



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

**“Análisis técnico-comparativo de factibilidad,
sobre la inyección de agua de baja salinidad,
aplicada como proceso de Recuperación
Mejorada de Aceite en la Cuenca de
Chicontepec”**

Tesis

Que para obtener el título de:

Ingeniero Petrolero

Presenta:

Alberto López Manríquez

Director de Tesis:

Dr. Rafael Rodríguez Nieto



México, D. F., Ciudad Universitaria, 2011

AGRADECIMIENTOS:

Este trabajo de tesis es el resultado del apoyo y guía de todos aquellos quienes gracias a sus enseñanzas me han permitido llegar hasta el punto en que hoy me encuentro.

Por esto agradezco a mi Director de Tesis, el Dr. Rafael Rodríguez Nieto, por su tutela durante el desarrollo de este trabajo bajo. A todos mis familiares, especialmente a mis abuelos, J. Jesús López Jasso y Consuelo Manríquez Ramos; y a mi madre, Elsa López Manríquez; quienes a lo largo de toda mi vida han apoyado y motivado mi formación académica, creyeron en mí en todo momento y no dudaron de mis habilidades.

A mis profesores a quienes les debo gran parte de mis conocimientos, gracias a su paciencia y enseñanza, y finalmente un eterno agradecimiento a mi Alma Mater, la Universidad Nacional Autónoma de México la cual abre sus puertas a jóvenes como nosotros, preparándonos para un futuro competitivo y formándonos como personas de bien.

Alberto López Manríquez

	PAG
AGRADECIMIENTOS	
CONTENIDO	
OBJETIVO DEL TRABAJO	
I. SITUACIÓN ACTUAL DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO	1
1.1 Declinación en la producción de hidrocarburos	2
1.2 Potencial de restitución de reservas	4
1.3 Programa Nacional de Infraestructura	6
1.4 Planes para Incursionar en aguas profundas	7
II. ETAPAS EN LA VIDA PRODUCTIVA DE UN YACIMIENTO	9
2.1 Exploración y descubrimiento	9
2.2 Delimitación	12
2.3 Desarrollo	14
2.4 Explotación por comportamiento primario	16
2.5 Recuperación Secundaria y Mantenimiento de Presión	17
<i>2.5.1 Conceptos básicos</i>	18
<i>2.5.2 Inyección de agua</i>	20
<i>2.5.3 Inyección de gas</i>	21
<i>2.5.4 Gas no hidrocarburo</i>	22
2.6 Recuperaciones Terciaria y Mejorada	23
<i>2.6.1 Conceptos básicos</i>	24
<i>2.6.2 Métodos de EOR</i>	26
<i>2.6.3 Métodos térmicos</i>	26
2.6.3.1 Estimulación cíclica con vapor (CSS)	28
2.6.3.2 Inyección de vapor	28
2.6.3.3 Drene por gravedad ayudado con vapor (SAGD)	29

<u>2.6.3.3.1 VAPEX</u>	30
<u>2.6.3.3.2 ES-SAGD</u>	30
<u>2.6.3.3.3 SAGP</u>	31
2.6.3.4 Combustión in-situ: Procesos THAI y CAPRI	31
2.6.4 <i>Procesos no térmicos</i>	32
2.6.4.1. Inyección miscible	32
<u>2.6.4.1.1 Proceso de baches miscibles</u>	33
<u>2.6.4.1.2 Empuje por gas enriquecido</u>	33
<u>2.6.4.1.3 Empuje por gas vaporizado</u>	33
<u>2.6.4.1.4 CO₂ miscible</u>	34
<u>2.6.4.1.5 Nitrógeno miscible</u>	34
2.6.4.2 Procesos químicos	34
<u>2.6.4.2.1 Inyección de polímeros</u>	35
<u>2.6.4.2.2 Inyección de surfactantes</u>	35
<u>2.6.4.2.3 Inyección de álcalis</u>	35
<u>2.6.4.2.4 Inyección micelar</u>	36
<u>2.6.4.2.5 Inyección combinada álcalis-surfactante-polímeros (ASP)</u>	36
<u>2.6.4.2.6 Recuperación Mejorada Microbial de Aceite (MEOR)</u>	36
<u>2.6.4.2.7 Inyección de espuma</u>	37
III. INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD	38
3.1 Salinidad del agua de inyección	38
3.2 Interacciones en el sistema roca-fluidos	39
3.3 Impacto de la salinidad en la recuperación de aceite	40
3.3.1 <i>Yacimientos de carbonatos</i>	41

3.3.2 Yacimientos de areniscas	42
3.4 Mecanismos de acción propuestos	46
3.4.1 Migración de partículas finas	46
3.4.2 Variación del pH	47
3.4.3 Intercambio Iónico Multicomponente (MIE)	50
3.5 Factores que afectan la eficiencia de la recuperación	54
3.5.1 Propiedades petrofísicas y mineralógicas	54
3.5.1.1 Arcillas y su potencial para el MIE	55
<u>3.5.1.1.1 Grupo de la caolinita</u>	56
<u>3.5.1.1.2 Grupo de la atapulgita</u>	57
<u>3.5.1.1.3 Grupo de la illita</u>	57
<u>3.5.1.1.4 Grupo de la montmorillonita (esmeclita)</u>	57
3.5.1.2 Contenido de carbonatos	58
3.5.1.3 Mojabilidad del sistema	58
3.5.2 Permeabilidad	61
3.5.3 Porosidad	62
3.5.4 Salinidades del agua congénita y de inyección	62
3.6 Análisis del incremento en la recuperación de aceite, en base a su aplicación durante las diferentes etapas en la vida productiva de un yacimiento	64
IV. BRITISH PETROLEUM Y LA TECNOLOGÍA LOSAL® EOR	66
4.1 Trabajos con la Universidad de Wyoming	66
4.2 Modelado del Proceso de Recuperación LoSal®: Correcta Aplicación de la Tecnología	68
4.2.1 Dependencia de la salinidad	70
4.2.2 Mezcla de agua congénita y agua inyectada	72
4.2.3 Formación de bancos de agua congénita	74

4.2.4 Solución de Buckley-Leverett extendida	75
4.2.5 Impacto de la dispersión de baches y resolución de la malla: Inyección continua vs. Inyección de baches	77
4.2.5.1 Dispersión en mallas radiales	80
4.2.5.2 Impacto de la dispersión en 2D	83
4.2.6 Dependencia de la litología	85
4.2.7 Utilización de pseudovalores	85
4.3 Aplicación a Escala de Campo en la Pendiente Norte (North Slope) de Alaska, Estados Unidos de América: Endicott Field (2008)	86
4.3.1 Propiedades Petrofísicas	88
4.3.2 Composición Mineralógica	89
4.3.3 Composición del Agua Congénita	89
4.3.4 Descripción del Proceso Utilizado	90
4.3.4.1 Inyección a núcleos	90
4.3.4.2 Adquisición de la saturación inicial de agua	90
4.3.4.3 Proceso de añejamiento	91
4.3.4.4 Inyección de agua, para alcanzar la saturación de agua residual con alta salinidad	91
4.3.4.5 Procedimiento de inyección de baches de baja salinidad	91
4.3.4.6 Teoría de ondas de salinidad y su modelado	91
4.3.5 Resultados	93
4.3.5.1 Utilización de registros con línea de acero para determinar el contenido de caolinita	95
4.3.5.2 Pruebas de trazadores químicos a un solo pozo (SWCTT)	96
V. FACTIBILIDAD DE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN MÉXICO: CUENCA DE CHICONTEPEC	99

5.1 Generalidades	100
5.2 Datos históricos y resultados	101
5.3 Ubicación	108
5.4 Modelo geológico y composición mineralógica	110
<i>5.4.1 Secuencia estratigráfica</i>	112
<i>5.4.2 Clasificación de facies</i>	114
<i>5.4.3 Modelo depositacional</i>	115
<i>5.4.4 Diagénesis y alteración de propiedades</i>	116
5.5 Análisis Petrofísico	117
<i>5.5.1 Modelo de Porosidad</i>	118
<i>5.5.2 Modelo de Permeabilidad</i>	120
5.6 Composición del aceite	122
5.7 Composición del agua congénita	123
5.8 Prueba piloto de inyección de agua en el Campo Agua Fría (1999)	124
<i>5.8.1. Inyección de agua congénita sin tratamiento</i>	126
<i>5.8.2 Resultados</i>	127
5.9 Simulación de prueba de inyección de agua con TOUGHREACT®	130
<i>5.9.1 Inyección de agua de formación (congénita) al yacimiento</i>	139
5.9.1.1 Datos geoquímicos	140
5.9.1.2 Caso 1 (caso de referencia)	142
5.9.1.3 Caso 2 (caso optimista)	145
5.9.1.4 Caso 3 (peor caso o caso pesimista)	145
<i>5.9.2 Inyección de agua tratada al yacimiento</i>	147
<i>5.9.3 Limitante en la permeabilidad del yacimiento</i>	149
<i>5.9.4 Análisis de resultados</i>	150

5.10 Análisis técnico comparativo sobre la inyección de agua de baja salinidad aplicada en Chicontepec	151
<i>5.10.1 Resultados obtenidos en laboratorio</i>	153
5.10.1.1 Nina Loahardjo, Xina Xie, Peigui Yin & Norman R. Morrow (2007)	154
<u>5.10.1.1.1 Núcleo 2065/1</u>	156
<u>5.10.1.1.2 Recuperación Secundaria por inyección de agua de mar – Núcleos 2060/4, 2060/1 y 2065/3B</u>	157
<u>5.10.1.1.3 Núcleo 2060/4</u>	158
<u>5.10.1.1.4 Núcleo 2060/1</u>	161
<u>5.10.1.1.5 Analogías con los yacimientos de Chicontepec</u>	163
5.10.1.2 M. Cissokho, S. Boussour, Ph. Cordier, H. Bertin & G. Hamon. (2009)	165
<u>5.10.1.2.1 Medio poroso</u>	166
<u>5.10.1.2.2 Salmueras</u>	166
<u>5.10.1.2.3 Aceite</u>	167
<u>5.10.1.2.4 Experimentos de dos fases</u>	167
<u>5.10.1.2.5 Efectos de la composición y concentración de la salmuera</u>	168
<u>5.10.1.2.6 Dispersión durante la inyección</u>	172
<u>5.10.1.2.7 Efecto de la temperatura de desplazamiento</u>	172
<u>5.10.1.2.8 Analogías con los yacimientos de Chicontepec</u>	173
5.10.1.3 “Desplazamiento de Aceite en Núcleos, con Salmuera de Baja Salinidad” [Rivet (2009)]	175
<u>5.10.1.3.1 Inyección paralela en núcleos Berea</u>	177
<u>5.10.1.3.2 Inyección en serie en núcleos del Yacimiento C</u>	181

<u>5.10.1.3.3 Analogías con los yacimientos de Chicontepec</u>	186
5.10.2 <i>Resultados obtenidos a escala de campo</i>	188
5.10.2.1 Cuenca Powder River	189
<u>5.10.2.1.1 Yacimiento West Semlek</u>	191
<u>5.10.2.1.2 Yacimiento North Semlek</u>	193
<u>5.10.2.1.3 Yacimiento Moran</u>	193
<u>5.10.2.1.4 Resultados</u>	194
<u>5.10.2.1.5 Analogías con los yacimientos de Chicontepec</u>	197
5.10.2.2 Inyección de agua de baja salinidad: Utilización de pruebas Registro-Inyección-Registro (LIL)	199
<u>5.10.2.2.1 Descripción del yacimiento</u>	199
<u>5.10.2.2.2 Procedimientos de inyección y de toma de registros</u>	200
<u>5.10.2.2.3 Preparación de la salmuera</u>	202
<u>5.10.2.2.4 Desarrollo de la prueba</u>	203
<u>5.10.2.2.5 Analogías con los yacimientos de Chicontepec</u>	206
VI. MÉTODOS DE OBTENCIÓN DEL AGUA DE INYECCIÓN	209
6.1 Identificación de fuentes potenciales de agua	210
6.2 Compatibilidad: Interacciones agua-roca y agua-agua; y el daño a la formación	211
6.3 Tratamiento del agua para su inyección: Desalinización	213
6.3.1 <i>Procesos térmicos o de destilación</i>	215
6.3.2 <i>Procesos de membranas permeables</i>	216
6.3.2.1 Electrodiálisis (ED)	217
6.3.2.2 Osmosis Inversa (RO)	217
CONCLUSIONES	219

PROPUESTAS	224
NOMENCLATURA	226
REFERENCIAS	229

OBJETIVO DEL TRABAJO:

El proyecto de tesis tiene como propósito principal comprobar la factibilidad de aplicación de la inyección de agua de baja salinidad, como proceso de Recuperación Mejorada de Aceite en la Cuenca de Chicontepec, tomando como base la identificación de las propiedades de los sistemas roca-fluidos, que se encuentran en los yacimientos de esta cuenca y el estado actual de la tecnología de inyección de agua de esa característica.

