj. 1)* y tres pozos productores *(Prod. 1, 2 & 3)*, formando un patrón de inyección de cuatro puntos invertidos. La Figura 5-1 muestra la distancia que existe entre cada uno de ellos.

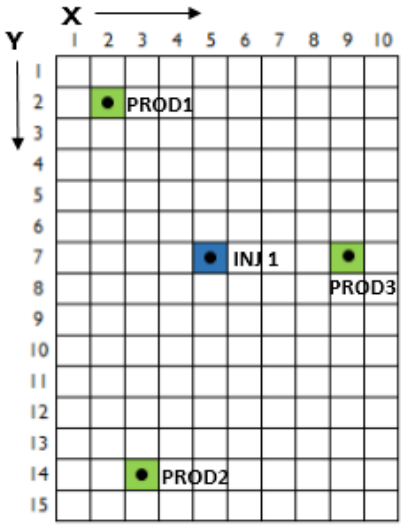


Desde	Hacia	Distancia (ft)
Inj1	Prod1	840
Inj1	Prod2	800
Inj1	Prod3	640

Figura 5-1: Patrón de inyección del área del piloto EOR. Fuente: autor.

5.3 Construcción de la Malla

A partir de la distancia entre los pozos y el espesor del intervalo de interés del yacimiento, se construyó una malla regular de 10x15x6 con una distancia para cada bloque de 130 Ft en dirección *X* y *Y*, y 5 Ft en dirección vertical *Z*. La Figura 5-2 representa la malla y sus coordenadas.



Pozo	Coord. X (Ft)	Bloques (X)	Coord. Y (Ft)	Bloques (Y)
Inj1	585	5	845	7
Prod1	195	2	195	2
Prod2	325	3	1755	14
Prod3	1105	9	845	7

Figura 5-2: Malla regular 10x15x6 construida para el modelo de simulación. Fuente: autor.

Puesto que UTCHEM utiliza por medio "*keywords*" (o palabras claves) la especificación de cada una de las variables de entrada, en adelante a través de cada descripción se especificaran las mismas de forma que el lector, y el mismo investigador, puedan familiarizarse con el lenguaje del simulador.

El período de inyección definido fue de 360 días *(TMAX)*, es decir el máximo tiempo de simulación es un año equivalente a 0.5 volumen poroso (*PV*) inyectado del área del piloto, con una tasa constante de 1300 BPD y una presión de inyección promedio en cabeza de pozo de 1000 psi. La presión de referencia (*PSTAND*), equivalente a la presión del yacimiento, es de 1250 psi a una profundidad de 4840 Ft. La Figura 5-3 representa la ubicación de los pozos ya en la malla construida para la simulación.

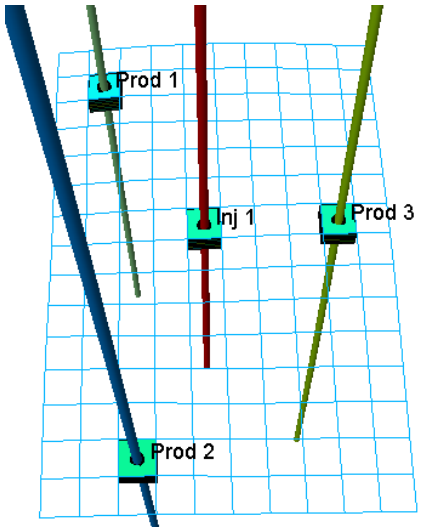


Figura 5-3: Ubicación de los pozos del área piloto en la malla.

5.4 Distribución de porosidad y permeabilidad

El yacimiento del campo CCS tiene buenas propiedades petrofísicas, presenta una alta porosidad *(PORC1)* entre 25 y 30%, y una permeabilidad (*PERMXC*) que puede variar entre 380 y 5000 mD, para efectos del modelamiento del flujo se realizó la distribución de estas propiedades en PETREL, esto a partir de los registros eléctricos disponibles y un *"upscaling"* de las propiedades de los diferentes tipos de rocas como se puede evidenciar en la Figura 5-4.

Para estimar la permeabilidad horizontal (*Kh*) se utilizaron relaciones *PORO-PERM* por cada tipo de roca existente, como se puede ver en la Figura 5-5, estas relaciones se definieron usando la metodología de *Hydraulic Units, FZI* (Amaefule, 1993), por efectos del flujo radial desde el pozo inyector a los pozos productores, se asumió una permeabilidad vertical (*Kv*) igual a *Kh*, y un *Kv*/*Kh* de 0.5.

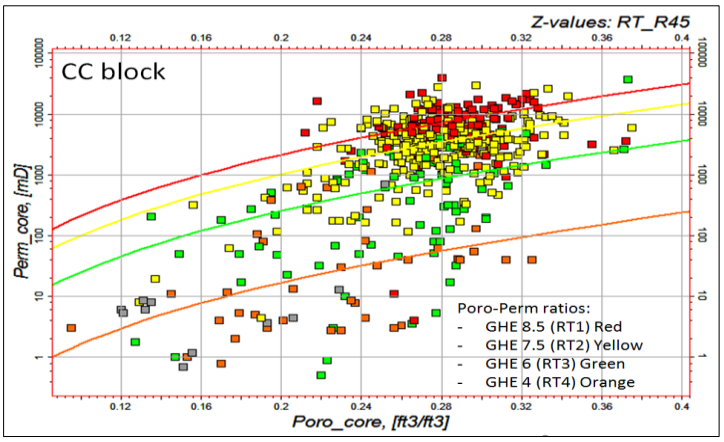


Figura 5-4: Relaciones de PORO-PERM por tipo de roca existente.

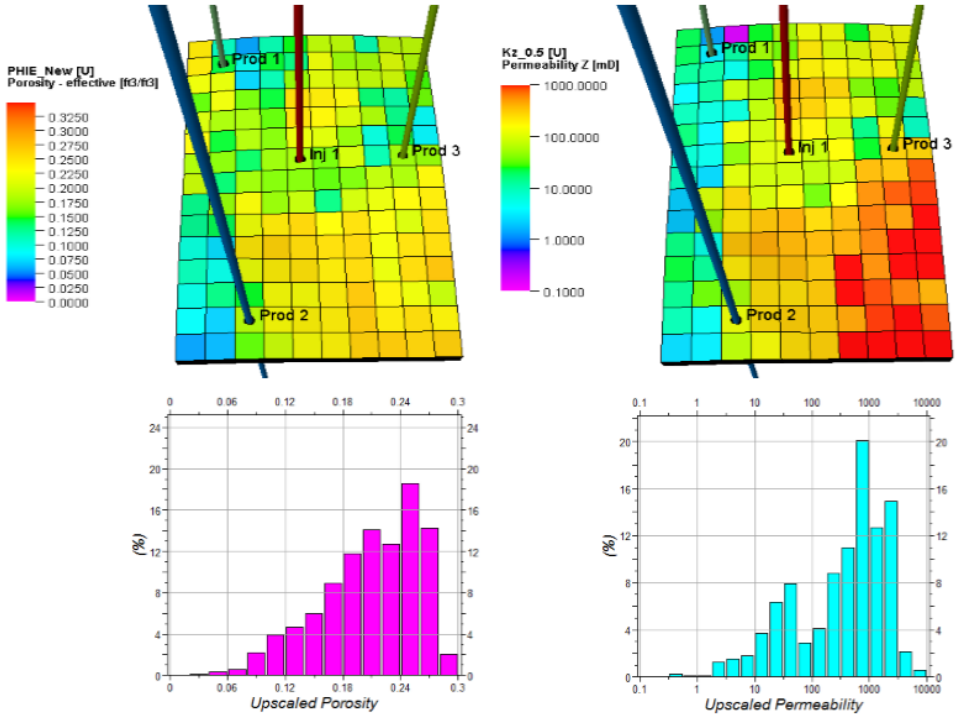
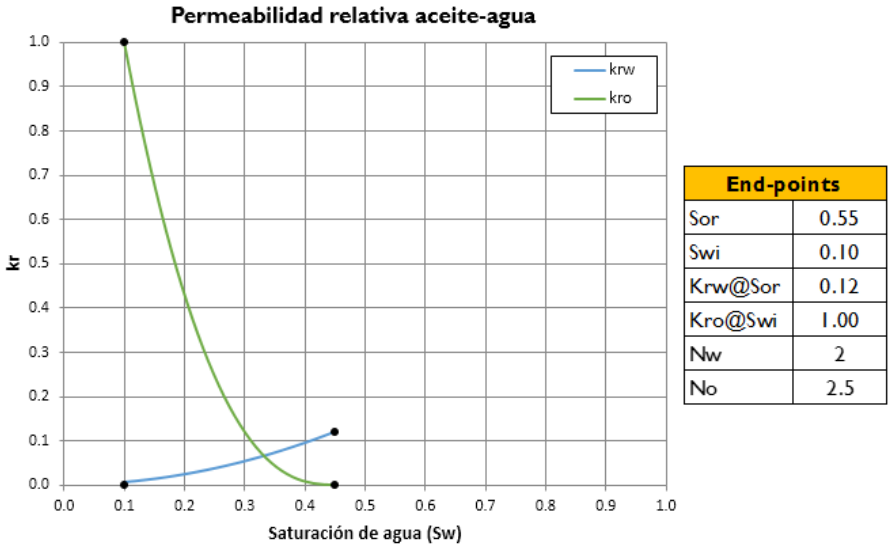


Figura 5-5: Distribución de porosidad y permeabilidad en el área del piloto EOR.

5.5 Curvas de permeabilidad relativa

Las curvas de permeabilidad relativa (k_r) muestran la movilidad con que un fluido va a ser producido en función de la saturación, dado que a nivel de yacimiento una misma arena comunica el pozo inyector con los pozos monitores, solo se tendrá en cuenta un set de curvas k_r para un solo tipo

de roca (Gráfica 5-1). La siguiente gráfica muestra la curva k_r para el sistema agua-aceite del campo de estudio, la cual fue obtenida mediante la inundación con núcleos en el laboratorio. La saturación de agua inicial (S_{wi}) *S1RWC* es igual a 0.1%, la saturación de aceite residual (S_{or}) *S2RWC* es 0.55%, la permeabilidad relativa al agua y aceite (k_{rw} y k_{ro}, respectivamente) es 0.12% a S_{or} (*P1RWC*) y 1% a S_{wi} (*P2RWC*), respectivamente.



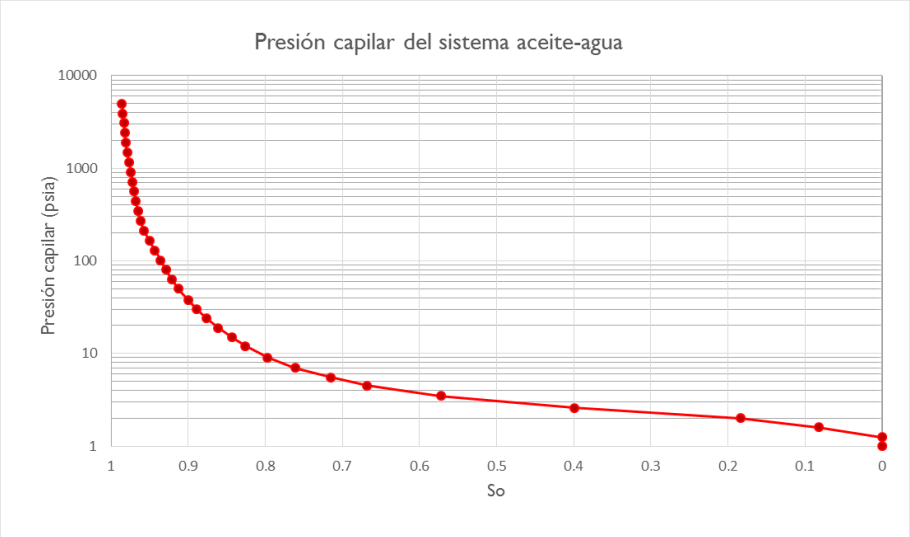
End-points	
Sor	0.55
Swi	0.10
Krw@Sor	0.12
Kro@Swi	1.00
Nw	2
No	2.5

Gráfica 5-1: Curva de permeabilidad relativa agua-aceite [19].

Como parte de los datos de entrada del simulador, la curva k_r fue modelada con la función de imbibición de Corey (*IPERM*), usando un exponente para el agua (N_w), *Keyword E2WC,* de 1 y para el aceite (N_O) *E2WC* de 6.5.

5.6 Curva de presión capilar

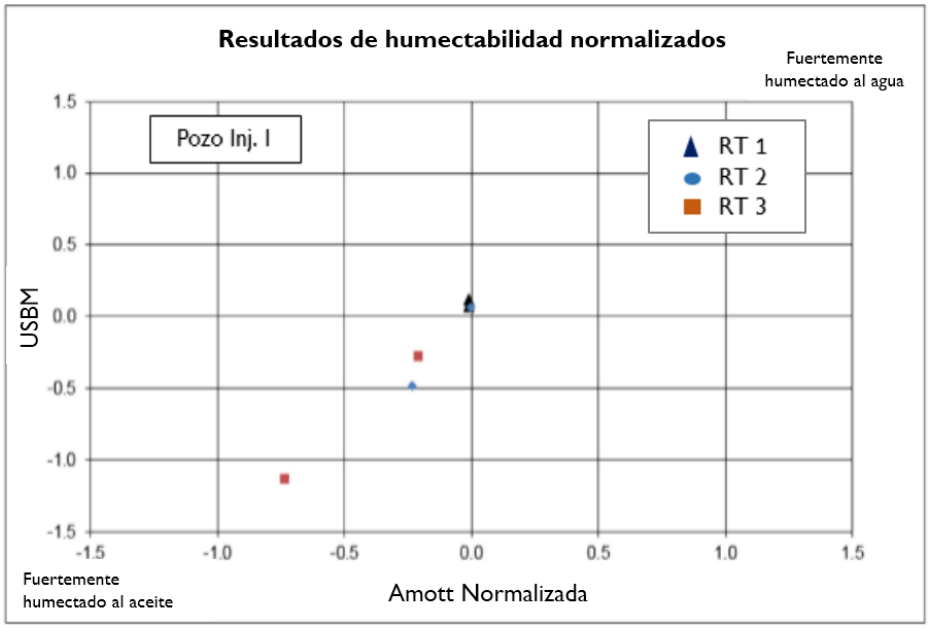
La presión capilar (P_C) es la resistencia que opone el crudo (fase mojante) a ser desplazada y la presión ejercida por el agua (fase no mojante) en el proceso de migración y acumulación. Existen diferentes métodos para medir la P_C en el laboratorio, para este caso fue empleado el método de inyección de mercurio [19]. La Gráfica 5-2 muestra la curva P_C para el sistema aceite-agua del campo de estudio.



Gráfica 5-2: Presión capilar para el sistema aceite-agua [19].

La profundidad del tope del yacimiento es 4840 Ft (*D111*). La presión inicial del yacimiento (*PRESS1*) es 1250 psi, y es constante en todos los bloques (*IPRESS),* al igual que la saturación de agua inicial (*ISWI*) del yacimiento.

De acuerdo con los resultados del análisis especial de núcleos (*SCAL*) realizado en el pozo inyector 1 *Bell* [19], para determinar la humectabilidad de la roca se combinaron los métodos pseudo Amott (estático) y USBM (dinámico), en base a muestras envejecidas analizadas (permeabilidad restaurada). Los resultados para el tipo de roca del piloto (*RT3*) indican una fuerte humectabilidad al aceite (*IOW*) como se observa en la Gráfica 5-3.



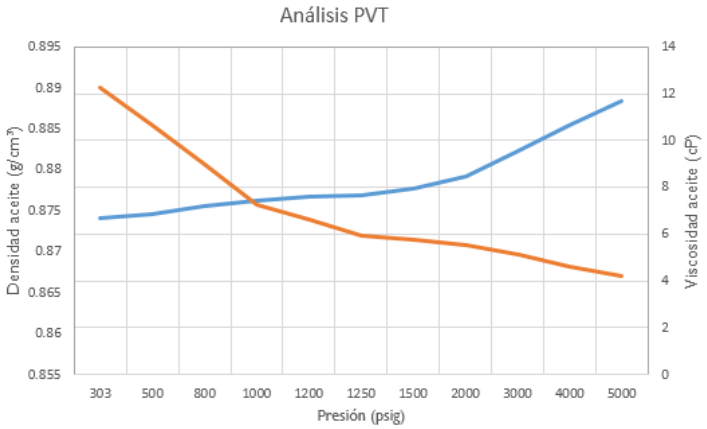
Gráfica 5-3: Humectabilidad relativa normalizada del pozo Inj. 1 [19].

5.7 Propiedades del fluido

Se consideraron dos fases presentes: agua y petróleo. Para la caracterización del fluido del yacimiento se cuenta con un análisis *PVT (Presión-Volumen-Temperatura)* del pozo inyector [16]. Dentro de los parámetros de entrada del simulador se encuentra la densidad y viscosidad del aceite (*VIS2*), que son 0.8720 g/cm³ y 7.675 cP, respectivamente, esto referenciado a temperatura y presión del yacimiento; las medidas fueron realizadas desde 5000 psig hasta presión atmosférica a temperatura del yacimiento (Gráfica 5-4).

La compresibilidad del agua (*COMPC1*) y aceite (*COMPC2*) son 4.7E-07 psi^{-1} y 5.8E-06 psi^{-1} a presión del yacimiento, respectivamente. El gradiente de densidad del agua y crudo (*DEN1 y DEN2)* son 0.433 psi/ft y 0.401 psi/ft, respectivamente. Adicionalmente, se consideró el gradiente de densidad para el componente del álcali (*DEN7*) en 0.346 psi/ft.

	Presión (psig)	Densidad crudo (g/cm³)	Viscosidad crudo (cP)
	5000	0.8901	11.707
	4000	0.8854	10.632
	3000	0.8807	9.557
	2000	0.8758	8.481
	1500	0.8739	7.944
P yac	1250	0.8720	7.675
	1200	0.8714	7.621
	1000	0.8708	7.406
	800	0.8697	7.191
	500	0.8681	6.869
P sat	303	0.8670	6.657



Gráfica 5-4: Densidad y viscosidad del crudo para el pozo Inj. 1 [16].

Siguiendo con los datos de entrada de UTCHEM no se consideró la presencia de un crudo ácido, dado que no se simulará la inyección del surfactante, razón por la cual las reacciones geoquímicas (*IREACT=2*) serán sólo por la presencia del álcali y su reacción química con el agua de formación.

De acuerdo con los análisis fisicoquímicos realizados al agua de producción de los pozos monitores del piloto EOR, se tiene una constante de salinidad inicial (*C50*) de 0.02790 meq/mL de agua y una concentración inicial del catión divalente (*C60*) de 0.00140 meq/mL de agua. La Tabla 5-1 muestra la obtención de estos valores.

Tabla 5-1: Concentración inicial de aniones (C50) y cationes divalentes (C60) [17].

Cationes		meq/L	Aniones		meq/L
Calcio	Ca++	0.632	Carbonato	CO3=	1.81
Magnesio	Mg++	0.263	Bicarbonato	HCO3-	24.25
Bario	Ba++	0.003	Sulfato	SO4=	0.19
Estroncio	Sr++	0.023	Cloruro	Cl-	1.64
Hierro	Fe++	0.040	-	-	-
Boro	Bo++	0.438	-	-	-
	Total	**1.4000**		**Total**	**27.90**
C60	**meq/mL**	**0.00140**	**C50**	**meq/mL**	**0.02790**

5.8 Casos de simulación

Una vez ingresados todos los parámetros al simulador, con el fin de tener un caso de simulación con el cual poder comparar otros escenarios de la inyección del álcali, se definió un caso base con las condiciones normales de operación y del yacimiento, es decir una temperatura en fondo de 185°F (85°C), una presión de fondo de pozo fluyendo *(PWF)* promedio de los tres pozos monitores de 600 psi y la composición del agua previa a la inyección del álcali, con un pH neutro de 7. Los parámetros de entrada para el caso base se presentan en la Tabla 5-2.

Tabla 5-2: Parámetros de entrada del caso base de simulación. Fuente: autor.

Caso base				
Parámetro		**Unidad**	**Keyword**	**Valor**
Tiempo		días	TMAX	360
Temperatura		°F	TSTAND	185
Pwf (Ps cte)		psia	PWF	600
Composición	TDS	mol/L	CELAQI	26.35
	$CaCO_3$	mol/L PV	CSLDI	7.36
	pH	mol/L H_2O	CAQI	7

Posteriormente, se plantearon los casos de simulación de la inyección del álcali con el fin de poder comparar la severidad del daño por incrustaciones frente a cambios de presión, temperatura y composición del agua de formación. Para lo cual se contempló un caso alto, medio y bajo, como se muestra en la Tabla 5-3.

Tabla 5-3: Casos de simulación planteados para la inyección del álcali. Fuente: autor.

Inyección de álcali						
Parámetro		Unidad	Keyword	Caso		
				Bajo	Medio	Alto
Tiempo		días	TMAX	360	360	360
Temperatura		°F	TSTAND	165	180	195
Pwf (Ps cte)		psia	PWF	1000	500	250
Composición	TDS	mol/L	CELAQI	39.35	52.51	79.24
	$CaCO_3$	mol/L PV	CSLDI	10	24.5	50
	pH	mol/L H_2O	CAQI	7.5	8	8.5

Bajo		
Keyword EQBATCH	Unidad	Valor (EQIN)
C50	meq/mL	0.00693
C60	meq/mL	0.000175
C5I	eq/L H_2O	1.1643
CELAQI (Na+)	eq/L H_2O	20.2479
CELAQI (Ca++)	eq/L H_2O	0.1771
CELAQI (CO_3--)	eq/L H_2O	18.9282
CSLDI ($CaCO_3$)	mol/L PV	10.0
CAQI(J)	mol/L H_2O	25

Medio		
Keyword EQBATCH	Unidad	Valor (EQIN)
C50	meq/mL	0.02790
C60	meq/mL	0.00140
C5I	eq/L H_2O	1.1643
CELAQI (Na+)	eq/L H_2O	27.0407
CELAQI (Ca++)	eq/L H_2O	0.3160
CELAQI (CO_3--)	eq/L H_2O	25.1599
CSLDI ($CaCO_3$)	mol/L PV	24.4983
CAQI(J)	mol/L H_2O	51.3060

Alto		
Keyword EQBATCH	Unidad	Valor (EQIN)
C50	meq/mL	0.04185
C60	meq/mL	0.00210
C5I	eq/L H_2O	1.1643
CELAQI (Na+)	eq/L H_2O	40.5611
CELAQI (Ca++)	eq/L H_2O	0.9481
CELAQI (CO_3--)	eq/L H_2O	37.7398
CSLDI ($CaCO_3$)	mol/L PV	50
CAQI(J)	mol/L H_2O	70

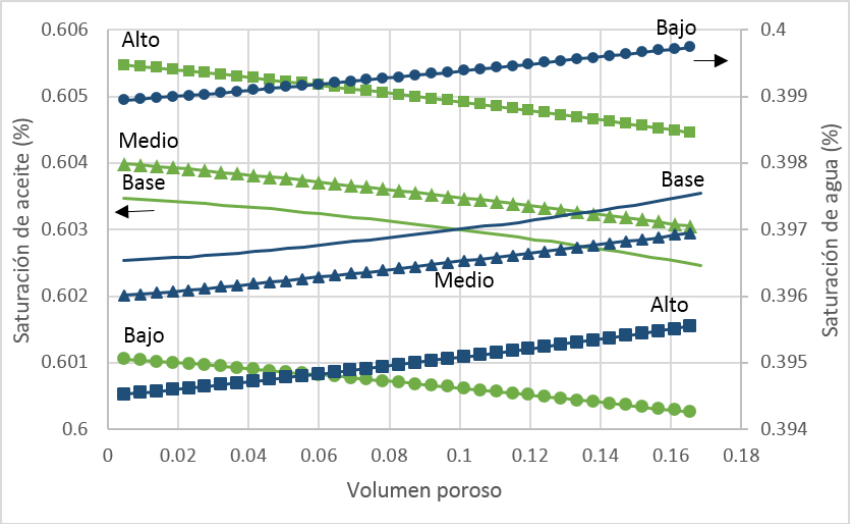
El caso medio representa las condiciones actuales del campo, tanto de operación como las características del agua. Dado que la mayor caída de presión se genera en la cara de la formación del pozo, se propuso ir cambiando la *PWF* para aumentar el efecto de *"drawdrown"*, definido como la diferencia entre la presión del yacimiento (*Pyac*) y la *PWF*. Adicionalmente, se fue variando la temperatura del yacimiento y la composición del agua de formación a partir de los análisis fisicoquímicos realizados posterior al inicio de la inyección, aumentando el valor de pH y la concentración de la calcita.