Estas propiedades son: permeabilidad, porosidad, composición mineralógica, así como la composición y propiedades de los fluidos. Esto con el fin de compararlas con las mismas propiedades, pero de yacimientos en donde, de manera exitosa, se ha efectuado la aplicación de esta tecnología, específicamente en la región de la Pendiente Norte (North Slope) de Alaska, en Estados Unidos de América.

Para lograr este objetivo se plantea desarrollar un trabajo en el cual se expliquen los mecanismos físicos y químicos, mediante los cuales actúa la inyección de agua de baja salinidad, así como las propiedades petrofísicas de la roca y composición de los fluidos que favorecen su aplicación en un yacimiento.

Lo anterior fundamentado en los trabajos realizados por P. Birkle, K. Pruess & T. Xu (2009), quienes a través de inyecciones a diversos núcleos de areniscas, pruebas piloto y simulaciones en TOUGHREACT®; demostraron, en principio, que **la inyección de agua congénita debidamente tratada, representaba una posibilidad de aplicación en Chicontepec.**

Crucial para el éxito de esta tecnología, es el contar con un análisis detallado del tipo y concentración de arcillas presentes en el yacimiento, concentración de carbonatos, acidez del crudo y composición del agua congénita de la formación; sin dejar de lado la permeabilidad, porosidad y mojabilidad de la formación, que afectarán y determinarán el flujo de fluidos a través del yacimiento.

Una vez que se detalle lo descrito en los párrafos anteriores, se planteará una serie de parámetros óptimos para la aplicación de la inyección de agua de baja salinidad a un yacimiento, basados en la experiencia obtenida por British Petroleum a través de su tecnología LoSal® EOR, la cual hasta el momento representa la única tecnología de inyección de agua de salinidad reducida, diseñada totalmente como tal, que ha tenido resultados exitosos a escala de campo.

Posteriormente se realizará un análisis técnico-comparativo en el que se demuestre fehacientemente que las características de los yacimientos en donde se han llevado a cabo proyectos exitosos de inyección de agua de baja salinidad, permiten asumir, con cierto grado de certeza, que Chicontepec cumple con los criterios básicos necesarios para aplicar la Recuperación Mejorada por Inyección de Agua de Baja Salinidad.

Cabe mencionar que los investigadores aún no han llegado a un acuerdo con respecto a los mecanismos precisos que permiten aumentar la recuperación de aceite con inyección de agua de baja salinidad. Por ello, se comentarán en este trabajo cada uno de dichos mecanismos.

I. SITUACIÓN ACTUAL DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO

La caída en las reservas de aceite (Fig. 1.1) y la declinación de producción del Campo Cantarell representan nuevos retos para la industria del petróleo en México. Se requieren urgentemente reformas de amplio rango, que incluyan planes ambiciosos para el desarrollo de campos en aguas profundas del Golfo de México y el aumentar el presupuesto de inversión en proyectos de recuperaciones secundaria y terciaria o mejorada que permitan reactivar campos marginales.

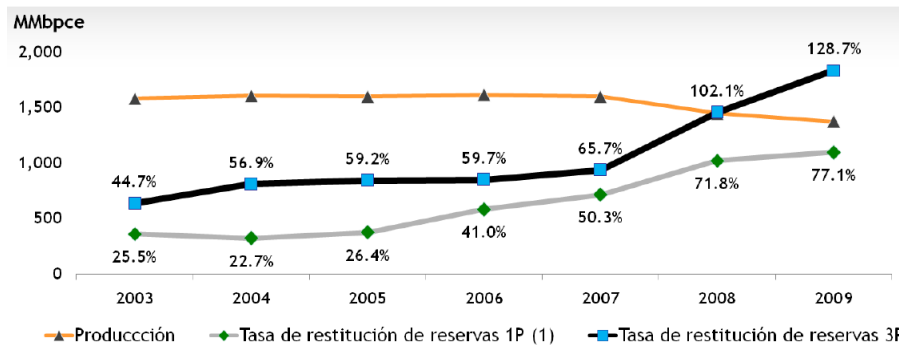


Fig. 1.1. Tendencia histórica de la tasa de restitución de reservas hasta el año 2009. Nótese que hasta el 2009 aún se producía más aceite del que se lograba restituir en Reservas 1P . (PEMEX, 2010)

En la Fig. 1.2 se muestra la situación actual de los proyectos petroleros de Pemex Exploración y Producción, observándose que el grueso del portafolio de proyectos se encuentra en franca declinación. De especial importancia son los proyectos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, que en conjunto suman más del 50% de la producción nacional diaria de petróleo, los cuales se encuentran en declinación y madurez respectivamente.

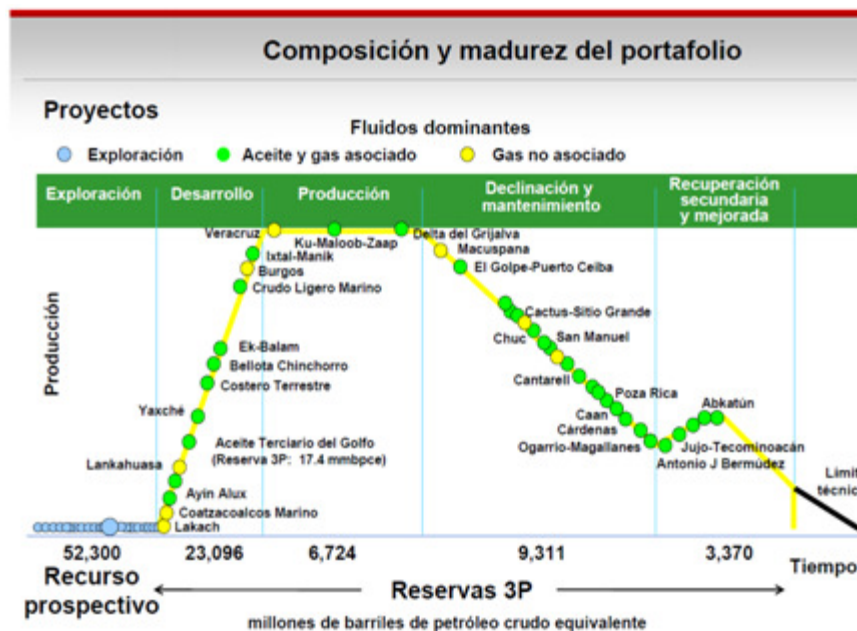


Fig. 1.2. Proyectos petroleros en México, donde se muestra que Cantarell está en franca declinación y Ku-Maloob-Zaap ya se encuentra en su máximo desarrollo. (PEMEX, 2009)

1.1 Declinación en la producción de hidrocarburos

La producción de aceite de México, la cual alcanzó un pico de 3,455,000 [bpd] (barriles por día) a finales del 2003, ha caído consistentemente por debajo de los 3,000,000 [bpd] desde octubre del 2007, con estimaciones del gobierno sugiriendo que ésta podría caer hasta los 2,140,000 [bpd] en un plazo de diez años.

La producción en 2007 promedió 3,082,000 [bpd], 5.4% por debajo del promedio en 2006 de 3,256,000 [bpd], reflejando una declinación continua en el Campo Cantarell. Las cifras de producción en este campo durante los primeros meses de 2011 indican una aportación de 500,000 [bpd] de aceite a la producción nacional diaria.

La caída de Cantarell fue abrupta a partir de 2007, con una producción, a principios de 2008 de 900,000 [bpd] menos que su nivel pico de 2,140,000 [bpd] alcanzada en diciembre de 2003. Actualmente Cantarell aporta menos del 40% de la producción de aceite de México, comparado con el 63% de aportación en 2004.

La declinación en la producción ha podido ser sobrellevada por incrementos significativos en otros campos costa afuera de la Bahía de Campeche. El complejo de aceite pesado Ku-Maloob-Zaap (**Fig. 1.3**), con sus nuevos desarrollos: los Campos Bacab y Lum; es el que más ha incrementado su producción en alrededor de 500,000 [bpd] durante un lapso de 6 años a partir de 2004, mientras que la producción en el total de los proyectos de aceite ligero costa afuera tuvieron un incremento de 200,000 [bpd].

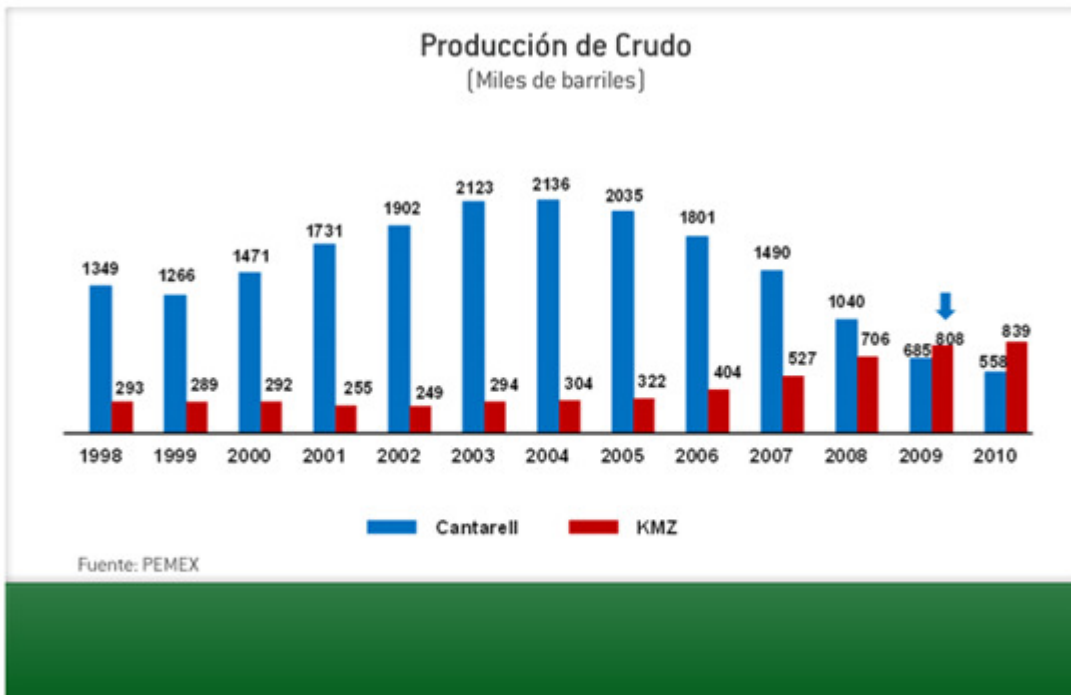


Fig. 1.3. Producción de crudo de los Activos Integrales Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, en donde se observa que a partir de 2004 la producción de este último ha incrementado constantemente hasta el año 2009; cuando finalmente supera la producción de Cantarell. (PEMEX, 2010)

La **Fig. 1.4** muestra la producción de aceite en México a Agosto de 2010 la cual es de 2,605,000 [bpd] y se ha mantenido en niveles estables desde 2009.

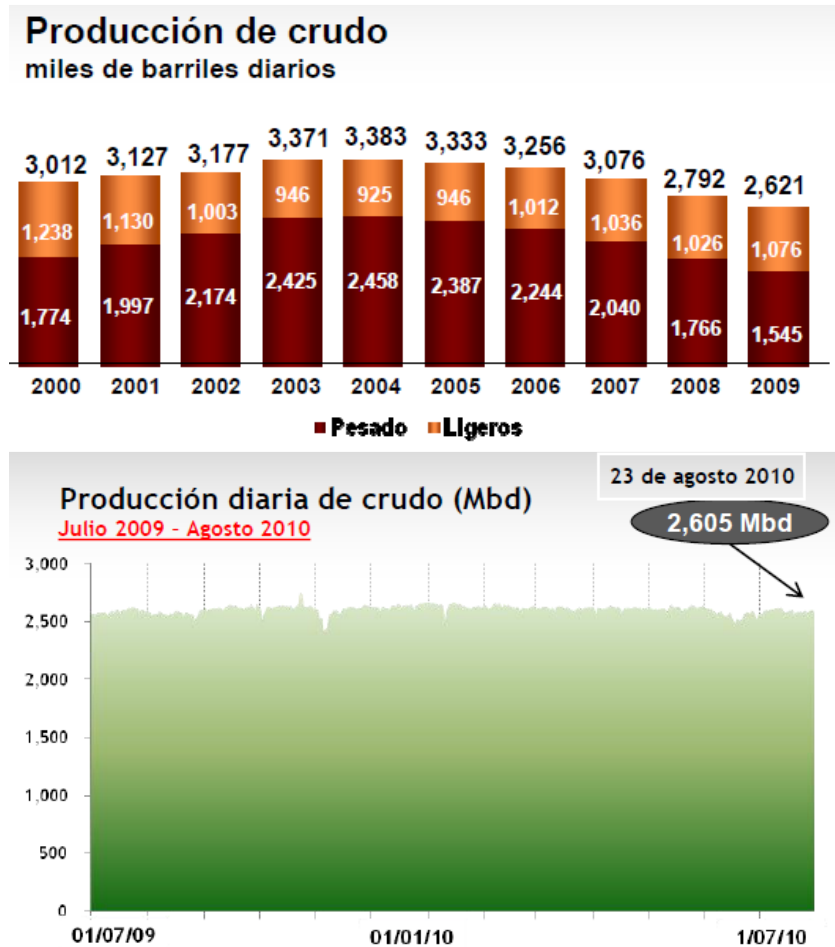


Fig. 1.4. Producción de aceite en México al 23 de agosto de 2010, la cual se ha mantenido a niveles estables desde 2009 debido al incremento en la producción del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap. (PEMEX, 2010)

En el largo plazo, las expectativas de Petróleos Mexicanos sobre Cantarell no son buenas. Las estimaciones oficiales apuntan a que la producción del campo caerá continuamente hasta estabilizarse en alrededor de 399,000 [bpd]. Sin embargo, Petróleos Mexicanos no tiene otros campos capaces de compensar esta declinación, especialmente debido a que se espera que el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap alcance su pico de producción muy pronto, y que los proyectos de aceite ligero costa afuera se encuentran ya cerca de su potencial máximo.

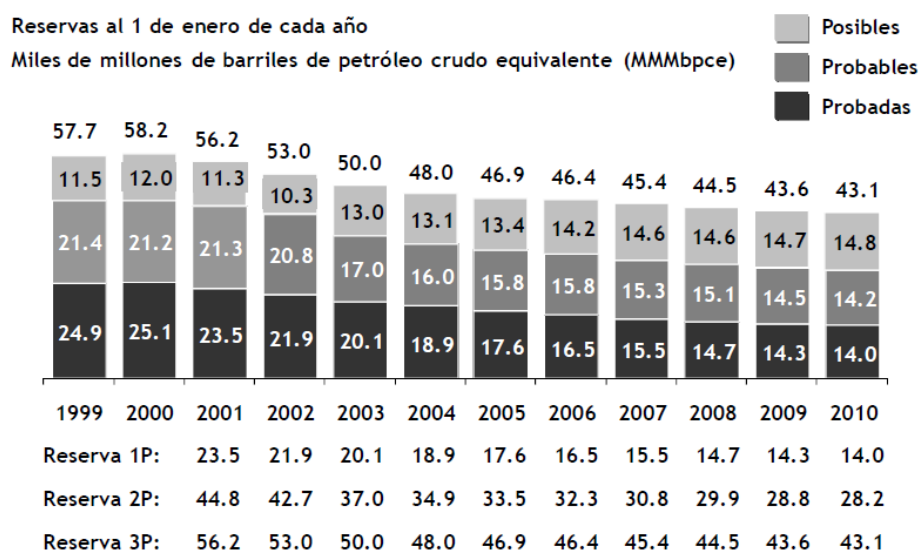
De acuerdo con estudios técnicos realizados y presentados por la Secretaría de Energía en su “Prospección de Hidrocarburos del año 2007 – 2016”, la producción de aceite en México podría caer hasta los 2, 140,000 en 2016 en un escenario “bajo” o pesimista, resultado de una limitada inversión y la postergación del desarrollo de aguas profundas.

De la misma manera, los prospectos de producción siempre muestran un escenario optimista, en el cual una reforma a la industria petrolera permitiría una mayor inversión en exploración y un rápido desarrollo de los nuevos descubrimientos. Bajo este escenario, la producción de aceite en México promediaría los 3, 260,000 [bpd] en un plazo de 10 años, elevándose a 3,400,000 [bpd] en 2016.

1.2 Potencial de restitución de reservas

Las reservas de aceite probadas de México han caído de manera continua desde 1982 (Fig. 1.5), reflejando una explotación intensiva de los campos petroleros y una falta de inversión en la exploración; inversión que debiera ir enfocada a la búsqueda de nuevas reservas, pero que fue considerada innecesaria desde 1980 hasta el año 2000, dado el tamaño de las reservas de México. Sin embargo, el 70% del presupuesto de PEMEX Exploración y Producción es canalizado en gran parte hacia la producción [*1].

Evolución de las reservas



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.
A partir del año 2002 se adoptan los lineamientos de la SEC en reservas probadas

Fig. 1.5. Evolución de las reservas de hidrocarburos en México, las cuales muestran una caída progresiva desde 1999, indicando que se restituye un volumen menor de hidrocarburos que aquel que se produce. (PEMEX, 2010)

México ha estado sobreexplotando sus campos, alcanzando picos de producción que no son sostenibles debido a la ausencia de nuevos descubrimientos y un nivel inadecuado en la restitución de reservas.

La industria petrolera nacional ha prosperado, por décadas, con base en la explotación de campos gigantes. Comenzando con el Campo Poza Rica de 1950 a 1960; posteriormente los complejos de Cárdenas, Bermúdez y Jujo-Tecominoacán en Tabasco durante la década de 1970 y 1980; luego el

* Ver Referencias

complejo costa afuera Abkatún-Pol-Chuc en la Bahía de Campeche en 1990; sin dejar a un lado Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, campos gracias a los cuales México mantiene en gran medida su producción actual.

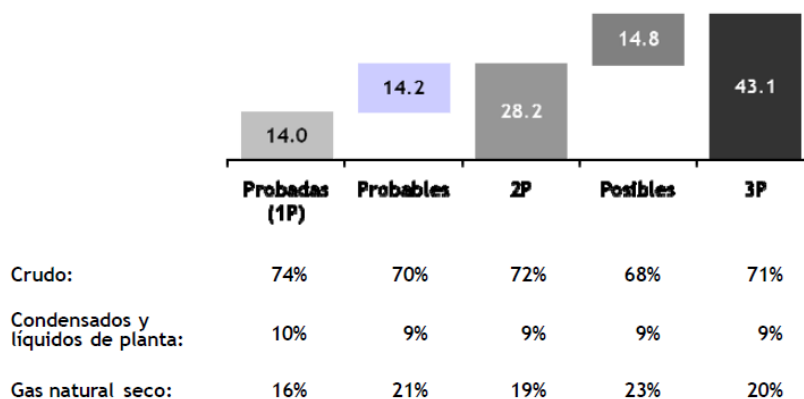
Sin embargo, el problema actual es que no existen descubrimientos capaces de tomar el lugar de Cantarell y Ku-Maloob-Zaap en el corto plazo, sumándose a esto el hecho de que Cantarell se encuentra ya en franca declinación y Ku-Maloob-Zaap se espera comience su etapa natural de declinación antes del mediano plazo ^[2].

El estimar las reservas de aceite en México ha sido un asunto controversial. Las reservas oficiales han caído estrepitosamente en el transcurso de la década pasada, en parte debido a la implantación de estándares internacionales para su cálculo ^[3].

Las reservas probadas de aceite (**Fig. 1.6**) se encuentran alrededor de los 14 [mmmbpce], equivalentes a cerca de 10.2 años de producción a gasto actual (**Fig. 1.7**). Sin embargo, las reservas totales 3P (Probadas, Probables y Posibles) suman un total de 43 [mmmbpce] ^[4].

Reservas 3P al 1 de enero de 2010

Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMBpce)



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Fig. 1.6. Reservas 3P (Probadas, Probables y Posibles) al 1 de enero de 2010. (PEMEX, 2010)

Conforme México ha dirigido sus esfuerzos de exploración hacia las aguas profundas del Golfo de México, ha habido mucha especulación con respecto a los “recursos prospectivos”: volúmenes no probados de aceite identificados a través de estudios geocientíficos en áreas donde no se ha llevado a cabo perforación alguna.

Sin embargo, se estima que México puede poseer cerca de 43.5 [mmmbpce] en “recursos prospectivos”, de los cuales 29.5 [mmmbpce] se encuentran en aguas profundas, con otros 14 [mmmbpce] en aguas someras o tierra ^[5].

Relación reserva-producción*

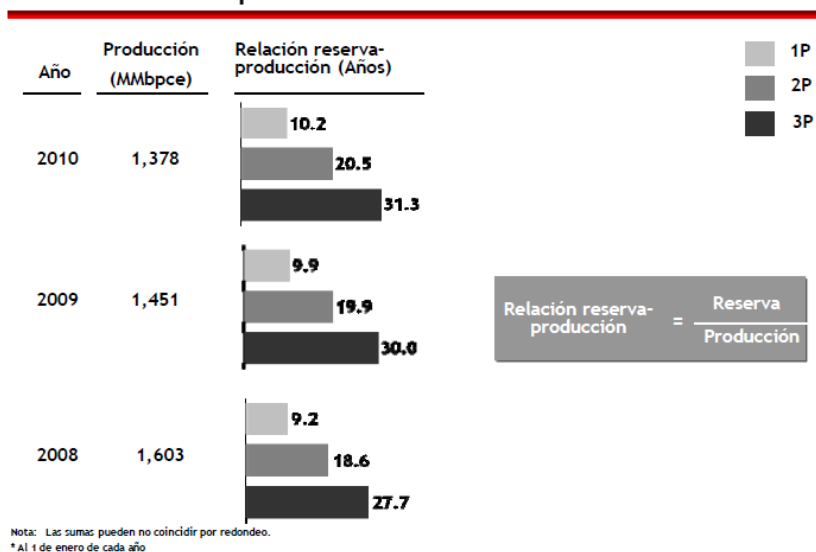


Fig. 1.7. Relación reserva-producción de hidrocarburos al 1 de enero de 2010. Nótese que en los últimos 3 años dicha relación, para reservas 1P se incrementó en un año, sin embargo, esto se debe a la caída en la producción diaria y no a la restitución de reservas. (PEMEX, 2010)

La falta de experiencia, las plataformas disponibles y un apropiado marco legal han frenado los esfuerzos de PEMEX para avanzar en la exploración de aguas profundas. Mientras tanto, se han realizado algunos esfuerzos por desarrollar algunos campos maduros en tierra y mejorar los factores de recuperación usando mejores tecnologías en los campos costa afuera existentes^[6].

La mayoría de los observadores creen que México aún tiene una gran cantidad de reservas por ser descubiertas, pero los resultados en la exploración han sido muy pobres.

Algunos datos muestran que México tiene un gran potencial de reservas en un área de 750,000 [km²] del Golfo de México mientras que otros mencionan que existe un área de 1,200,000 [km²] de territorio sin explorar. De cualquier forma, solo el 25% del primer dato ha sido explorado. Ese 25% sin embargo, incluye las cuencas ubicadas en tierra firme y aguas someras que constituyen las regiones con mayor contenido de aceite en México. En otras palabras, prácticamente no se ha descubierto aceite en las áreas más accesibles durante los años recientes.

1.3 Programa Nacional de Infraestructura^[7]

El gobierno actual ha establecido algunas metas en política de energía como parte de su Plan Nacional de Desarrollo. La meta principal del plan es el “asegurar un confiable, suministro de energía con calidad y a precios competitivos, hacia los consumidores”. También llama a una “revisión del marco legal (...) para fortalecer a PEMEX y promover una mayor competencia.”

El actual gobierno también ha detallado su Programa Nacional de Infraestructura, el cual incluye inversiones por \$75,000 millones de pesos en exploración y producción; \$27,000 millones de

pesos en refinación; y \$6,500 millones de pesos en gas y petroquímica hacia PEMEX durante su periodo de mandato de 2007-2012.

Para la producción de gas natural, el escenario base es de 5.0 [mmmpcd] en 2012. A finales del 2007 y principios del 2008, la producción se mantuvo cercana a los 6.4 [mmmpcd]. Sin embargo, después de crecer constantemente durante los últimos tres años, la producción de gas natural se ha estancado y parece poco probable que pueda incrementarse más.