5.9 Resultados de simulación

Una vez corridos los diferentes casos de simulación: caso base para simular la inyección de agua solamente, y los casos bajo, medio (condiciones actuales) y alto para simular la inyección con álcali, la comparación de los resultados permiten estimar la severidad del daño de formación por incrustaciones de calcita, a continuación se analiza el comportamiento de algunas variables del campo en general, de los pozos productores e inyector que permiten evaluar este daño.

5.9.1 Saturación de aceite y agua

Para los casos simulados, la variación en las saturaciones tanto de aceite como de agua es mínimo. La saturación de aceite promedio a través de las capas verticales es 0.6% y la saturación de agua es 0.4%, sin embargo en la Gráfica 5-5 se puede observar que desde el primer momento de la inyección, los pozos productores reflejan una disminución gradual en la saturación de aceite (línea verde) y un incremento en la saturación de agua (línea azul), esto concuerda con la curva Kr y los end-points usados como datos de entrada del simulador, donde la saturación de agua inicial (*Swi*) fue de 0.1% y la saturación de aceite residual (*Sor*) fue de 0.55%, es decir que durante el periodo de inyección se generó un frente de barrido de petróleo aumentando la saturación de agua en el volumen poroso del yacimiento.



Gráfica 5-5: Saturación de aceite y agua simulada. Fuente: autor.

La Figura 5-6 con vista en 2D desde el tope, permite observar la distribución de la saturación de agua *(Sw)* y saturación de aceite *(So)* entre los pozos del área del piloto, en dos tiempos: a 180 días y 360 días posteriores al inicio de la inyección. Se puede observar que la *Sw* hacia los pozos *Prod2* y *Prod3* es mayor que la *Sw* en el área circundante al pozo *Prod1*. Esto es congruentemente con los resultados de la *So*, donde el área de drenaje de los pozos *Prod2* y *Prod3* es menor que el área del pozo *Prod1*, lo que indica la posible existencia de canales de flujo preferenciales del frente de aceite hacia el pozo *Prod1*, lo cual concuerda con los cambios en la distribución de la saturación, donde con el paso del tiempo se observa una disminución en la *Sw* en cercanías del pozo *Prod1.*

Según los resultados de la simulación, el tiempo de irrupción del álcali en los pozos monitores es muy corto, alrededor de dos semanas, esto puede obedecer a la alta permeabilidad del yacimiento del orden de 5000 mD y la existencia de canales preferenciales de flujo. El volumen poroso del yacimiento a la presión de referencia de 1250 psi es de 2.8 MMBbls.

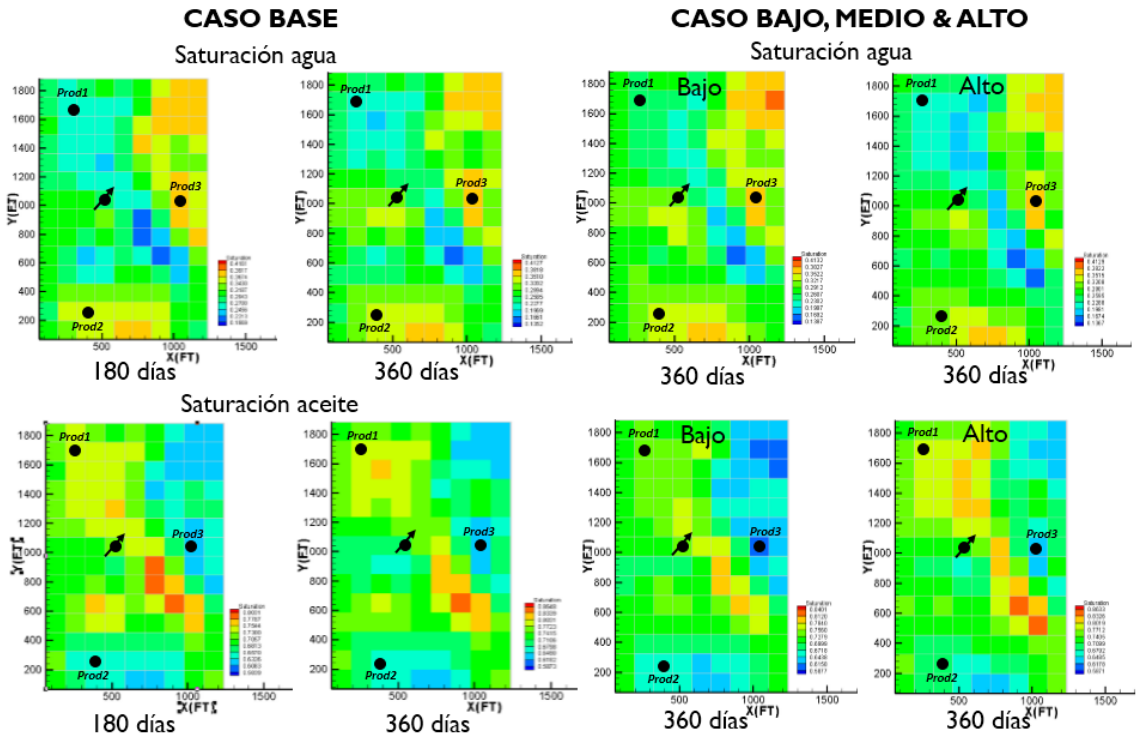


Figura 5-6: Saturación de agua y aceite en el área del piloto a un tiempo de 180 y 360 días posterior al inicio de la inyección.

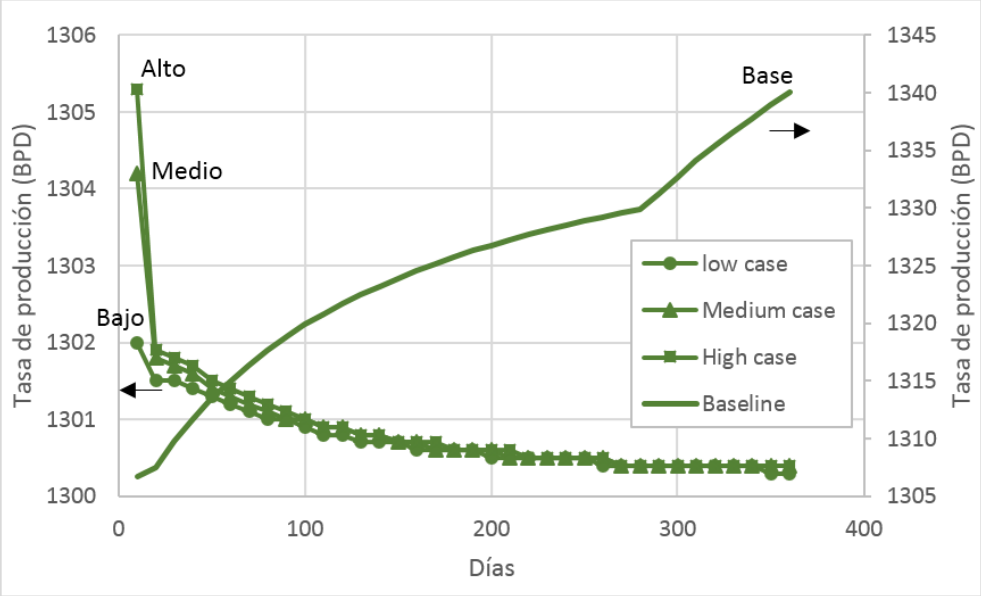
5.9.2 Parámetros de producción e inyección

Otra forma de estimar la severidad del daño de formación, es mediante el comportamiento de la tasa de producción de los pozos monitores, la Gráfica 5-6 se puede observar como en el caso base, es decir bajo las condiciones previas a la inyección del álcali y la presencia de incrustaciones, la tendencia de la producción del campo es incremental y después del año de inyección se alcanzan casi 35 bopd incrementales.

Lo contrario ocurre en los otros casos simulados con inyección de álcali, en donde se evidencia una clara disminución en la producción de los pozos, y una mayor caída en la etapa temprana de la

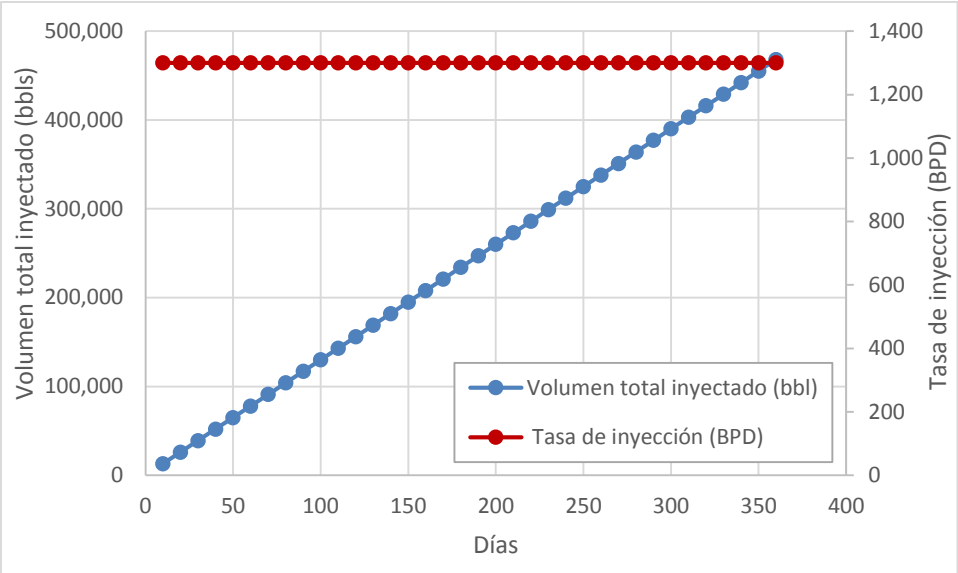
inyección, debido posiblemente a la precipitación, y posterior depositación, de calcita cerca a la cara de la formación provocada por una mayor caída de presión en esta zona, generando bloqueo en los canales de flujo y pérdida de permeabilidad.

También se puede interpretar que la caída súbita en la producción es proporcional a la concentración de las especies químicas presentes, por ejemplo para el caso de simulación alto la caída es de casi 4 bopd, mientras que en el caso bajo la caída fue de menos de 1 bopd. Aunque estos volúmenes sean pequeños, debemos considerar que el gradiente de concentración de la calcita también lo es, por consiguiente la precipitación de este mineral en la cara de la formación es muy pequeña.



Gráfica 5-6: Comportamiento de la producción de los casos simulados. Fuente: autor.

Por otra parte, el comportamiento del pozo inyector es muy estable, para todos los casos se asumió una inyección continúa de 1300 BWPD con una presión promedio máxima en cabeza de pozo de 1000 psi, con un factor de seguridad del 15% por debajo de la presión de fractura del yacimiento. Durante el año del piloto el volumen acumulado inyectado fue de 468,000 barriles, equivalente al 16% PV según los resultados en la simulación. La Gráfica 5-7 muestra el comportamiento del pozo inyector.