En refinación, el procesado de crudo se prevé se mantenga constante hasta 2012 en 1,400,000 [bpd], de acuerdo a los estimados del programa. Sin embargo, un escenario optimista podría plantearse con el comienzo en el trabajo de una nueva refinería durante el gobierno actual. La refinería podría ser terminada en ocho o diez años. Si esto ocurriera, el procesamiento de crudo podría estar alrededor de 1,800,000 y 2,100,000 [bpd] en 2015 o 2017.

1.4 Planes para incursionar en aguas profundas ^{[8]}**

El Gobierno Federal ha decidido priorizar la exploración de campos en aguas profundas, y particularmente, la explotación de yacimientos transfronterizos en las aguas profundas del Cinturón Plegado de Perdido ubicado en la frontera marítima entre Estados Unidos y México, en donde las aguas tienen una profundidad de entre 2,500-3,000 [m],

Compañías petroleras internacionales se encuentran trabajando actualmente en campos tales como Great White, Trident, Baha y Hammerhead del lado estadounidense. Estudios de sísmica llevados a cabo por PEMEX muestran que los campos transfronterizos en Perdido tienen buenas posibilidades de existir.

PEMEX estima, especulativamente, que existen alrededor de 29 [mmmbpce] en recursos prospectivos de aceite en la parte profunda del Golfo de México. Aún así, PEMEX no tiene experiencia relevante en aguas profundas, habiendo contratado y llevado a cabo la perforación de solo cuatro pozos en aguas con un tirante máximo de 1000 [m] en el Sureste de México, los cuales no arrojaron resultados concluyentes.

México no tiene producción de aceite en aguas profundas, ni tampoco se espera producción alguna al menos hasta la mitad de la próxima década, debido a que los proyectos de aguas profundas requieren al menos de un periodo de ocho a nueve años para madurar. Sin embargo, la posición del gobierno es que México debe llevar a cabo un gran progreso en los proyectos de aguas profundas ahora, si es que aspira a mantener la producción de aceite y los ingresos al gobierno en el largo plazo, dado que las reservas probadas de aceite existentes, tanto en tierra como en aguas someras, se espera tengan una duración de solo 10 años.

Dados los altos costos de exploración y de desarrollo, PEMEX también requerirá una mucha menor tasa de impuestos con el fin de explotar los yacimientos en aguas profundas de manera costea-ble.

** Cuando la Referencia se coloca al lado del título del apartado (incluidos subapartados), se indica que, cualquier dato de relevancia fue obtenido de esa fuente, a menos que se indique una referencia adicional dentro del contenido.

Se argumenta en México que los yacimientos transfronterizos podrían ser explotados de manera unilateral en un plazo de pocos años por compañías internacionales que se encuentran ya trabajando del lado estadounidense de la frontera, una vez que una moratoria de 10 años ya ha expirado en 2010, la cual estipulaba la no perforación de pozos en una rango de 4 [km] en ambos lados de la frontera.

Por el momento, Petróleos Mexicanos ha demostrado su deseo en ingresar al mercado de las plataformas semisumergibles mediante el otorgamiento de tres contratos para obtener ese tipo de plataformas con capacidad operativa en tirantes de agua de hasta 3,000 [m]. Los tres contratos, cada uno con un valor cercano a \$1,000 millones de pesos cubren la construcción de las plataformas, las cuales serán rentadas ^[9] por un periodo de perforación de 5 años a compañías mexicanas, británicas y noruegas, las cuales construirán sus unidades en Corea, Rusia y Singapur.

El asunto de las aguas profundas ha sido postergado en México y necesita ser mantenido en perspectiva. En la porción estadounidense del Golfo, los campos en aguas profundas proveen poco más de 1,000,000 [bpd] de aceite a pesar de casi treinta años de intensa inversión y desarrollo. México no puede esperar de manera realista lograr mejores resultados o encontrar un campo supergigante en aguas profundas para sustituir a Cantarell.

II. ETAPAS EN LA VIDA PRODUCTIVA DE UN YACIMIENTO

Desde la búsqueda o exploración y a lo largo de su explotación un yacimiento tendrá que pasar por una serie de escalones cronológicos cuyo objetivo será el de permitir la extracción racional y lograr el mayor factor de recuperación de los hidrocarburos que se encuentran almacenados en la roca almacén.

En este apartado se explica cada una de las etapas presentes durante la explotación de un yacimiento:

- Exploración
- Descubrimiento
- Delimitación
- Desarrollo
- Explotación por comportamiento primario
- Recuperación Secundaria
- Recuperación Terciaria o Mejorada

2.1 Exploración y descubrimiento ^[10] ^[11]

La exploración en búsqueda de gas y aceite es considerada tanto un arte como una ciencia. Ésta debe combinar el análisis científico e imaginación, para resolver de manera exitosa el problema de encontrar y recuperar hidrocarburos.

Durante esta etapa tres ciencias están fuertemente involucradas, las cuales están representadas a través de sus profesionistas:

1. Un geólogo es un científico que estudia la tierra mediante el examen de las rocas y la interpretación de su historia. Sin embargo, es el geólogo petrolero quien se especializa en la exploración y desarrollo de yacimientos de hidrocarburos.
2. Un geoquímico petrolero utiliza la química para estudiar la tierra en busca de evidencia que sugiera la presencia de hidrocarburos en las muestras tanto de fluidos como de rocas, obtenidas a su vez de afloramientos o del subsuelo.
3. Un geofísico aplica la física y las matemáticas para estudiar la tierra. Ellos utilizan particularmente 3 métodos –gravimétricos, magnéticos y sísmicos- para explorar es busca de petróleo.

Desde finales del siglo XIX y durante los primeros años de exploración petrolera, los primeros hallazgos petroleros fueron el resultado de excavar y perforar en zonas cercanas a manifestaciones naturales de aceite o gas (**Fig. 2.1**).

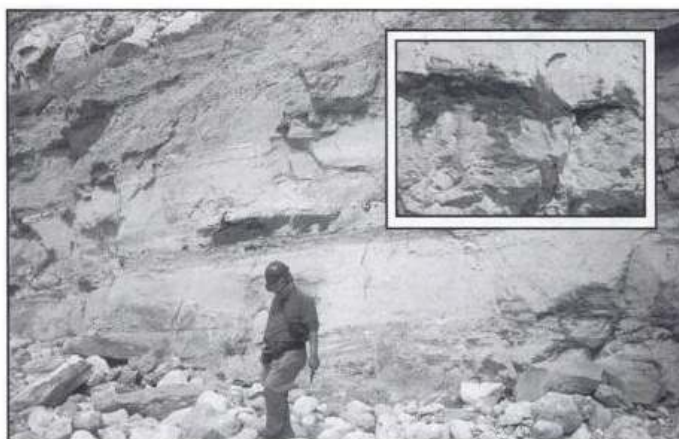


Fig. 2.1. Manifestación natural de aceite en Dorset Coast, Inglaterra. El acercamiento muestra una impregnación de aceite en la roca. (Norman J. Hyne, Ph.D., 2001)

Este fue el caso del primer pozo comercial perforado en 1859 a una profundidad de 21 [m] en Oil Creek, Pensilvania. El perforador William “Uncle Billy” Smith y el operador Edwin L. Drake para la Seneca Oil Company, seleccionaron el área debido a la presencia de manifestaciones naturales de aceite con el único propósito de incrementar el flujo de aceite hacia la superficie.

Durante los 50 años siguientes a este acontecimiento los pozos exploratorios eran perforados aleatoriamente cerca de manifestaciones naturales (**Fig. 2.2**). Y es que debido a la alta frecuencia de dichas manifestaciones; la suerte y la intuición eran suficientes para encontrar yacimientos explotables comercialmente en la mayoría de los casos, destacando que raramente se recurría a la geología para localizar sitios de perforación.

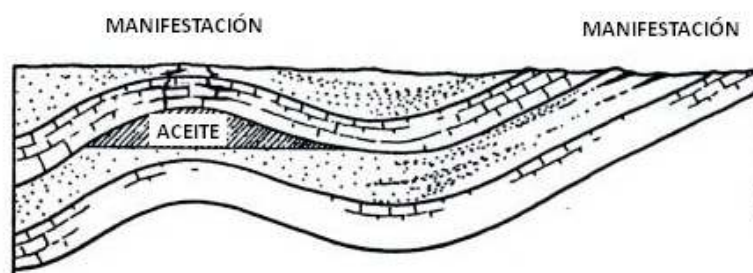


Fig. 2.2. Manifestación natural de aceite vinculada a una trampa geológica. (Norman J. Hyne, Ph.D., 2001)

A principios de 1900 finalmente fue aceptado que el aceite se acumulaba en trampas geológicas, en lo que hasta ese momento se denominó como la “Teoría de los Anticlinales” ^[12] que fue sugerida desde finales del siglo XIX. De esta manera las compañías petroleras contrataron a los primeros geólogos para crear mapas de las capas de sedimentos a partir de afloramientos en la superficie.

Los mapas geológicos son una representación de la distribución de rocas y otros materiales geológicos de diferentes litologías y edades a través de la superficie de la tierra o debajo de ella. El explorador a través de la geología, geoquímica y geofísica, mide y describe las secciones de roca; representando gráficamente las diversas formaciones en un mapa, el cual muestra su distribución.

Los mapas subsuperficiales son de gran valor para localizar características geológicas que permitan la formación de trampas y a su vez delimitar las fronteras de un posible yacimiento. A su vez, estos mapas permiten desarrollar la geología de los depósitos petroleros mediante el empleo de la correlación (**Fig. 2.3**) para construir secciones de estratos a lo largo de una extensa área de estudio.

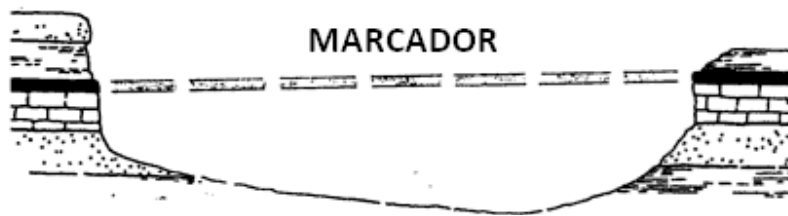


Fig. 2.3. Uso de un marcador para comenzar el desarrollo de una correlación. (*Norman J. Hyne, Ph.D., 2001*)

Los mapas subsuperficiales de tres dimensiones son posibles mediante el uso de información de pozos que ayudan a descifrar la geología subterránea de un área de gran amplitud en donde no existe información de afloramientos en la superficie.

Algunos de los mapas subsuperficiales más utilizados para la exploración y producción incluyen los realizados a través de:

1. Estudios geofísicos: sísmicos, magnéticos y gravimétricos.
2. Secciones y mapas estructurales.
3. Mapas de isopacas.
4. Mapas de litofacies.

A pesar de esto, las compañías petroleras hicieron poco uso de la geología hasta principios de 1920, cuando los métodos geofísicos de exploración permitieron mejorar la prospección de los estratos subterráneos. De tal manera que se permitió demostrar la ventaja de utilizar a la geología y geofísica como pilares en la búsqueda de petróleo.

De hecho los primeros trabajos geológicos enfocados a la búsqueda de petróleo fueron realizados por pioneros como Patillo Higgins, quien utilizó datos sobre la ubicación de manifestaciones naturales de hidrocarburos para promover la perforación en busca de aceite en la localidad de Spindletop, Texas en 1901.

En aquellos años las herramientas utilizadas por los geólogos y geofísicos eran bastante sencillas y dependían fundamentalmente de variables físicas en las propiedades de la roca: cambio de densidad, tiempo de tránsito y resistencia eléctrica.

La geología subsuperficial y la evaluación de las formaciones involucran una gran cantidad de técnicas analíticas de medición. De hecho, para poder concretar con éxito la tarea de definir los límites, capacidad de almacenamiento, contenido de hidrocarburos, productividad y valor económico de un yacimiento será necesario tomar en cuenta toda la información que se pueda obtener.

Para esto, es necesario en primer lugar definir la ubicación de un yacimiento potencial antes de poder evaluarlo. Dicha tarea recae casi exclusivamente en las manos de geólogos y geofísicos utilizando registros sísmicos, gravimétricos y magnéticos.

Existe una serie de parámetros que son necesarios para el equipo de exploración y evaluación con el fin de determinar el valor económico y las posibilidades de producción de una formación dada. Estos parámetros provienen de fuentes diversas como los registros sísmicos, toma de núcleos, análisis de recortes y los registros con línea de acero.