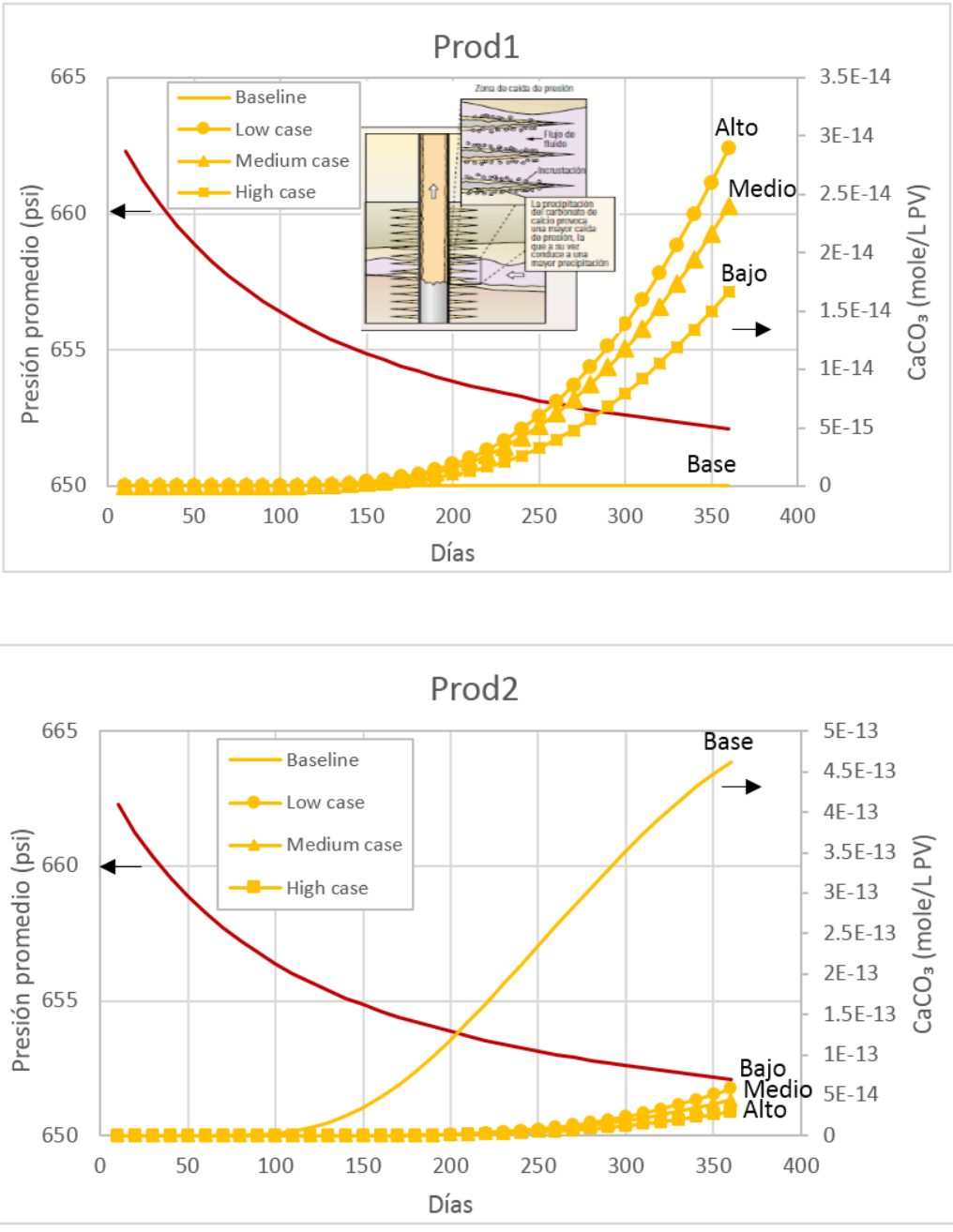
Gráfica 5-7: Comportamiento de la inyección del pozo piloto. Fuente: autor.

5.9.3 Concentración de la especie sólida

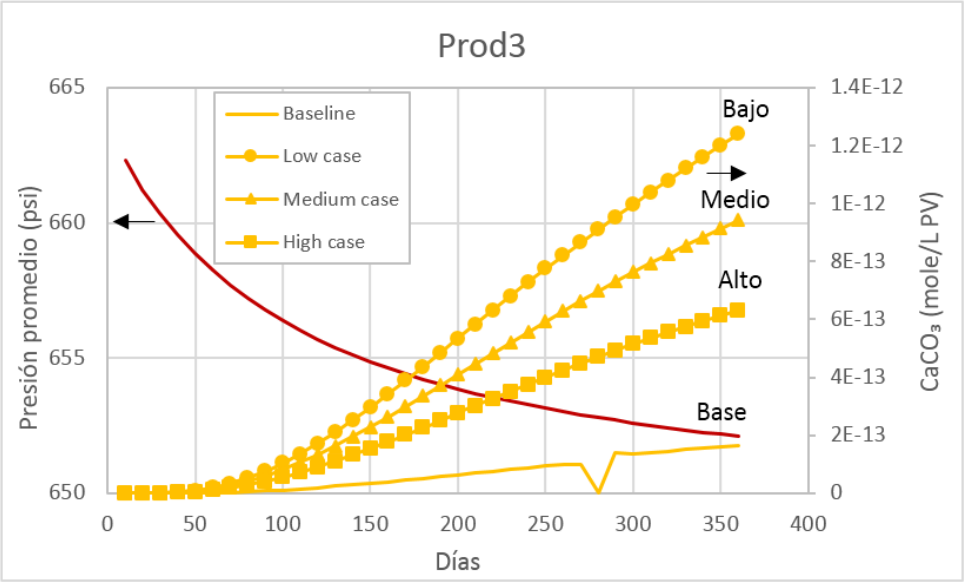
En cuanto al comportamiento en la concentración de la especie sólida, en este caso la calcita, la Grafica 5-8 y Gráfica 5-9 muestran el cambio en la concentración de la calcita frente a los cambios de presión de fondo de pozo fluyendo *(Pwf)* para cada uno de los pozos productores, en los diferentes casos simulados se puede observar en los tres pozos monitores un incremento en la concentración del sólido a medida que avanza el tiempo de la inyección y se generan caídas de presión más fuertes cerca a la cara de la formación, principalmente en los pozos productores. Aunque en el pozo inyector también se pueden generar caídas de presión en la cara de la formación generando una pérdida en la inyectividad, sin embargo en este caso el pozo inyector mantiene una tasa constante.

Para el pozo *Prod1*, en el caso base no hay presencia de calcita, por eso como vimos inicialmente antes de iniciar la inyección del álcali el canal de flujo preferencial era hacia esta área del piloto, pero posterior a la inyección se observa un incremento en la concentración del sólido hasta 1.7E-14 mol/L PV para el caso de simulación alto, lo que genera un bloqueo en estos canales de flujo. Un comportamiento similar ocurre en el pozo *Prod3*, aunque en el caso base existe una concentración máxima de calcita de 1.64E-13 mol/L PV, se observa un incremento en los casos posteriores a la inyección del álcali. En este pozo se presenta la concentración más alta de la especie

sólida, en el caso bajo es de 1.24E-12 mol/L PV, lo cual representa una restricción al flujo hacia esta zona del piloto antes y después de la inyección. Por último, en el pozo *Prod2* en el caso base la concentración del sólido se presentó en esta zona, pero posterior a la inyección del álcali ayudó a disminuir la concentración del sólido posiblemente por el incremento en la temperatura del yacimiento aumentando la solubilidad de la calcita.



Gráfica 5-8: Comportamiento de la concentración de calcita frente a los cambios de presión en los pozos Prod1 y Prod2. Fuente: autor.



Gráfica 5-9: Comportamiento de la concentración de calcita frente a los cambios de presión en el pozo Prod3. Fuente: autor.

La Tabla 5-4 muestra los valores de concentración de las especies químicas presentes en los resultados de simulación, del caso base que representa las condiciones de inyección de agua previa al uso del álcali, y el caso medio que constituye las condiciones actuales del campo de estudio. Para la especie sólida, calcita, aunque las concentraciones son pequeñas, se puede diferenciar claramente un incremento en los tres pozos, una mayor cantidad precipitada cerca a los pozos *Prod2* y *Prod3*, y una cantidad menor en el área del pozo *Prod1*, esto coincide con los canales preferenciales de flujo y los perfiles de saturaciones antes explicados.

Tabla 5-4: Concentración de las especies químicas para el caso base (previo a la inyección) y caso medio (posterior a la inyección). Fuente: autor.

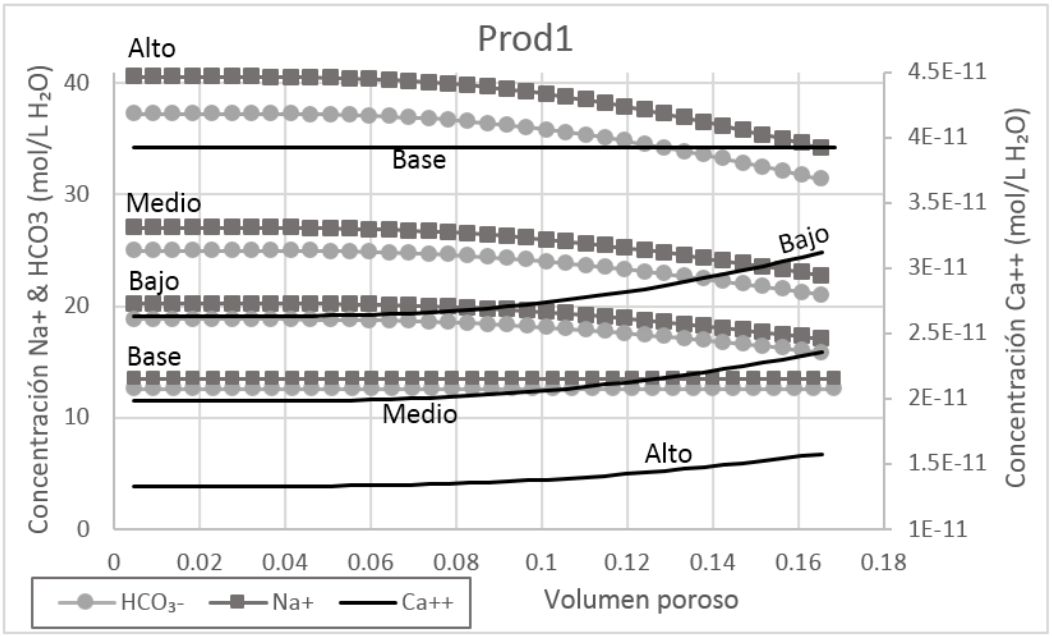
Caso Simulación	Condiciones Yacimiento	Pozo Prod	Concentración especies químicas							
			Na+		Ca++		HCO_3-		$CaCO_3$	
			mol/L H_2O	mg/L	mol/L H_2O	mg/L	mol/L H_2O	mg/L	mol/L PV	mg/L
Baseline	185°C pH: 7 Pwf: 600 psi	1	13.496	310	3.93E-11	1.57E-06	12.614	770	1.99E-20	1.99E-15
		2	10.609	244	5.28E-11	2.12E-06	9.893	604	1.52E-13	1.52E-08
		3	11.497	264	4.69E-11	1.88E-06	10.730	655	6.15E-14	6.16E-09
Medio	180°C pH: 8 Pwf: 500 psi	1	25.850	594	2.07E-11	8.30E-07	23.896	1,458	4.94E-15	4.94E-10
		2	25.476	586	2.11E-11	8.46E-07	23.549	1,437	7.92E-15	7.93E-10
		3	17.239	396	3.47E-11	1.39E-06	15.898	970	3.90E-13	3.90E-08

5.9.4 Concentración de las especies del fluido

Por último, se analizó el comportamiento del gradiente de concentración de cada una de las especies químicas del fluido presentes en la simulación: sodio, calcio y bicarbonatos, permitiendo analizar estos cambios durante el tiempo de la inyección. Las Gráficas 5-10, 5-11 y 5-12 muestran en escala de colores grises y negro los cambios en la concentración de cada una de las especies independientes presentes en el fluido en los pozos Prod1, Prod2 y Prod3.

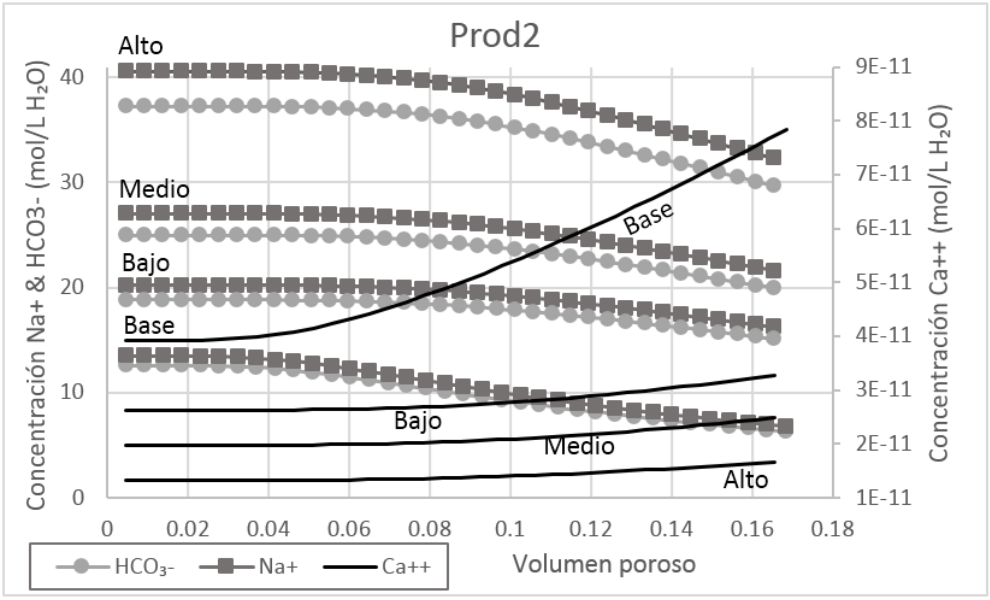
En el pozo *Prod1* se evidencia una disminución en los iones *Na+*, *HCO_3- y Ca++* con respecto al caso base, en donde la inyección del agua no genera ningún cambio significativo, es decir no se genera ninguna restricción del flujo hacia este pozo y cambios en el gradiente de velocidad. La disminución se presenta dos meses después de iniciada la inyección al 0.03% del volumen poroso inyectado, esto puede obedecer a la posible precipitación de calcita, incrementando la saturación de la especie química en la mezcla de aguas (inyección y formación), y pérdida de solubilidad con los cambios de presión provocados cerca a la cara de la formación, tanto del pozo inyector como pozos productores.

Además recordemos que en procesos de inyección de químicos no solo se genera un flujo de masa, mecanismo de transporte conocido como dispersión, sino también se presenta un flujo de energía, que aunque no esté directamente asociado con la temperatura, si se refiere a la entalpia, la cual puede provocar inestabilidad en las cargas iónicas al mezclarse dos tipos de agua, favoreciendo la agrupación de núcleos de iones y posterior aparición de cristales o incrustaciones minerales.



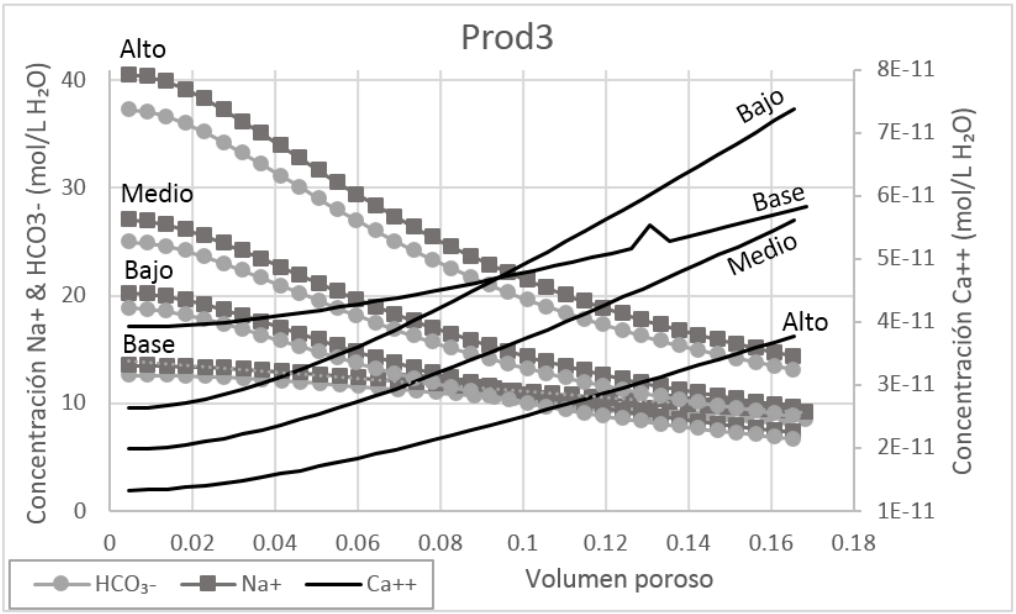
Gráfica 5-10: Concentración de las especies de fluido en el pozo Prod1. Fuente: autor.

Al igual que el pozo *Prod1*, las especies del fluido *Na+*, *Ca++* y HCO_3^- en el pozo *Prod2* tiene un comportamiento similar, se observa una disminución casi al mismo tiempo posterior al inicio de la inyección. Sin embargo en el caso base no es estable, sino presenta un incremento gradual del ion calcio con un máximo de 7.84E-11 mol/L H_2O, lo cual puede obedecer a un cambio en el gradiente de concentración de la calcita y posible restricción de los canales de flujo hacia esta zona antes y después de la inyección del álcali.



Gráfica 5-11: Concentración de las especies de fluido en el pozo Prod2. Fuente: autor.

El pozo *Prod3* la disminución de las especies del fluido es más pronunciadas y suceden casi de inmediato al inicio de la inyección. Al analizar la concentración del ion *Ca*++ en los casos base, medio y alto se tiene una concentración alta para este catión, por cierto la más alta de los tres pozos, lo cual se puede explicar con la restricción de los canales de flujo hacia este pozo antes y después del inicio de la inyección del álcali.



Gráfica 5-12: Concentración de las especies de fluido en el pozo Prod3. Fuente: autor.

La Figura 5-7 muestra en 2D desde el tope los gradientes de concentraciones de las especies químicas del fluido en dos tiempos, a los 180 días y 360 días posterior al inicio de la inyección, donde se puede observar en el caso base donde solo se inyecta agua, una clara preferencia del fluido hacia el pozo *Prod1* y una restricción al flujo hacia los pozos *Prod2* y *Prod3* que coincide con la alta concentración del catión *Ca++* y los cambios en la concentración de la especie sólida. Posterior al inicio del álcali, se observa una reducción en la preferencia del flujo hacia el pozo *Prod1* y una mejora hacia el pozo *Prod2,* el pozo *Prod3* se mantiene sin cambios visibles, lo cual muestra una distribución más uniforme del frente de barrido.

Estos resultados son congruentes con el análisis previo de las saturaciones de aceite y agua, y el comportamiento de producción de los pozos en los diferentes casos simulados.

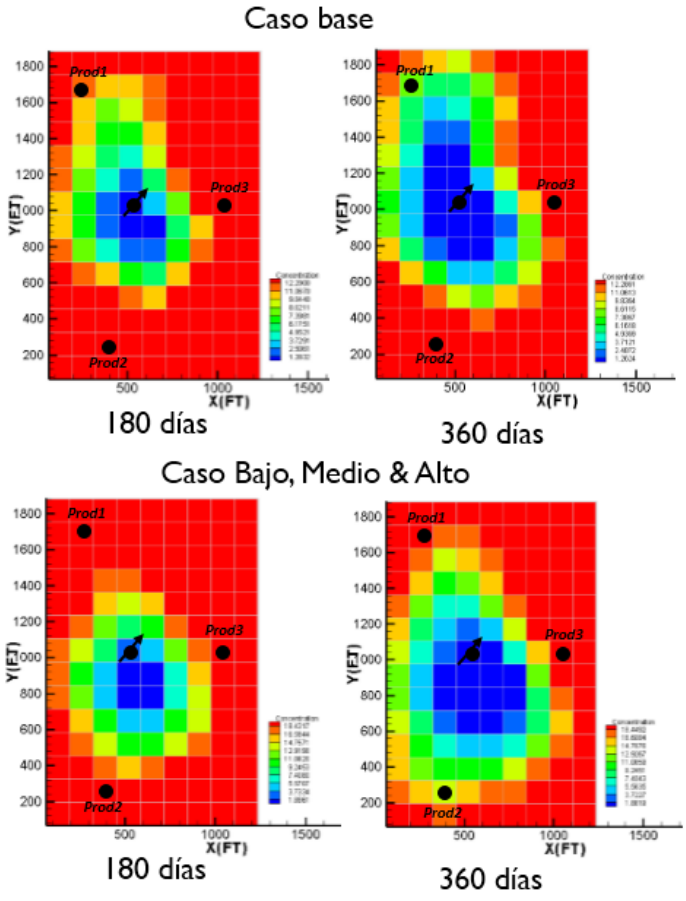


Figura 5-7: Concentración de las especies químicas del fluido en el área piloto a un tiempo de 180 y 360 días posterior al inicio de la inyección.

6. Estrategia de inhibición y/o remoción de escamas

Las técnicas utilizadas para inhibir o remover las incrustaciones deben cumplir ciertas condiciones: ser rápidas, no dañar el pozo, las tuberías ni el ambiente de formación, y ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones en el futuro [10].

Para poder decidir cuál es la mejor estrategia o técnica de remoción, es necesario conocer:

- Tipo y cantidad de incrustaciones.
- Composición física, resistencia y su textura.
- Pureza de las incrustaciones.

Las técnicas de limpieza para inhibir el daño pueden ser mecánicas o químicas, a continuación se explican las diferencias entre ellas.

6.1.1 Técnicas químicas

Consiste en disolver las incrustaciones con productos químicos, por lo general, es el primer sistema que se utiliza y el más económico. La mayoría de los químicos bloquea el desarrollo de las partículas minerales atacando el crecimiento de los núcleos de las incrustaciones (ver *Sección 2.6.4*). Otros químicos quelatizan o paralizan los reactivos que se encuentran en forma soluble.

Según *Crabtree et al.* [12], la relación entre el área de la superficie y el volumen, o su equivalente, la relación entre el área de superficie y la masa, constituyen un parámetro importante en la velocidad y eficiencia del proceso de eliminación. Por eso los depósitos minerales que se encuentran en las tuberías de producción presentan una superficie pequeña en relación con el total de la masa depositada, haciendo que la reactividad de los químicos sea lenta y poco práctico.

Los agentes químicos más empleados hoy en día son ácido clorhídrico (*HCl*) y el ácido ethylenediamenetetraacetic (*EDTA*). El EDTA es un agente quelatizante que se utiliza para bloquear los iones indeseables en la solución, una molécula de EDTA comparte los electrones de los átomos de oxígeno y nitrógeno con los iones de bario, formando un compuesto de quelado de bario y EDTA (Figura 6-1).

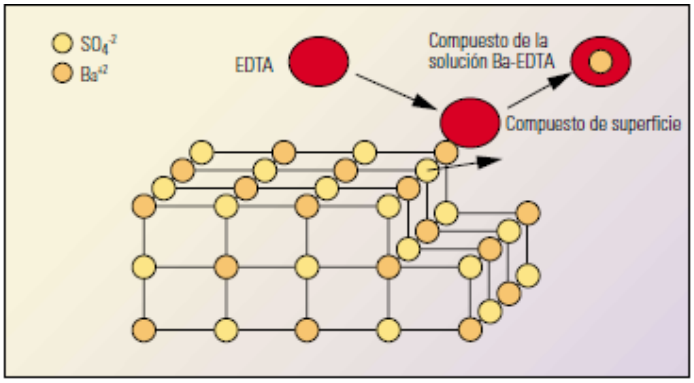


Figura 6-1: Compuesto de quelato de EDTA [12].

Si bien los tratamientos con EDTA son más costosos y más lentos comparados con el ácido clorhídrico, funcionan mejor en incrustaciones que requieren un remedio químico como las escamas distintas a los carbonatos.

6.1.2 Técnicas mecánicas

Las soluciones mecánicas ofrecen una amplia variedad de herramientas y técnicas aplicables a las tuberías de pozos y la formación.

Para incrustaciones en perforaciones y capas delgadas dentro de la tubería, por lo general, se utiliza las cuerdas de disparo o detonación, consiste en el uso de explosivos para hacer vibrar la tubería y desprender las incrustaciones más quebradizas.

Para las incrustaciones gruesas se suele usar técnicas con mechas de impacto y tecnología de fresado, las cuales han sido desarrolladas para funcionar con tuberías flexibles dentro de las tuberías de producción y usando distintas mechas cinceladoras y varias configuraciones de fresado. La

variación de la velocidad de fresado depende de que la combinación del motor y la fresadora sea la adecuada para el tipo de incrustaciones que se desea eliminar.

Entre otras herramientas, se encuentran los métodos mecánicos con chorro de fluidos, las cuales cuentan con varios orificios de expulsión, se puede usar con productos químicos para atacar las escamas solubles, en aquellos lugares de difícil acceso y pérdida de los agentes reactivos. Inclusive, otras de las técnicas son las lechadas abrasivas, al agregar una pequeña concentración de sólidos (1-5% en peso) al chorro de agua, se mejora en gran medida su capacidad de atravesar las escamas.