Los registros geofísicos, adecuadamente calibrados, proporcionan la mayor parte de los parámetros requeridos. Concretamente, éstos pueden proveer una medida directa o dar una buena indicación de:

- Porosidad, tanto primaria como secundaria
- Permeabilidad
- Saturación de agua y movilidad de los hidrocarburos
- Tipo de hidrocarburo
- Buzamiento de la formación y tipo de estructura
- Ambiente sedimentario
- Tiempo de tránsito de la formación

De esta manera la toma de registros puede dar respuesta a muchas de las preguntas en términos geológicos y económicos durante el proceso de exploración; sin embargo, como herramienta aislada no representa la respuesta definitiva a los problemas de evaluación.

En este caso otras operaciones como la toma y análisis de núcleos del yacimiento descubierto complementaran la información sobre la formación en evaluación.

2.2 Delimitación ^[13]

Durante esta etapa de la vida un yacimiento se llevarán a cabo perforaciones y análisis geológicos, con el fin de obtener la siguiente información de los intervalos productivos; que permitirá establecer en el futuro un plan para su desarrollo específico:

- a) La geometría de la formación, la cual involucra datos como su estructura, espesor, subdivisión en capas separadas, comunicación entre capas, identificación de fallas sellantes o comunicantes, fronteras y ubicación de contactos.

Estos datos son presentados usualmente en la forma de gráficas y tablas estructurales, las cuales incluyen mapas de curvas de nivel del yacimiento, mapas de isopacas y secciones geológicas. Esta información permitirá calcular el volumen original y establecer los patrones de espaciamiento entre pozos.

- b) Las características petrofísicas de la roca: permeabilidad, porosidad, elasticidad y composición, las cuales son utilizadas en diversos cálculos.
- c) Las propiedades de los fluidos a temperatura y presión de yacimiento, determinadas mediante el análisis de muestras de aceite tomadas de los pozos.
- d) Los mecanismos de empuje predominantes en el yacimiento, los cuales se establecen comparando la presión inicial de la formación con la presión de saturación o bien con la información obtenida del análisis petrofísico y de los fluidos; así como estableciendo las dimensiones del acuífero, la existencia de una zona de invasión o entrada de agua y su grado de actividad.

Una vez que se ha llevado a cabo este análisis, es posible establecer la necesidad de un proceso de mantenimiento de presión u otro, con el fin de crear un sistema artificial de empuje y calcular las reservas y vida productiva de un yacimiento.

- e) La presión inicial del yacimiento y gastos óptimos de producción en los pozos a través de pruebas de producción, las cuales son determinadas por la presión de saturación, la presión mínima de flujo y factores técnicos (tipo de pozos, estabilidad de la roca y otros).

La extracción máxima permisible es determinada usualmente por la estabilidad de la roca y las características del aparejo de producción. De igual manera, la mínima presión de fondo permisible o el máximo gasto permisible de extracción, son las condiciones que limitan del plan de desarrollo de un yacimiento.

- f) El factor de piezoconductividad de la formación, el cual caracteriza la capacidad de transmisión de los pulsos de presión a través del yacimiento; es utilizado para determinar las propiedades elásticas de la formación y de los fluidos.

Idealmente de cada pozo perforado durante la etapa de delimitación, se deberá contar con un registro exhaustivo que deberá incluir los siguientes puntos:

- a) Toma de núcleos que incluya una muestra continua de los intervalos productivos, con el fin de determinar las características petrofísicas, litológicas y de fluidos de la formación.
- b) Toma de registros eléctricos, con el fin de construir mapas estructurales y de perfiles. Recomendándose la correlación de la información de registros con la de núcleos.
- c) Toma de registros de rayos gama y de neutrón, para establecer de una manera más detallada la estructura y características físicas y de fluidos de la formación.
- d) Muestreo exhaustivo de los fluidos de la formación a condiciones de yacimiento con el fin de determinar las propiedades de los fluidos.

- e) Mediciones de presión de la formación, condiciones de flujo de los pozos bajo diferentes escenarios de operación, índice de productividad de los pozos y permeabilidad de cada intervalo.
- f) Registrar las curvas de restablecimiento de la presión de fondo estática durante el cierre de los pozos, con el fin de procesar las curvas y calcular los factores de permeabilidad y piezoconductividad.
- g) Información sobre la interacción entre pozos para establecer el grado de comunicación entre diferentes estratos.
- h) En caso de yacimientos clásticos, realizar observaciones de la movilización de partículas finas durante la operación del pozo bajo diversas condiciones y determinar el máximo gasto permisible.
- i) Analizar la composición del agua de formación.

Una vez obtenida la información anterior, será posible formular el plan de desarrollo del yacimiento. De esta manera, podemos concluir que la validez del plan de desarrollo futuro deberá basarse en la información obtenida de la perforación de pozos delimitadores y de desarrollo perforados; y que los resultados obtenidos dependerán de la aproximación y exhaustividad de los análisis geológicos, de fluidos y petrofísicos llevados a cabo durante la delimitación del yacimiento.

Sin embargo, la información obtenida durante esta etapa no puede considerarse completa ya que ésta será complementada continuamente a lo largo del proceso de desarrollo y explotación del yacimiento.

2.3 Desarrollo ^[13]

El desarrollo de un yacimiento involucra los siguientes pasos, necesarios para llevar el aceite hasta la superficie:

1. Perforar a lo largo y ancho de todo el yacimiento.
2. Controlar el movimiento del aceite y gas hacia los pozos a través de la adecuada implementación de patrones de espaciamiento y condiciones operativas.
3. Controlar la energía del yacimiento.

En yacimientos de zonas múltiples, debido a la división de la formación productora en varios intervalos productivos, se vuelve necesario planear un sistema de desarrollo independiente, para cada uno de ellos y establecer el orden en que cada uno será incorporado a producción.

El sistema de desarrollo de cada yacimiento incluye, en primer lugar, un patrón de distribución de pozos a lo largo del yacimiento. Dicho patrón se determinará a través de la identificación de los empujes predominantes en el yacimiento.

Adicionalmente, el espaciamiento entre pozos obedecerá a condiciones geológicas y económicas. Por otra parte, existen yacimientos donde las condiciones naturales que gobiernan la reserva de energía en su interior no permiten asegurar un gasto de aceite suficiente para mantener la rentabilidad de un proyecto, debido a la rápida declinación de la presión en el yacimiento. En estos casos, con el fin de mejorar las condiciones de desarrollo del yacimiento, el procedimiento usual es crear un empuje artificial mediante la inyección de agua o gas hacia la formación, para mantener la presión del yacimiento.

Por lo tanto, el programa de desarrollo debe especificar los medios que serán utilizados para controlar el yacimiento o probar la posibilidad de explotar los yacimientos sin el empleo de operaciones de mantenimiento de presión (utilizando solamente la energía natural del yacimiento).

De esta manera, un yacimiento, con sus características geológicas y físicas distintivas, puede ser desarrollado a través de una gran variedad de planes, difiriendo en el número de pozos a perforar, el orden en que son incorporados a producción y sus condiciones operativas. Esto implica que, para cada variante, habrá un gasto de producción específico, vida productiva y factor de recuperación.

Siendo así, las características económicas de cada variante serán distintas, lo que nos lleva a determinar cuál de todos los planes de desarrollo es el más racional dadas las características de nuestro yacimiento. Con este fin, es necesario establecer los criterios de un sistema racional de desarrollo, para lo cual se deben considerar los siguientes puntos:

1. *Interacción mínima entre pozos:* Entre más amplios sean los patrones de espaciamiento entre pozos, más se reducirá la interferencia entre pozos individuales, lo cual permitirá mantener presiones de fondo mayores e incrementar el gasto individual de cada pozo, dando lugar a una recuperación más rápida de la inversión en perforación y equipos.

Sin embargo, también hay que tomar en cuenta que a mayor espaciamiento se reduce el número total de pozos a perforar y por lo tanto el gasto conjunto de todos los pozos, con el beneficio de alargar la vida productiva de los pozos.

Además, si la formación no es homogénea, el incrementar el espaciamiento entre pozos aumenta la posibilidad de dejar aceite atrapado en zonas de baja permeabilidad, o bien en puntos donde no se manifiesten los efectos de la diferencial de presión.

Por lo tanto, la interacción entre pozos no puede ser considerada como el máximo criterio de racionalidad en el proceso de desarrollo de un campo.

2. *Máximo factor de recuperación:* El máximo factor de recuperación de un yacimiento se logra si el efecto de invasión del agua o gas involucra a todo el yacimiento. Además de que los gradientes de presión y gastos deben ser lo suficientemente altos como para permitir el movimiento del aceite a través de los intervalos de baja permeabilidad.

Por lo tanto, para alcanzar el máximo factor de recuperación a través de estratos heterogéneos, los pozos deben estar ubicados de manera muy cercana.

Adicionalmente, los mayores factores de recuperación se obtienen cuando la energía natural del yacimiento es alta. De esta manera, si la energía natural del yacimiento es baja se debe considerar la posibilidad de implementar algún procedimiento de inyección de fluidos.

Sin embargo, el emplear patrones de espaciamiento entre pozos densamente poblados, adicionados a la implementación de algún procedimiento de mantenimiento de presión, incrementará los costos de producción.

Esto lleva a la conclusión de que el factor de recuperación tampoco es el factor decisivo para determinar la racionalidad de un plan de desarrollo.

3. *Costo de producción mínimo:* Para cada variante del plan de desarrollo, es necesario determinar el capital de inversión necesario, así como los costos de operación y de extracción del aceite. Obviamente, desde el punto de vista económico, la variable más racional es aquella que asegure el menor costo de producción.

Generalmente, el problema de desarrollar un campo petrolero debe ser resuelto a escala nacional, siendo el factor guía la demanda de aceite de cierta calidad. De esta manera, un plan nacional cubriría las metas de producción a largo plazo, involucraría la construcción de infraestructura de transporte y refinación.

Por lo tanto, la racionalidad de un plan de desarrollo debe ser evaluada tomando en cuenta todos los factores involucrados.

En conclusión, un plan de desarrollo racional debe asegurar una producción constante, al menor costo y con el máximo factor de recuperación posible.

De hecho, la planeación del desarrollo de un yacimiento consiste en seleccionar la variable que agrupe a todos los factores anteriores. De esta manera, las bases para establecer un plan de desarrollo racional deben ser subdivididas en un cierto número de problemas, que requieren ser resueltos secuencialmente:

- a) Establecer los parámetros geológicos y petrofísicos básicos.
- b) Establecer los índices técnicos de varios planes de desarrollo particulares a través de la evaluación técnica.
- c) Evaluar la efectividad económica de cada uno de dichos planes de desarrollo.
- d) Seleccionar el plan de desarrollo más racional, comparando las características geológicas, técnicas y económicas involucradas.

2.4 Explotación por comportamiento primario ^[14]

La eficiencia en el desplazamiento del aceite durante la recuperación por comportamiento primario, depende principalmente de la propia energía natural del yacimiento.

Esta energía se origina por cualquiera de los siguientes empujes, que permiten expulsar el aceite de los poros de la roca:

1. Empuje por segregación gravitacional
2. Empuje ocasionado por el avance de un acuífero activo (Empuje Hidráulico)
3. Empuje por expansión del casquete de gas
4. Empuje por expansión del gas en solución liberado
5. Empuje por expansión de los líquidos y de la roca

De todos ellos, el empuje por segregación gravitacional es el que contribuye principalmente a la producción de aceite, específicamente si hablamos de yacimientos volumétricos. Aunque también es importante mencionar que dentro de un yacimiento, dichos mecanismos de empuje pueden actuar secuencial o simultáneamente, dependiendo de la composición y propiedades del yacimiento.

Por otra parte, en el caso de yacimientos con un acuífero activo, el empuje generado por el avance del frente de agua desde los costados o el fondo, permite generar un efecto pistón, desplazando al aceite a través de un frente idealmente uniforme que permite incrementar la recuperación.

Sin embargo, dicha invasión por parte del agua depende principalmente de la distribución de la presión en el yacimiento así como de su permeabilidad.

El empuje por segregación gravitacional es más eficiente en yacimientos altamente inclinados, en donde dicha inclinación facilita el drene del aceite.

2.5 Recuperación Secundaria y Mantenimiento de Presión ^[15]

En la industria petrolera siempre ha existido una creciente tendencia a incluir todos los proyectos de inyección de agua o gas como operaciones de recuperación secundaria, dejando a un lado la etapa en la vida productiva de un yacimiento durante la cual se ejecutan.

Esta idea incluso fue aceptada oficialmente por el Subcomité Permanente en Métodos de Recuperación Secundaria en el año de 1948 durante la Reunión Anual del Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en Inglés) con la adopción de la siguiente definición: “La recuperación secundaria de aceite es la extracción del petróleo por cualquier método como resultado de un aumento en la energía natural del yacimiento”.

Sin embargo, con el paso de los años se encontraron los argumentos para realizar una distinción más o menos clara entre la aplicación de diversos procesos de inyección como lo son: recuperación secundaria por inyección de agua o gas, y mantenimiento de presión por inyección de agua o gas. Hecho que llevó al API a establecer el término de “inyección de fluidos” preferentemente sobre “recuperación secundaria”, para describir de manera generalizada cualquier proceso o método en el que la recuperación de aceite sea incrementada por la inyección de gas o agua al yacimiento.

Tomando en cuenta estas conclusiones se propuso la siguiente definición: “La recuperación de aceite por inyección de fluido es un proceso en el cual parte de la energía utilizada para desplazar al petróleo a través del yacimiento se deriva de fuentes extrañas al yacimiento”. Dicha definición permite generalizar los dos procesos que a continuación se mencionan:

1. *Recuperación secundaria por inyección de gas o agua*, la cual es aplicada cuando el yacimiento se acerca o ha alcanzado su límite económico por métodos de recuperación primarios, y
2. *Mantenimiento de presión por inyección de gas o agua*, la cual es llevada a cabo comúnmente durante las primeras etapas de producción de un campo, cuando ha habido muy poca o ninguna pérdida en la energía natural de los yacimientos.

Es importante remarcar que en este caso el término “energía” empleado en la definición anterior hace referencia a mecanismos de acción físicos, ya que la inyección de fluidos siendo en este caso la recuperación secundaria o el mantenimiento de presión, tienen la particularidad de que el fluido al inyectarse al yacimiento no alterará las propiedades del sistema roca-fluidos.

2.5.1 Conceptos básicos

El aumentar la energía natural de un yacimiento mediante la implantación de métodos de recuperación secundaria o mantenimiento de presión, generalmente involucrará un cambio en los mecanismos de desplazamiento de fluidos, del menos eficiente empuje por gas disuelto liberado a la acción más eficiente proporcionada por el empuje hidráulico o por la expansión de un casquete de gas.

Como una operación de recuperación secundaria, la inyección de gas a un yacimiento parcialmente explotado se refiere a la circulación continua del gas hacia y a través de la formación productora. Debido a que el gas es una fase no mojante, este se desplazará libremente a través de los canales de los poros intercomunicados, obligando el movimiento de la fase líquida.

Indudablemente la gran diferencia de viscosidades entre el gas y el aceite dará lugar al resbalamiento de la fase gaseosa, dejando atrás películas de aceite que se quedarán adheridas a los poros, o bien pequeñas gotas de aceite que no podrán ser desplazadas debido a que no ocupan en su totalidad el volumen del poro.

Por esta razón, la inyección de gas como proceso de recuperación secundaria raramente genera un incremento en la saturación de aceite o “banco de aceite”, por delante del área donde se presentan los efectos de presión.

Sin embargo, la inyección de gas mueve el líquido de poro a poro en pequeñas cantidades hasta que tanto el gas como el aceite llegan a un pozo productor, en donde ambos son extraídos en forma de un rocío y no como fluidos separados, debido al incremento en la Relación Gas-Aceite (RGA).

La relación de movilidades de un empuje por inyección de gas será función del gradiente de presión establecido en el yacimiento, en donde debido a su baja viscosidad, es muy probable que

el gas viaje rápidamente desde el punto de entrada, aún si éste se inyecta a bajas presiones; por esa razón no es raro que la inyección de gas afecte a pozos distantes, en un corto tiempo.

A su vez, ese rápido desplazamiento del gas a través del yacimiento permite reducir de manera continua la saturación de aceite, creando canales de flujo a través de los cuales el gas puede moverse sin resistencia ocasionando un aumento en la permeabilidad al gas.

El rápido incremento de la RGA en los pozos productores ocasiona que la cantidad de aceite que puede ser obtenido de manera rentable se vea seriamente afectada.

Por otro lado, un proceso de mantenimiento de presión mediante la inyección de gas involucra el retorno o reinyección del gas producido a las partes estructurales altas del yacimiento, donde éste puede desarrollar una zona libre saturada de gas o incrementar el volumen de un casquete de gas preexistente.

Bajo condiciones ideales, dicho gas inyectado se mantendrá segregado en el casquete en donde éste se expandirá de forma uniforme permitiendo que los líquidos sean desplazados a través del yacimiento hacia niveles estructurales más bajos.

Con la inyección del gas en las zonas altas del yacimiento se retardará la migración del gas a las áreas de baja presión que puedan existir en la vecindad de los pozos productores, principalmente hacia las zonas bajas del yacimiento como consecuencia de la diferencia en gravedades específicas que existe entre el aceite y el gas. Por lo tanto, adicionalmente al mantenimiento de presión, la inyección de gas a un casquete provee energía suplementaria para el desplazamiento del petróleo.

Al mismo tiempo el localizar el gas inyectado dentro del casquete permitirá que en las zonas bajas del yacimiento se tenga una alta permeabilidad relativa al aceite, fomentando un alto índice de productividad, al menos hasta el momento en que el contacto gas-aceite llegue a las zonas disparadas de los pozos.

Cuando esto ocurra las altas RGA serán inevitables, sin embargo, el pozo afectado puede ser reparado y redisparado en un intervalo inferior o bien convertido en pozo inyector.

La inyección de agua como proceso de recuperación secundaria consiste precisamente en inyectar agua a alta presión, hacia un yacimiento por medio de pozos inyectores adecuadamente equipados. Este proceso ha sido exitoso en yacimientos de arenas de grano fino con un alto grado de cementación, caracterizados por una alta saturación residual de aceite después de la explotación por comportamiento primario.

Como consecuencia de la inyección de agua, en una primera etapa, se formará un banco de aceite por delante del frente de avance siempre y cuando la movilidad del aceite sea mayor que la del agua inyectada. Durante esta etapa del proceso, el movimiento del aceite será por desplazamiento directo el cual será facilitado por el volumen de la alta saturación de aceite que se formará delante del frente de agua.

Tan pronto como el frente de agua irrumpa en los pozos productores, las relaciones de saturación se verán invertidas; la permeabilidad del yacimiento relativa al aceite se verá reducida y la permeabilidad relativa al agua se incrementará.

De esta manera cualquier acumulación de aceite que haya quedado atrapada por detrás del frente de avance del agua no podrá desplazarse hacia el pozo productor, y la recuperación de aceite será menor o de poca relevancia.

A lo largo de los años se ha entendido que la invasión de agua a yacimientos que no tienen conexión con afloramientos superficiales permeables se debe principalmente a la expansión del agua en los acuíferos asociados al yacimiento como consecuencia del abatimiento de la presión.

Bajo estas condiciones, en donde no existe flujo libre de agua a través de la formación desde afloramientos superficiales de roca, la inyección de agua producida o tratada hacia el yacimiento se ha determinado como un método efectivo para el mantenimiento de presión.

El mantenimiento de presión mediante la inyección de agua en campos en donde la aplicación es indicada permitirá:

- Incrementar la recuperación de aceite.
- Incrementar los gastos de producción sin dañar la recuperación final.
- Reducir los costos de desarrollo debido al menor número de pozos que serán requeridos.
- Bajos costos de producción debido al tiempo que durarán los pozos produciendo, hasta que el agua producida no permita una operación rentable.

La inyección de agua hacia o cerca del contacto agua-aceite permitirá tener altas saturaciones de aceite por encima del contacto y por lo tanto mantener una alta permeabilidad relativa al aceite en la vecindad de los pozos productores.

2.5.2 Inyección de agua

La inyección de agua es dominante entre los métodos de inyección de fluidos y es sin lugar a duda responsable en gran medida del mantenimiento de los altos índices de producción de reservas de aceite a lo largo del planeta. Su popularidad se debe en gran medida a:

- La disponibilidad general del agua.
- La relativa facilidad con la que el agua es inyectada.
- La facilidad con la que el agua se dispersa a través de las formaciones saturadas de hidrocarburos.
- La efectividad del agua en el desplazamiento del aceite.

De manera general se acepta que la primera inyección de agua a un yacimiento ocurrió accidentalmente en Pithole City, Pensilvania en 1865. Pero fue hasta 1880 que John F. Carl concluyó que el agua, encontrando su camino desde las arenas someras con acuíferos hasta un pozo, se movería a través de las arenas impregnadas de aceite beneficiando la recuperación de aceite. Incluso muchas de las primeras inyecciones de agua ocurrieron accidentalmente debido a fugas desde acuíferos someros o bien por acumulaciones de agua superficial que entraban a través de pozos perforados.

Durante algunos años se consideró que la principal función de la inyección de agua era el mantenimiento de la presión del yacimiento, permitiendo que los pozos tuvieran una vida productiva mucho más larga en comparación a una declinación natural.

En los primeros métodos para la inyección de agua, ésta se inyectaba a través de un solo pozo permitiendo que la zona invadida progresara lentamente hasta alcanzar a los pozos cercanos. Una vez que esto sucedía, los pozos invadidos por el agua eran convertidos en inyectoras para así aumentar el barrido efectuado por el agua.

A este método se le conoce como “inyección circular”, pero fue la compañía Forest Oil Corp. quien empleó por primera vez los patrones de inyección, utilizando una serie de pozos inyectoras formando un frente de avance geométrico. La primera inyección de agua en un patrón de cinco puntos fue intentada en la parte sur del Campo Bradford en 1924.

En 1931 la inyección de agua fue iniciada en la arena somera de Bartlesville en Nowata County, Oklahoma permitiendo que la tecnología también se asentara en la región. Posteriormente siguieron en yacimientos del estado de Texas, para que en un plazo de 10 años la inyección de agua se convirtiera en un estándar en casi todas las regiones productoras de aceite en los Estados Unidos. Sin embargo, no fue hasta principios de la década de 1950 cuando se reconoció la versatilidad y aplicabilidad de la inyección de agua.

2.5.3 Inyección de gas

El primer intento registrado para obtener una recuperación adicional de aceite mediante la inyección de gas fue logrado por James D. Dinsmoor en Benton Farm; Venango County, Pennsylvania en el invierno de 1890.

En ese caso el gas de una formación más profunda fue introducido intencionalmente en una arena superior conocida como Third Venango a una presión de alrededor de 100 [psi], logrando después de un corto tiempo duplicar la producción de aceite de los pozos adyacentes al pozo inyector de 360 a 750 [bpd].

En 1903 Dinsmoor comenzó una operación combinada de inyección de gas condensado en una arena somera conocida como Cow Run cercana a St. Marys, West Virginia la cual también arrojó resultados satisfactorios.

Como proceso para incrementar la recuperación de aceite, la inyección de gas ha sido utilizada con una mayor amplitud en tiempos recientes superando incluso a la inyección de agua. Sin embargo los factores de recuperación obtenidos mediante inyecciones de gas a baja presión son generalmente menores que aquellos obtenidos de la inyección de agua debido en gran medida a

que el empuje provocado por el gas inyectado, es inherentemente, menos eficiente como proceso de recuperación.

El éxito de la inyección de gas como proceso de recuperación adicional de aceite radica en que ésta puede ser iniciada con un costo de desarrollo mucho menor que la inyección de agua, además de que siempre se obtendrá un incremento en la producción de aceite si el proceso de inyección es llevado a cabo correctamente.

El mantenimiento de la presión en los yacimientos de aceite por medio de la inyección de gas a alta presión, en contraste con las operaciones de inyección a baja presión que han sido empleadas en yacimientos someros por muchos años, fue aplicado por primera vez en los Estados Unidos por la Marland Oil Company (posteriormente Continental Oil Company) en el Campo Seal Beach, California en 1927.

En esa operación, presiones del orden de 1800 [psi] fueron usadas para inyectar el gas con el propósito de prevenir la irrupción del agua en la ventana saturada de aceite. Subsecuentemente, el mantenimiento de presión por medio de la inyección de gas fue aplicado en el Campo Sugarland, Ford Bend County, Texas; y el Campo Sulphur, Calcasieu Parish, Louisiana. Sin embargo no fue hasta 1936 que la Continental Oil Company reconoció las grandes posibilidades de controlar el desempeño de un campo petrolero mediante la inyección de gas a alta presión dentro de un casquete de gas primario durante las etapas primarias de explotación de un campo.

2.5.4 Gas no hidrocarburo

La inyección de gases inertes ha sido llevada a cabo en los últimos años para operaciones de mantenimiento de presión o recuperación secundaria en campos en donde el volumen de gas requerido para la implantación de un proceso exitoso de inyección no hace viable económicamente el gas hidrocarburo, o bien, no se dispone de un volumen suficiente de gas natural para llevar a cabo el proceso.