6.1.3 Selección de la estrategia

En el campo de estudio se ha evidenciado la presencia física de incrustaciones inorgánicas, por ejemplo en la bomba de descarga del tanque de mezcla del álcali, las escamas son de textura porosa, alta resistencia y de color marrón. Las cuales se depositan sobre las etapas de la bomba restringiendo el flujo y aumentando la presión de descarga.

Sin embargo, en los pozos monitores del piloto no se ha evidenciado la presencia de este tipo de incrustaciones, que haya generado alguna pérdida de productividad de los pozos o depósitos dentro de la tubería que hayan presurizado las líneas de flujo. Por estas razones, y además de las bajas concentraciones de calcita obtenidas en la simulación, inclusive en el caso alto con 50 ppm de concentración, la estrategia planteada hace especial énfasis en la inhibición de las escamas, más no en la remoción de las mismas.

En la Tabla 6-1 se propone como primera opción el uso de un inhibidor de incrustaciones aplicado directamente en el pozo inyector del piloto, la segunda opción contempla el uso de un agente ácido o agente quelatizante, y como última alternativa, el uso de un método mecánico como herramientas de chorro para remover un daño más severo. Sin embargo, la segunda y tercera opción sería más efectiva si su aplicación se realiza en los pozos productores, ya que por ejemplo, se puede reducir el riesgo de que los químicos inyectados se pierdan en el yacimiento y la remoción no sea efectiva. La siguiente tabla resume las opciones propuestas, cada una con sus ventajas y desventajas, y seguido a esto se describen algunas consideraciones a tener en cuenta en caso de una eventual futura aplicación de alguno de los métodos en campo [12].

Tabla 6-1: Estrategias de inhibición y/o remoción de escamas en el campo de estudio. Fuente: autor.

Opción	Estrategia	Inhibición y/o remoción $CaCO_3$	Ventajas	Desventajas
1	Química	Uso de un inhibidor de incrustaciones	- Acción rápida y eficiente. - Menor costo.	- Alta permeabilidad del yacimiento canalizando el tratamiento.
2		Uso de HCl y/o un agente quetalizante	- Fáciles de disolver. - Favorable relación entre el área de superficie y la masa. - Altamente solubles en HCl. - Más eficiente en remover escamas de alta resistencia.	- Alta permeabilidad del yacimiento canalizando el tratamiento químico. - Formación de nuevos depósitos minerales por la rápida reacción del ácido. - Alteración de humectabilidad de la roca. - Mayor costo.
3	Mecánica	Herramientas de chorro	- Más eficiente en remover escamas de alta resistencia como calcita y barita	- Riesgo de erosionar la tuberia. - Más eficiente en remover escamas blandas, no en calcita. - Mayor costo.
		Herramientas de chorro con arena abrasiva	- Altamente eficiente con diferentes tipos de escamas.	- La presencia de residuos de escamas de lugar a nuevas formaciones. - Dificultad de los tratamientos químicos al bloquear la nucleación.

- La reacción rápida del ácido genera soluciones de ácido agotado de subproductos de las incrustaciones, constituyendo agentes iniciadores para la formación de nuevos depósitos minerales. Este fenómeno se conoce como ciclo de reprecipitacion de escamas.

- El hecho de forzar inhibidores a base de agua en zonas de petróleo puede provocar un cambio en la mojabilidad de la formación, haciendo los tiempos de recuperación de producción más largos.

- La alta permeabilidad del yacimiento puede desviar los fluidos del tratamiento y obstaculizar la capacidad de los disolventes para penetrar en los intervalos dañados. Sin embargo, existen técnicas químicas recientes que utilizan surfactantes viscoelásticos para mejorar la colocación del disolvente. Los surfactantes viscoelásticos forman substancias de alta viscosidad cuando se mezclan con ciertos compuestos de salmuera, pero se rompen completamente en presencia de petróleo y de has de hidrocarburo. De esta forma, estos surfactantes pueden canalizar los disolventes hacia las zonas productivas saturadas de petróleo.

- Si se utiliza las herramientas de chorro con arena abrasivas puede erosionar el acero como lo hace con las incrustaciones. Un chorro abrasivo capaz de cortar las escamas sin dañar la tubería debe aprovechar la diferencia de dureza entre las escamas y el acero adyacente.

- Las técnicas de inhibición pueden variar desde métodos básicos de dilución, a los más avanzados que actúan antes de que se inicie el proceso. Existen una gran variedad de inhibidores de incrustaciones para distintas aplicaciones.

La mayoría de los inhibidores son compuestos de fosfato: polifosfatos inorgánicos, ésteres de fosfato orgánico, fosfonatos orgánicos, aminofosfatos orgánicos y polímeros orgánicos. Estos químicos minimizan la incrustación de minerales, mediante una combinación de dispersión de cristales y estabilización de los residuos.

Los inhibidores de fosfato y ácidos fosfinocarboxílico ayudan a prevenir la formación de calcita, estos fosfonatos atrapan los iones de calcio y los mantiene solubles, estos a su vez son liberados cuando los inhibidores se colocan en formaciones de carbonatos y la precipitación constituye el mecanismo dominante de retención a largo plazo. Aparte de los iones de calcio, y también el magnesio (dureza), los aniones de carbonatos y bicarbonatos también pueden ser atrapados de forma soluble, esto por ello que este tipo de inhibidores son tan eficientes en inhibir las incrustaciones de calcita.

En los yacimientos que por naturaleza no contienen suficiente calcio soluble para precipitar el inhibidor, a menudo se bombea una salmuera con cloruro de calcio para inducir la precipitación y extender la vida útil del tratamiento.

6.1.4 Diseño de la estrategia

Dado la baja concentración de calcita que se encuentra presente en el yacimiento por precipitación, del orden de 30 mg/L, y si se compara que existen campos que pueden tener hasta 3000 y 4000 ppm de calcita. De acuerdo con *S. A. Bonilla* (comunicación personal, 6 de Septiembre de 2016), ingeniero químico del Proyecto EOR Caracara Sur, para concentración tan bajas, por lo general, se suele inyectar entre 20 y 30 ppm de inhibidor de incrustaciones.

Considerando una tasa de inyección de 1300 BPD en el área del piloto EOR y el patrón de inyección (un pozo inyector y tres productores), el diseño de la estrategia se centra en el pozo inyector, adicionando entre 20 y 25 ppm de inhibidor de incrustaciones, esta concentración es suficiente para no alterar, significativamente, tanto el pH de la formulación química inyectada como la eficiencia de la formulación ASP, y a su vez permitiría inhibir el daño de formación por calcita desde la misma cara del pozo inyector hasta los pozos productores, a medida que el frente de desplazamiento viaje a través del yacimiento.

El cálculo de la concentración de inhibidor a usar está dado por la Ecuación (6.1 y 6.2). Esta tasa de inyección se considera baja si se tiene en cuenta el volumen poroso del área del piloto (2.8 MMBbls).

$$Conc. = \frac{tasa\ iny * C_{CaCO_3}}{23{,}810} \tag{6.1}$$

$$Conc. = \frac{1300\ bpd * 20\ ppm}{23{,}810} = \mathbf{1{,}10\ \frac{gal}{día}} \tag{6.2}$$

7. Análisis Económico

Como parte de la estrategia de inhibición del daño por incrustaciones, este capítulo tiene como finalidad realizar el estudio financiero de la aplicación del tratamiento químico en el campo de estudio, asociado a los resultados obtenidos en la simulación en los casos base y medio, que representan las condiciones antes y después de la inyección del álcali en un tiempo de un año.

El análisis económico se basa en el uso de algunos indicadores de rentabilidad, que se explicarán brevemente a continuación [20].

- **Valor presente neto (VPN):** es la suma de los flujos de efectivo individuales menos el precio de compra (ver Ecuación (7.1)).

$$VPN = \frac{Flujo\ de\ caja\ en\ un\ período}{(1+\%\ interés)^{No.\ de\ períodos}} \tag{7.1}$$

- **Tasa interna de oportunidad (TIO):** determina el costo de oportunidad del dinero del inversionista y la rentabilidad que se espera del proyecto. También es conocida como tasa de descuento.

- **Tasa interna de retorno (TIR):** permite determinar la rentabilidad esperada de un proyecto, esta tasa iguala el VPN a cero y debe ser comparada con la TIR. Si la TIR es mayor que la TIO, el proyecto se puede aceptar pues estima un rendimiento mayor al mínimo requerido. Por el contrario, si la TIR es menor que la TIO, el proyecto se debe rechazar pues estima un rendimiento menor al mínimo requerido.

- **Relación Costo-Beneficio (B/C):** es la relación de ingresos y egresos que se generen en la ejecución del proyecto. Mide el grado de desarrollo y bienestar que un proyecto puede generar.

Si el resultado es mayor que uno, significa que los ingresos netos son superiores a los egresos netos, de ser menor que uno los egresos superarán a los ingresos.

- **Retorno de la inversión:** compara el beneficio o la utilidad obtenida en relación a la inversión realizada, permitiendo analizar el rendimiento que la empresa tiene desde el punto de vista financiero (ver Ecuación (7.2)).

$$ROI\ (\%)\ = \frac{(utilidad - inversión)}{inversión} * 100 \quad (7.2)$$

A partir de los casos de simulación: base y medio, los cuales consideran las condiciones del campo antes y después de la inyección del álcali, para el estudio financiero se tuvo en cuenta la diferencia en la tasa de producción de petróleo entre ambos casos de simulación, de tal manera que la utilidad en la aplicación del tratamiento puede estar asociada a dos razones principales: mayor producción de petróleo debido a la ausencia de precipitación de calcita, o la generación de un surfactante natural in-situ o alteración en la humectabilidad de la roca producto de la inyección del álcali. El volumen de producción de petróleo acumulado asociado al proyecto es 867 barriles en un tiempo de aplicación del tratamiento de un año.

Aparte de la producción de petróleo acumulado, se tuvo en cuenta las siguientes consideraciones para el análisis económico:

- Un precio de referencia de $50 USD/barril dada la coyuntura actual en los precios internacionales del petróleo.
- La aplicación del inhibidor solamente en el pozo inyector durante los 12 meses de duración del piloto EOR a una tasa de 1.10 gal/día (20 ppm).
- Un porcentaje de participación en el contrato de asociación del 70% para la compañía operadora del campo y el restante 30% para el socio.
- Los costos de capital (*CAPEX*) y operación (*OPEX*) incluyen el costo del inhibidor, preparación y aplicación del mismo en el pozo inyector. Se asume que son costos fijos.
- Una aplicación de regalías del 8% dado el volumen acumulado de petróleo producido del campo.

- La aplicación de una deducción del 33% en impuesto sobre la renta, de acuerdo al Artículo 240 "Tarifa para sociedades nacionales y extranjeras" del Congreso de Colombia, donde se especifica que la tarifa única sobre la renta gravable de las sociedades anónimas, las sociedades limitadas y de los demás entes asimilados a unas y otras, es del 33%.

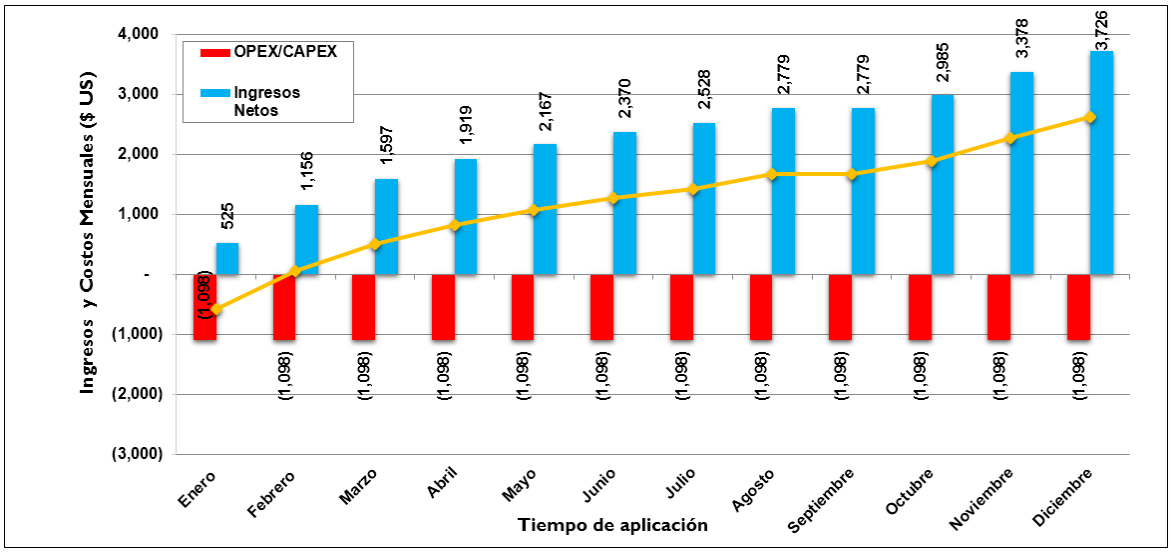
La Tabla 7-1 muestra el flujo de caja neto que se llevó a cabo para el estudio económico:

Tabla 7-1: Flujo de caja neto de la estrategia de inhibición del daño. Fuente: autor.