Históricamente fue en el Campo Elk Basin, Wyoming en Marzo de 1949 donde se tuvo el primer registro de inyección de nitrógeno como proceso de recuperación secundaria. En este caso la inyección de un gas inerte fue considerada una necesidad, en gran medida debido al “encogimiento” del gas producido, generado por la remoción de condensados y de un alto volumen de ácido sulfhídrico. De esta manera el volumen de gas natural restante no era suficiente para mantener la presión dentro del yacimiento Tensleep y garantizar el gasto deseado.

También se analizó la posibilidad de inyectar gas natural o agua proveniente de otros campos, sin embargo la lejanía de éstos y el subsecuente costo de transporte no permitían un proyecto viable económicamente.

Los gases inertes, especialmente el nitrógeno, pueden ser obtenidos directamente del aire mediante procesos de separación a través de membranas permeables o bien quemando el gas residual con la correcta mezcla de aire, después de que el ácido sulfhídrico, dióxido de carbono y condensados han sido removidos.

Debido a la nula solubilidad del nitrógeno con el crudo del yacimiento en comparación con el metano y otros gases hidrocarburos, se cree que el uso de nitrógeno para el mantenimiento de

presión podría resultar en un mejor desplazamiento de aceite. Sin embargo, los resultados de campo obtenidos hasta la fecha no permiten hacer comparaciones contundentes entre los resultados obtenidos de la inyección de gases inertes o gas natural con el fin de determinar la verdadera eficiencia de ambos métodos.

2.6 Recuperaciones Terciaria y Mejorada ^[16]

Se estima que cerca de 2.0×10^{12} barriles ($0.3 \times 10^{12} \text{ [m}^3\text{]}$) de aceite convencional y 5.0×10^{12} barriles ($0.8 \times 10^{12} \text{ [m}^3\text{]}$) de aceite pesado quedarán entrampados en los yacimientos a nivel mundial después de que los métodos convencionales de recuperación de aceite se hayan agotado. Como consecuencia, mucho de este aceite será recuperado por medio de métodos de Recuperación Mejorada de Aceite (**Fig. 2.4**) [Enhanced Oil Recovery (EOR), por sus siglas en inglés], los cuales forman parte del esquema general de Recuperación Aumentada de Aceite [Improved Oil Recovery (IOR), por sus siglas en inglés].

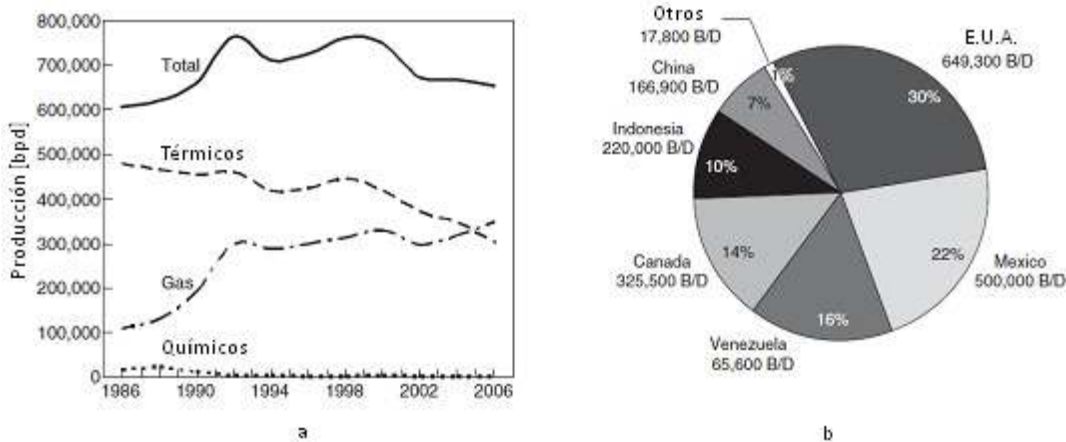


Fig. 2.4. a) Producción de Aceite en E. U. A., atribuida a procesos de Recuperación Mejorada de Aceite (EOR) durante 2007. b) Producción de aceite atribuida a tecnologías EOR en países con proyectos en desarrollo (2007). (S. Thomas, 2007)

Para comenzar me parece importante aclarar los conceptos de Recuperación Aumentada de Aceite (IOR), Recuperación Terciaria de Aceite, y Recuperación Mejorada de Aceite (EOR) explicándolos de la manera siguiente.

Los términos EOR e IOR han sido utilizados libremente y de manera intercambiable en ocasiones. Sin embargo, la Recuperación Aumentada de Aceite (IOR) es un término general el cual implica aumentar la recuperación de aceite por cualquier medio, por ejemplo la perforación de pozos horizontales, mejorar el barrido vertical y areal mediante una inyección de fluidos, etc. Mientras que por otro lado, la Recuperación Mejorada de Aceite (EOR) es mucho más específica en concepto e implica una reducción en la saturación de aceite por debajo de la saturación residual de aceite (S_{or}) mediante la adición de energía extraña al yacimiento, por medio de la implantación de tecnologías en donde los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca-fluido para incrementar la recuperación de hidrocarburos.

Dicha saturación residual (S_{or}) puede corresponder con aquella resultante de un proceso de recuperación inmediato anterior o bien a la saturación de aceite inicial ($S_{oi} = S_{or}$), en el caso de

que el yacimiento vaya a comenzar su explotación mediante la aplicación de una tecnología EOR directamente.

En ocasiones se utiliza de manera arbitraria el término Recuperación Terciaria y Recuperación Mejorada de Aceite como sinónimos; sin embargo, la recuperación terciaria forma parte de un proceso de explotación por etapas en donde se emplean tecnologías de EOR, en este caso como una etapa consecutiva a la recuperación secundaria.

Es decir, si estamos hablando de recuperación terciaria aplicada a un yacimiento es porque previamente fue explotado por comportamiento primario y posteriormente tuvo una etapa de explotación por recuperación secundaria.

2.6.1 Conceptos básicos

La recuperación del aceite retenido debido a fuerzas capilares y del aceite que es inmóvil o casi inmóvil debido a su alta viscosidad (aceites pesados o arenas bituminosas,) solamente puede ser lograda reduciendo la saturación residual de aceite (S_{or}). En este caso los procesos miscibles, la inyección de químicos y métodos basados en el vapor son los más efectivos para lograr dicho objetivo y como tales son métodos de EOR.

El objetivo de la EOR varía considerablemente para cada tipo de aceite (**Fig. 2.5**). La figura que se muestra a continuación muestra la saturación de fluidos y el objetivo de aplicar un método de EOR para yacimientos de aceite ligero, pesado o arenas bituminosas.



Fig. 2.5. Aceite a recuperar de un yacimiento a través de tecnologías EOR para diferentes tipos de aceite. (S. Thomas, 2007)

Para movilizar dicho aceite residual se requiere tomar en consideración dos factores importantes: número capilar (N_c) y relación de movilidad (M).

El número capilar es definido como:

$$N_c = \frac{v\mu}{\sigma} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

en donde v es la velocidad de Darcy en [m/s], μ es la viscosidad del fluido desplazante [Pa.s] y σ es la tensión interfacial [N/m]. De esta manera, la manera más efectiva y práctica de incrementar el

Número Capilar es mediante la reducción de la tensión interfacial (σ), lo cual puede ser logrado mediante el uso de un agente surfactante o la aplicación de calor.

En la figura siguiente se muestra una aproximación del efecto causado por el número capilar en la saturación residual de aceite, a partir de la cual se observa que para reducir la saturación residual de aceite (S_{or}) es necesario incrementar el valor del número capilar (N_c).

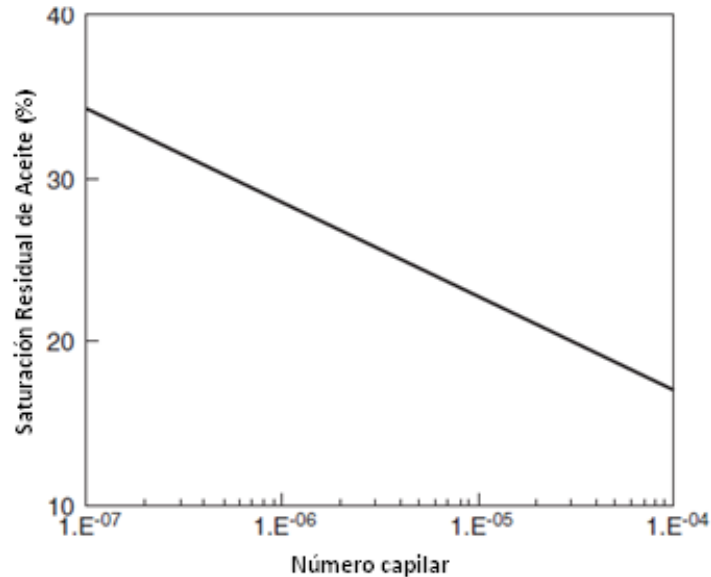


Fig. 2.6. Efecto del número capilar en la saturación residual de aceite. (S. Thomas, 2007)

Si tomamos en cuenta la definición del número capilar y la Fig. 2.6 entonces podremos decir que en un desplazamiento miscible el número capilar tenderá a infinito, ya que no habrá tensión interfacial entre fluido desplazante y desplazado, de tal manera que de manera hipotética podríamos reducir a cero la saturación residual de aceite en la zona de barrido.

Por otra parte, la relación de movilidades es definida como:

$$M = \frac{\lambda_{ing}}{\lambda_{ed}} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

en donde λ_{ing} es la movilidad del fluido desplazante y λ_{ed} es la movilidad del fluido desplazado. Siendo la movilidad (λ):

$$\lambda = \frac{k}{\mu} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

en donde k es la permeabilidad efectiva al fluido [m^2] y μ es la viscosidad [Pa.s] del fluido en cuestión.

La relación de movilidades influencia tanto a nivel microscópico (nivel de poro) como a nivel macroscópico (barrido areal y vertical) la eficiencia del desplazamiento de los fluidos a través del

medio. Un valor de $M > 1$ es considerado desfavorable, ya que indica que el fluido desplazante se mueve más rápido que el fluido desplazado que para motivos de este trabajo sería el aceite, lo cual puede ocasionar la canalización del fluido desplazante dejando bancos de aceite atrapados por detrás del frente de avance.

El efecto de la relación de movilidad en el aceite desplazable se muestra en la **Fig. 2.7**, cuyos datos fueron obtenidos a partir de cálculos empleando la teoría de Buckley-Leverett para inyección de agua.

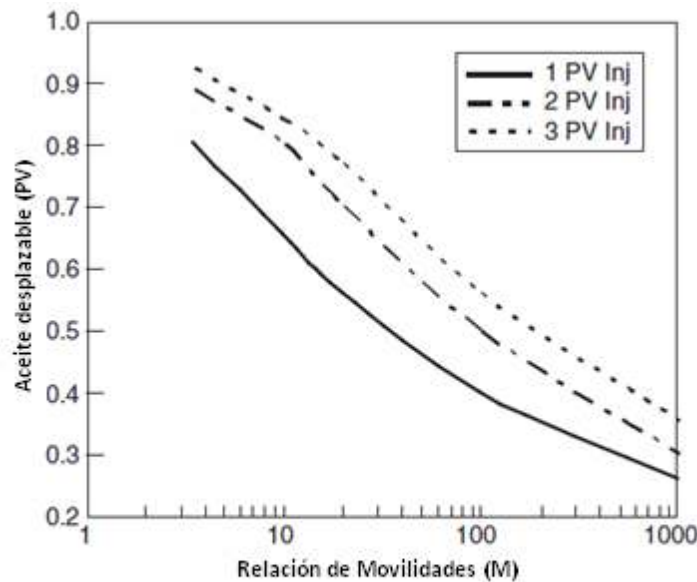


Fig. 2.7. Efecto de la relación de movilidades en el aceite desplazable. (S. Thomas, 2007)

2.6.2 Métodos de EOR

Diversos métodos de Recuperación Mejorada de Aceite han sido utilizados en el pasado con variable grado de éxito ya sea para la recuperación de aceites ligeros, pesados y arenas bituminosas. En la **Fig. 2.8** se muestra una clasificación general de estos métodos.

Los métodos térmicos están dirigidos principalmente a aceites pesados y arenas bituminosas, aunque también son aplicables a aceites ligeros en casos especiales; mientras que los métodos no térmicos son utilizados generalmente para aceites ligeros. Sin embargo por encima de todo, la geología del yacimiento y las propiedades de los fluidos que contiene un yacimiento determinan la factibilidad de aplicación de un método.