Flujo de caja neto													
Item \ Fecha		Tiempo de aplicación											
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Producción Petroleo (BPM)		16	36	50	60	67	74	79	86	86	93	105	116
Regalías (8%)		(1)	(3)	(4)	(5)	(5)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	(8)	(9)
Producción Neta (BPM)		15	33	46	55	62	68	72	79	79	85	97	106
Participación CEPSA (70% después de regalías)		10	23	32	38	43	47	51	56	56	60	68	75
Ingresos													
Producción Neta (BPM)		10	23	32	38	43	47	51	56	56	60	68	75
Precio del Barril (US/Bbl)		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Total Ingresos Netos (US)		524.86	1,156	1,597	1,919	2,167	2,370	2,528	2,779	2,779	2,985	3,378	3,726
CAPEX (Gastos de capital)	**$ USD**												
Costos Fijos		**769**	**769**	**769**	**769**	**769**	**769**	**769**	**769**	**769**	**769**	**769**	**769**
Inhibidor incrustaciones ($ US/gal)	23.3	769	769	769	769	769	769	769	769	769	769	769	769
OPEX (Costos operacionales)	**$ USD**												
Costos Fijos		**800**	**800**	**800**	**800**	**800**	**800**	**800**	**800**	**800**	**800**	**800**	**800**
Preparación del inhibidor ($ US/mes)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Inyección del inhibidor ($ US/mes)	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Costos Variables		**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Pozo cerrado	0												
Lifting Cost (US/Bbl)	5.99												
Lifting Cost de la Producción Neta(US)	0												
Total Opex/Capex ($ US) - Participación CEPSA		**1,098**	**1,098**	**1,098**	**1,098**	**1,098**	**1,098**	**1,098**	**1,098**	**1,098**	**1,098**	**1,098**	**1,098**
Utilidad ($ US)		-573	58	499	821	1,069	1,272	1,429	1,681	1,681	1,887	2,280	2,627
Deducciones													
Impuesto (33% como impuesto de renta)		-189	19	165	271	353	420	472	555	555	623	752	867
Total Deducciones ($ US)		**-189**	**19**	**165**	**271**	**353**	**420**	**472**	**555**	**555**	**623**	**752**	**867**
Flujo de Caja Neto (US)		-384	39	334	550	716	852	958	1,126	1,126	1,264	1,527	1,760

En la Gráfica 7-1 se representa el flujo de caja neto del tratamiento químico, donde desde el segundo mes de aplicación se obtiene una rentabilidad y flujo de cada positivo, debido posiblemente como se explicó anteriormente a dos factores: el primero, la generación de un surfactante natural in-situ o cambio de la humectabilidad de la roca producto de la inyección del álcali; y segundo, la inhibición de la calcita al disminuir la concentración precipitada. Sin embargo, también se puede observar que este efecto sería más inmediato en la cara de la formación del pozo inyector, y posteriormente en los pozos productores a medida que el inhibidor viaje a través del yacimiento y tenga mayor área de contacto.

Al realizar el análisis financiero sólo se tuvo en cuenta los costos fijos mensuales, y ningún costo variable, ya que en los meses de aplicación del tratamiento los costos del inhibidor, preparación e inyección se asume que no varían con el tiempo, y no se tienen costos asociados a pérdidas de producción de petróleo por intervención de pozos. Los costos totales durante un año de aplicación son $ 13,179 USD y los ingresos netos son de $ 27,908 USD.



Gráfica 7-1: Flujo de caja de la estrategia de inhibición del daño. Fuente: autor.

La Tabla 7-2 muestra el valor obtenido en los principales indicadores de rentabilidad explicados al principio del capítulo.

Tabla 7-2: Resultados de indicadores de rentabilidad. Fuente: autor.

Indicadores de Rentabilidad		
Nombre indicador	**Abreviatura**	**Valor**
Tasa Interna de Retorno	**TIR**	82.24%
Tasa Interna de Oportunidad	**TIO (Anual)**	11%
	TIO (mensual)	0.92%
Valor Presente Neto (US)	**VPN**	$ 9,099
Relación Costo Beneficio	**B/C**	2.12
Retorno de la Inversión	**ROI**	112%

El resultado de todos los indicadores de rentabilidad son positivos, lo que indica la viabilidad de la aplicación del tratamiento propuesto. El valor presente neto (*VPN*) es de aproximadamente $10,000 USD. Es decir, que el desarrollo de la estrategia de inhibición tendrá utilidades y su aplicación es

viable económicamente. Aunque se usó un TIO alta del 11% efectivo anual debido al riesgo que existe el tratar de atacar una concentración baja de calcita (28-30 ppm) y el riesgo de que el inhibidor se pierda en el yacimiento y no tenga un efecto positivo en el área del yacimiento cercano a los pozos productores. Motivo por el cual la estrategia propuesta (ver Capítulo 6) también contempla la opción de aplicar un agente ácido o quetalizante, o el uso de una técnica mecánica como herramientas de chorro, para la remoción e inhibición del daño. Para la aplicación de alguno de estos otros métodos se debe realizar un nuevo estudio financiero que contemple la inyección del tratamiento en los pozos productores una vez se tenga evidencia de depósitos inorgánicos en las líneas de flujo.

La comparación entre tasas interna de retorno (*TIR*) e interna de oportunidad (*TIO*), donde *TIR* dio mayor que la *TIO*, lo que indica que el rendimiento es mejor al mínimo requerido. El retorno de la inversión (*ROI*) es del 112% y la relación costo-beneficio (*B/C*) es de 2.12, lo que hace atractivo la inversión en el tratamiento.

Según *O. A. Benavides* (comunicación personal, 24 de Septiembre de 2016), en términos económicos, el riesgo de un proyecto se puede medir como la probabilidad de que una incertidumbre ocurra, es decir que para la presente investigación la incertidumbre está asociada a la precipitación de las escamas minerales, más que al fenómeno de depositación debido a la baja concentración en que se encuentra presente la calcita.

Debido a lo anterior, la Tabla 7-3 muestra la relación que existe entre los indicadores de rentabilidad frente al aumento en la concentración de calcita que se necesitaría inhibir, la cual es proporcional a la tasa diaria de inyección del inhibidor y por ende a los costos fijos del proyecto.

Tabla 7-3: Análisis de sensibilidad entre concentración de calcita vs indicadores de rentabilidad. Fuente: autor.

Indicadores/$CaCO_3$ (ppm)	30	50	70
TIR	47.91%	15.87%	-3.49%
TIO (Anual)	11%	11%	11%
TIO (mensual)	0.92%	0.92%	0.92%
VPN	$ 7,104	$ 3,053	$ (997)
B/C	1.71	1.23	0.96
ROI	71%	23%	-4%

Para inhibir 30, 50 y 70 ppm de calcita se necesitaría inyectar 1.6, 2.7 y 3.8 gal/día respectivamente. Este análisis de sensibilidad permite ver que para una concentración de calcita mayor a 70 ppm, manteniendo los mismos costos fijos en la aplicación del tratamiento, el uso del inhibidor deja de ser rentable y económicamente viable, debido posiblemente al bajo volumen acumulado en la producción de petróleo (485 barriles) que se obtendría en los pozos cuando se tiene una baja cantidad de calcita precipitada, es decir entre más efectivo y homogénea sea la aplicación del inhibidor alcanzando un mayor área de precipitación de calcita, mayor será el flujo de los fluidos del yacimiento hacia los pozos productores. Para el caso en que la concentración de calcita sea todavía mayor, y sea evidente una depositación, se recomienda que al aumentar la tasa de inyección del inhibidor se acuerde con la compañía de servicios unos costos de aplicación más bajos.

El diagnóstico del daño de formación ha permitido estimar la alta probabilidad de tener incrustaciones de calcita debido a la composición fisicoquímica del agua del yacimiento y los cambios que se presentan en el sistema roca-fluido y fluido-fluido frente a la inyección de un agente alcalino como método de recuperación mejorada de petróleo EOR. La aplicación de una metodología integrada entre un modelo químico-termodinámico y un modelo de flujo permitió establecer las concentraciones iniciales de equilibrio de las especies químicas presentes y la cantidad estimada de calcita que tiende a precipitar (28-30 ppm), especialmente en la cara de la formación, tanto del pozo inyector como de los pozos productores asociados al piloto ASP. Por consiguiente, aunque se considere un daño nada severo, la inyección a baja tasa de un inhibidor de incrustaciones, como tratamiento químico económicamente viable, permitirá mejorar la productividad de los pozos afectados, operatividad de los equipos de superficie para la inyección, impedir el taponamiento de la tubería de producción e inyección de los pozos, e inhibir el daño en la cara de la formación sin alterar las propiedades petrofísicas del yacimiento.

8. Conclusiones y recomendaciones

8.1 Conclusiones

1. A partir del esquema metodológico propuesto que incluyó la simulación acoplada entre el modelo químico-termodinámico y el modelo de flujo en el yacimiento, permitió diagnosticar el daño de formación por precipitación y depositación de escamas minerales, estimando las concentraciones iniciales de equilibrio de las especies químicas presentes y su comportamiento frente a cambios en la presión, temperatura y composición del agua del yacimiento.
2. La inyección del Metaborato de Sodio como álcali en la formulación ASP ha generado cambios en la composición del agua del yacimiento, principalmente un incremento en la salinidad y los sólidos disueltos totales, asociado a los cationes de sodio y boro, y un incremento en el valor de pH entre 0.4 y 0.6 puntos. Adicionalmente, se ha observado un incremento en los aniones de carbonatos y bicarbonatos, en el orden de 70 y 1000 ppm respectivamente, que puede estar relacionado con algún mecanismo de transporte de difusión o disolución de minerales de la matriz de la roca generada por la inyección del álcali o los otros químicos de la formulación.
3. El análisis de los índices de solubilidad como parte de la construcción del modelo químico-termodinámico, permitió establecer la alta probabilidad de tener incrustaciones de calcita y descartar la presencia de escamas tipo sulfatos u otros bajo las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.
4. A partir de los análisis fisicoquímicos recientes del agua de formación se estimó una cantidad máxima de precipitación por mineral de calcita del orden de 28-30 mg/L a condiciones actuales del yacimiento, la cual es muy baja si se considera el volumen del área del piloto. Debido a la baja concentración presente de calcita no se estima que haya depositación de este mineral.
5. Los principales factores que influyen en la disminución de la solubilidad de la calcita, y por consiguiente en la precipitación de la misma son la alta temperatura del yacimiento, aumento en el valor de pH, caídas de presión en la cara de la formación y menor contenido de sales disueltas en el agua.

6. Entre los casos de simulación planteados, se tiene el caso base para representar las condiciones de inyección de agua solamente, y los casos bajo, medio y alto, para simular la inyección de agua con álcali. La comparación de los diferentes casos frente a cambios de presión, temperatura, saturaciones y composición fisicoquímica del agua del yacimiento, permitió predecir que el daño por precipitación de calcita es poco o nada severo, y sin tener alguna depositación inorgánica.
7. La simulación del caso base muestra un flujo preferencial de la inyección hacia el pozo *Prod1*, y una mayor concentración de las especies del fluido y especie sólida cerca al área de los pozos *Prod2* y *Prod3*.
8. Los resultados de simulación de los casos bajo, medio y alto muestran un bloqueo en los canales preferenciales de flujo hacia el pozo *Prod1* con respecto a las condiciones del caso base, debido posiblemente a la presencia de calcita. Aunque las concentraciones de las especies químicas presentes son pequeñas, existe una pérdida en la producción de petróleo de casi 35 bopd asociados al fenómeno de precipitación, aun considerándose un daño poco severo.
9. La consulta en la literatura acerca de la aplicación de los métodos más comunes y la aplicación de nuevas tecnologías en la inhibición y/o remoción del daño por incrustaciones, permitió proponer un plan estratégico con tres opciones más preciso para el campo de estudio y en caso de una futura implementación del método ASP permitirá atacar de forma más efectiva los depósitos inorgánicos.
10. La adición en cabeza del pozo inyector entre 20 y 25 ppm de inhibidor de incrustaciones no solo ayudará a mejorar la inyectividad y productividad de los pozos involucrados en el piloto, sino además ayudará a mejorar la operatividad de los equipos de superficie para la inyección, impedir el taponamiento de la tubería de producción e inyección de los pozos, y prevenir el daño en la cara de la formación sin alterar las propiedades petrofísicas del yacimiento y alterar la eficiencia de la formulación ASP dada su baja concentración de aplicación.
11. El resultado del estudio financiera muestra unos indicadores de rentabilidad positivos, es decir que la aplicación del tratamiento químico de inhibición del daño es viable y rentable. El valor presente neto (*VPN*) es de casi $10,000 USD.
12. La comparación entre tasas interna de retorno (*TIR*) y la tasa interna de oportunidad (*TIO*), donde *TIR* dio mayor que la *TIO*, indica que el rendimiento es mayor al mínimo requerido en 82.24%. El retorno de la inversión (*ROI*) es del 112% y la relación costo-beneficio (*B/C*) es de 2.12, lo cual significa que los ingresos netos provenientes de la aplicación del tratamiento químico serán superiores a los egresos netos.

8.2 Recomendaciones

1. A partir de un esquema metodológico integral como el propuesto que incluya la construcción de los modelos de simulación, tanto químico-termodinámico como el modelo de flujo en el yacimiento, además de la propuesta de una estrategia de inhibición y/o remoción del daño, y respectivo análisis económico, es posible replicar esta metodología en otros campos de estudio análogos y así tener un diagnóstico completo del daño de formación por precipitación y depositación de escamas minerales, y por consiguiente mejorar la productividad e inyectividad de los pozos asociados a un proyecto químico como método de EOR.
2. Sin embargo, la simulación de las reacciones geoquímicas que suceden en el sistema roca-fluido y fluido-fluido en la inyección de los químicos en este tipo de proyectos EOR, debe ser de forma integrada, incluyendo todos los tipos de reacciones químicas posibles (disolución, acuosas, oleicas, etc), de tal forma que la predicción y estimación en la concentración de las especies químicas presentes y el comportamiento de los fluidos en el yacimiento sea más preciso y cercano a la realidad, permitiendo así proponer estrategias de inhibición y/o remoción del daño más efectivas.
3. En caso de una expansión del método ASP en el campo de estudio, y presentar un daño de formación más severo por precipitación y depositación de calcita, se recomienda para el diseño del tratamiento de remoción e inhibición llevar a cabo una prueba de permanencia de dureza que permita seleccionar los químicos más efectivos para las condiciones actuales del yacimiento. Además, se recomienda realizar una prueba de compatibilidad fluido-fluido y roca-fluido donde se evalué el efecto que tendría el tratamiento químico sobre la tensión interfacial y alteración de la humectabilidad del yacimiento.
4. El uso de nuevas tecnologías que combinen técnicas mecánicas como herramientas de impacto y chorros, integradas con el diseño de tratamientos químicos, permite mejorar la efectividad de inhibición y/o remoción del daño por depósitos inorgánicos, ya que abarca lugares de difícil acceso en el yacimiento y tiene mayor superficie de contacto con las incrustaciones. El costo directo de remover las incrustaciones de un pozo puede alcanzar los $ 250,000 USD, por eso la importancia del diseño del tratamiento.
5. En caso de un cambio en el agente alcalino inyectado por Carbonato de Calcio u otro, se deben realizar pruebas de compatibilidad de fluidos y evaluar los cambios en la composición del agua del yacimiento, especialmente si se presenta un incremento en los iones de dureza que pueda generar un daño severo por depósitos inorgánicos frente a cambios de presión, temperatura, salinidad y pH en el sistema roca-fluido del yacimiento.

A. **Anexo:** Valores de Pk a 25 °C para varias fuerzas iónicas y la diferencia de (Pk'2 - Pk's) para varias temperaturas.

Fuerza Iónica	Sólidos Disuelto Totales (ppm)	25 °C			$(pK_2' - pK_s')$									
		pK_2'	pK_s'	$(pK_2' - pK_s')$	0 °C	10 °C	20 °C	30 °C	40 °C	50 °C	60 °C	70 °C	80 °C	90 °C
0.0000		10.26	8.32	1.94	2.45	2.23	2.02	1.86	1.68	1.52	1.36	1.23	1.08	0.95
0.0005	20	10.26	8.23	2.03	2.54	2.32	2.11	1.95	1.77	1.61	1.45	1.32	1.17	1.04
0.0010	40	10.26	8.19	2.07	2.58	2.36	2.15	1.99	1.81	1.65	1.49	1.36	1.21	1.08
0.0020	80	10.25	8.14	2.11	2.62	2.40	2.19	2.03	1.85	1.69	1.53	1.40	1.25	1.12
0.0030	120	10.25	8.10	2.15	2.66	2.44	2.23	2.07	1.89	1.73	1.57	1.44	1.29	1.16
0.0040	160	10.24	8.07	2.17	2.68	2.46	2.25	2.09	1.91	1.75	1.59	1.46	1.31	1.18
0.0050	200	10.24	8.04	2.20	2.71	2.49	2.28	2.12	1.94	1.78	1.62	1.49	1.34	1.21
0.0060	240	10.24	8.01	2.23	2.74	2.52	2.31	2.15	1.97	1.81	1.65	1.52	1.37	1.24
0.0070	280	10.23	7.98	2.25	2.76	2.54	2.33	2.17	1.99	1.83	1.67	1.54	1.39	1.26
0.0080	320	10.23	7.96	2.27	2.78	2.56	2.35	2.19	2.01	1.85	1.69	1.56	1.41	1.28
0.0090	360	10.22	7.94	2.28	2.79	2.57	2.36	2.20	2.02	1.86	1.70	1.57	1.42	1.29
0.0100	400	10.22	7.92	2.30	2.81	2.59	2.38	2.22	2.04	1.88	1.72	1.59	1.44	1.31
0.0110	440	10.22	7.90	2.32	2.83	2.61	2.40	2.24	2.06	1.90	1.74	1.61	1.46	1.33
0.0120	480	10.21	7.88	2.33	2.84	2.62	2.41	2.25	2.07	1.91	1.75	1.62	1.47	1.34
0.0130	520	10.21	7.86	2.35	2.86	2.64	2.43	2.27	2.09	1.93	1.77	1.64	1.49	1.36
0.0140	560	10.20	7.85	2.36	2.87	2.65	2.44	2.28	2.10	1.94	1.78	1.65	1.50	1.37
0.0150	600	10.20	7.83	2.37	2.88	2.66	2.45	2.29	2.11	1.95	1.79	1.66	1.51	1.38
0.0160	640	10.20	7.81	2.39	2.90	2.68	2.47	2.31	2.13	1.97	1.81	1.68	1.53	1.40
0.0170	680	10.19	7.80	2.40	2.91	2.69	2.48	2.32	2.14	1.98	1.82	1.69	1.54	1.41
0.0180	720	10.19	7.78	2.41	2.92	2.70	2.49	2.33	2.15	1.99	1.83	1.70	1.55	1.42
0.0190	760	10.18	7.77	2.41	2.92	2.70	2.49	2.33	2.15	1.99	1.83	1.70	1.55	1.42
0.0200	800	10.18	7.76	2.42	2.93	2.71	2.50	2.34	2.16	2.00	1.84	1.71	1.56	1.43

Bibliografía

[1] Lake, L. W. (1989). "Enhanced Oil Recovery". New Jersey: University of Texas at Austin. Prentice Hall, 8 p.

[2] Hernández, C., Chacón, L., Anselmi, L., Angulo, R., Manrique, E., Romero, E., Audemard, N., Carlisle, C. (2002). "Single Well Chemical Tracer Test to Determine ASP Injection Efficiency at Lagomar VLA-6/9/21 Area, C4 Member, Lake Maracaibo, Venezuela". Paper SPE 75122-MS presentado en SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, 13-17 Abril, 2002.

[3] Bhuyan D., Lake L., Pope G. (1990). "Mathematical Modeling of High-Ph Chemical Flooding". Publicado en Society of Petroleum Engineers Reservoir Engineering, Mayo 1990.

[4] Gomes, J. A. T., Sorbie, K. S., Mackay, E. J., Bezerra, M. C. M., Rosario, F. F. (2005). "Evaluation of Inorganic Scale Deposition in Unconsolidated Reservoirs by Numerical Simulation". Paper SPE-95107-MS presentado en SPE International Symposium on Oilfield Scale. Aberdeen, U.K., 11-12 Mayo, 2005.

[5] Mohammadi, H. (2008). "Mechanistic Modeling, Design, and Optimization of Alkaline/Surfactant/Polymer Flooding". Austin: University of Texas. 156-166 pp.

[6] Zhengdong, L., Song, J., Zhu, B. (2011). "Fine Numerical Simulation of Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding Considering Emulsion and alkaline scale Mechanism". Paper SPE-148261-MS presentado en SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition Society of Petroleum Engineers. UAE, Abu Dhabi, 9-11 Octubre.

[7] PRATS, M. (1982). "Thermal Recovery", Dallas: SPE at American Institute of Mining and Metallurgical Engineers. Henry L., Doherty Series, Monograph 7.

[8] Wyatt, K., Dean, E. (2014). "Applied Chemical Enhanced Oil Recovery Training Course". USA, Colorado: Surtek, 23-26 September, 2014.

[9] Sheng, James J. (2011). "Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice". USA, Burlington, MA: Elsevier Inc. 471 p.

[10] Johnson, Jr., C.E. (1976). "Status of Caustic and Emulsion Methods". Publicado en *JPT*, Enero 1976. 85–92 pp.

[11] Donald, G. Hill., Oliver M. Liétard., Bernard M. Piot., George E. King., (2000). "Formation Damage: Origin, Diagnosis and Treatment Strategy". Publicado en *Reservoir Stimulation* (14). 1-2, 6 y 35 pp.

[12] Crabtree, M., Eslinger, D., Fletcher, P., Miller, M., Johnson, A., George, K. (1999). "Fighting Scale – Removal and Prevention". Publicado en *Oilfield Review*. 30-49 pp.

[13] Rojas, Francisco J. (2014). "Estudio del efecto de la formación de incrustaciones minerales en el aparejo de producción sobre el comportamiento de pozos productores de aceite". México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México – UNAM. 18-22 pp.

[14] Morales, Juan D. (2014). "Implementation and Evaluation of Alkali-Surfactant-Polymer Flooding (ASP) in Caracara Sur Field". Madrid: IFP School – Cepsa. 26 p.

[15] CEPSA. (2015). "Plan de Desarrollo Bloque Caracara". Informe Anual del Contrato de Asociación Caracara. Bogotá: Cepsa – Ecopetrol. 14, 37 pp.

[16] Thomasson, J. (2014). "PVT Reservoir Fluid Study Final Report for Cepsa". Bogotá: Corelab Reservoir Optimization.

[17] Blanco, J. C. (2016). "Complete Water Analysis for Cepsa". Bogotá: Corelab Reservoir Optimization.

[18] UTCHEM-9.0. (2000). "Technical Documentation for UTCHEM-9.0. A Three-Dimensional Chemical Flood Simulator", Austin: University of Texas.

[19] Bell, J., Pawluckiewicz, I. Craig, Alastair. (2015). "Advanced Rock Properties Study for Cepsa Colombia": United Kingdom: Core Laboratories Ltd.

[20] Quintanilla, G. A. (2012). "Determinación de un nuevo patrón de inyección de agua a partir del análisis de la inyección de trazadores en un campo de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena". Bogotá: Universidad de América. 168-169 pp.

[21] Tauer, Klaus., "Emulsions – Definitions, Preparation Methods and Some Properties". Germany, Am Mühlenberg: MPI Colloids and Interfaces.

[22] Sho-wei, L., Shahin, G. T., Graham, G. M., Simpson, C., Kidd, S. (2011). "Scale Control and Inhibitor Evaluation of an Alkaline Surfactant Polymer Flood". Paper SPE 141551-MS presentado en SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Woodlands, Texas, USA, 11-13 Abril, 2011.