2.6.3 Métodos térmicos

Los métodos térmicos han sido probados desde 1950, y con respecto a su experiencia en campo y desarrollo tecnológico son los más avanzados dentro de las tecnologías EOR. Son apropiados para aceites pesados (10-20 [°API]) y arenas bituminosas (≤ 10 [°API]) y su aplicación ha tenido gran éxito en Canadá, Estados Unidos, Venezuela e Indonesia.

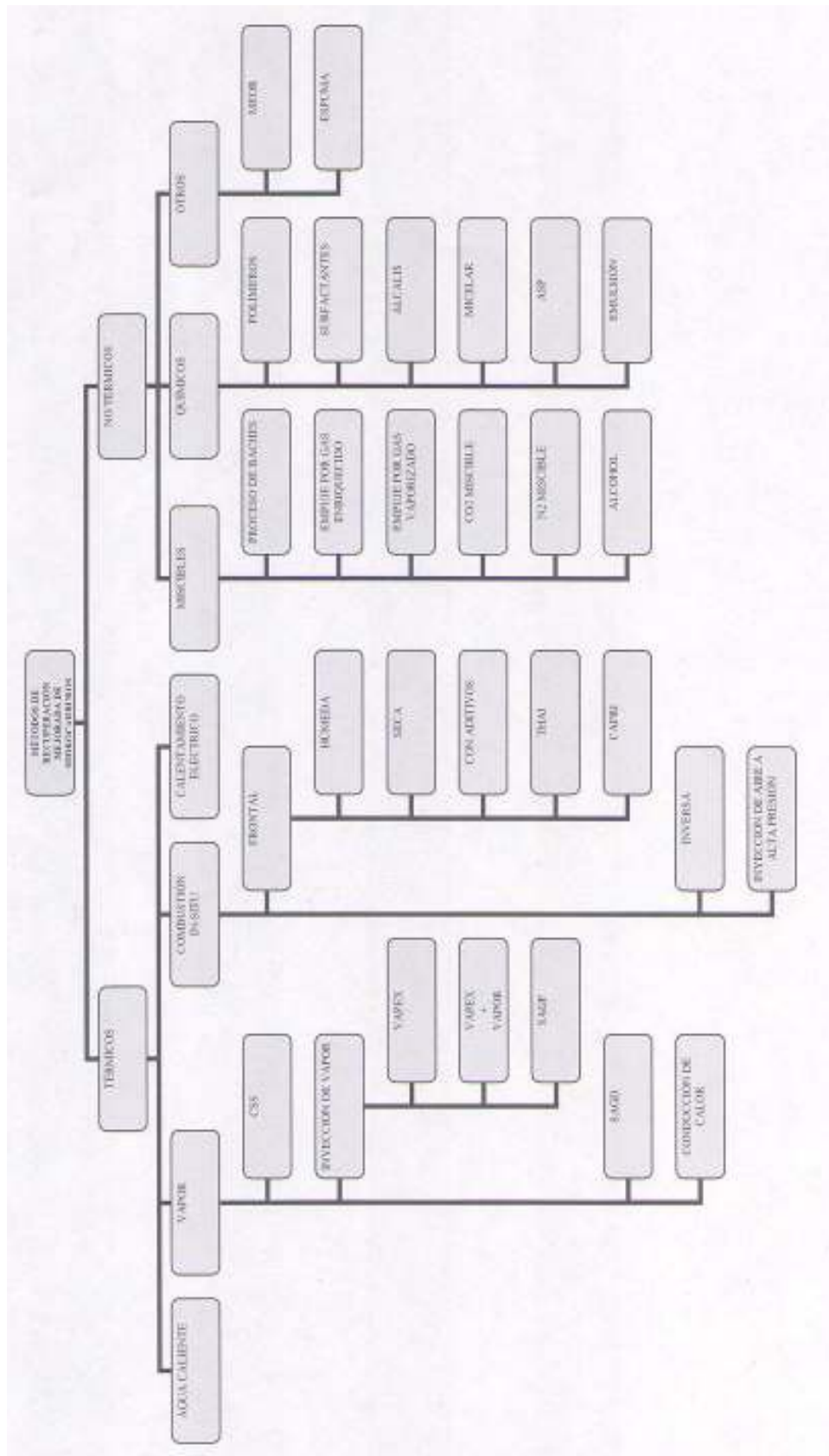


Fig. 2.8. Métodos EOR. (S. Thomas, 2007)

El objetivo de los métodos térmicos es proveer calor al yacimiento reduciendo significativamente la viscosidad del aceite y por lo tanto su relación de movilidad. Otros mecanismos, tales como la expansión de la roca y fluidos, compactación, destilación de vapor y el rompimiento de asfaltenos en cadenas de hidrocarburos más pequeñas pueden estar presentes.

2.6.3.1 Estimulación cíclica con vapor (CSS)

La estimulación cíclica con vapor es un proceso de “un solo pozo”, y consiste en tres etapas como se muestra en la **Fig. 2.9**.

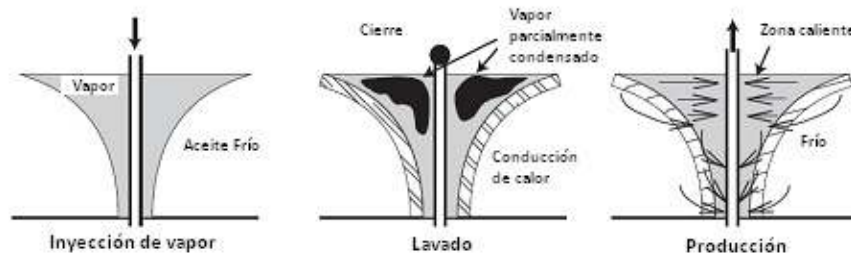


Fig. 2.9. Estimulación cíclica de vapor (CSS). (S. Thomas, 2007)

En la etapa inicial, se inyecta vapor al pozo durante aproximadamente un mes. Posteriormente el pozo es cerrado por unos cuantos días para permitir la distribución del calor en una etapa denotada como enjuague; para que finalmente el pozo sea puesto en producción con un incremento considerable en la producción por un corto periodo de tiempo para caer progresivamente en unos cuantos meses.

El ciclo se vuelve a repetir una vez que la producción deja de ser económicamente viable, sin embargo, con cada repetición se irá aumentando la relación vapor-aceite. Para el caso de la CSS la geología en la vecindad del pozo es importante para permitir la distribución del calor así como para permitir capturar el aceite que ha sido movilizado.

Dentro de las ventajas de esta tecnología se encuentra el hecho de que se puede recuperar rápidamente el costo de la inversión pero también se tiene la desventaja de que sus factores de recuperación son relativamente bajos con tan solo el 10-40% de recuperación de aceite original in situ (OIP). De igual manera la aplicación de este método se vuelve más compleja si existe comunicación entre pozos.

2.6.3.2 Inyección de vapor

La inyección de vapor (**Fig. 2.10**) se realiza preferentemente utilizando patrones geométricos y su principio de funcionamiento es similar a la inyección de agua, siendo su desempeño altamente dependiente del tipo y tamaño de patrón así como de la geología del yacimiento. A diferencia del

caso anterior el vapor aquí es inyectado de manera continua formando un frente de vapor que avanza lentamente a través del yacimiento.

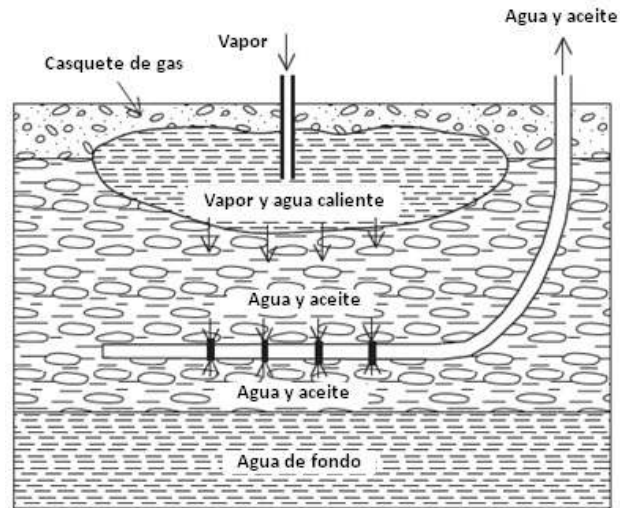


Fig. 2.10. Inyección de vapor. (S. Thomas, 2007)

El aceite es movilizado debido a una reducción de viscosidad ocasionada por el aumento de temperatura, lográndose factores de recuperación que oscilan entre el 50-60% de aceite original in situ (OIP). Sin embargo, la anulación de las propiedades del vapor debido a la pérdida excesiva de calor puede ser problemático.

2.6.3.3 Drene por gravedad ayudado con vapor (SAGD)

Este método fue desarrollado por Butler para la recuperación del bitumen de Alberta, Canadá. Su funcionamiento recae sobre la segregación gravitacional del vapor utilizando dos pozos horizontales separados por una distancia aproximada de 5 metros (en el caso de arenas bituminosas) en el mismo plano vertical. En la **Fig. 2.11** se muestra un esquema de la ubicación de los pozos.

La distribución de los pozos, en donde el pozo superior es el inyector de vapor, mientras que el pozo inferior sería el productor permite al vapor elevarse a través del yacimiento hacia el tope de la formación formando una cámara de vapor. Al mismo tiempo la reducción en la viscosidad del aceite permite que el bitumen se movilice en dirección descendente por gravedad para ser capturado por el pozo productor el cual se encuentra cerca del fondo del yacimiento.

La inyección continua de vapor ocasiona que la cámara de vapor se expanda lateralmente, sin embargo, debido a que se trata de un proceso gravitacional, es necesario que la permeabilidad vertical del yacimiento sea elevada para que el SAGD tenga éxito.

El proceso tiene un mejor desempeño con aceite extrapesado y de baja movilidad, lo cual es esencial para la formación de una cámara de vapor y que no se permita la canalización de éste. Por esta razón, esta tecnología ha tenido un gran éxito en California y Venezuela en donde los yacimientos de aceite extrapesado son comunes.

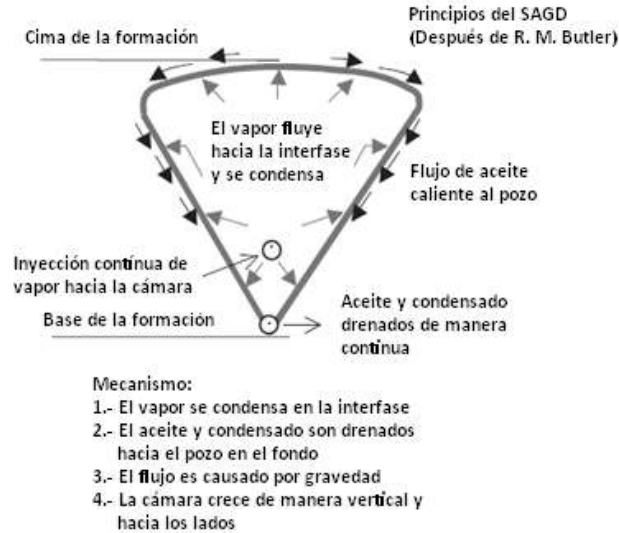


Fig. 2.11. Drene con vapor asistido por gravedad (SAGD). (S. Thomas, 2007)

El SAGD es un proceso que requiere de mucha energía para llevarse a cabo ya que se necesita calentar grandes volúmenes de agua para generar el vapor. Por ello, en últimos años se han logrado avances para mejorar la rentabilidad económica del método introduciendo variaciones como el VAPEX, ES-SAGD y SAGP:

2.6.3.3.1 VAPEX

Es la contraparte no térmica del SAGD, pero su principio de funcionamiento es el mismo. En lugar de vapor se inyecta un gas solvente o una mezcla de solventes tales como etano, propano o butano en adición al gas "portador" el cual puede ser nitrógeno o dióxido de carbono.

Dicho solvente es seleccionado en base a la temperatura y presión del yacimiento y es inyectado a presión de rocío. El gas portador tiene la función de elevar dicha presión de rocío del solvente de tal manera que se mantenga como gas dentro del yacimiento, permitiendo que se forme una cámara de vapor.

Al igual que el SAGD el principal mecanismo es la reducción de viscosidad mediante un proceso conocido como difusión molecular y dispersión mecánica para transferir el solvente al bitumen. Tales procesos ocurren de manera lenta y por lo tanto son mucho menos eficientes que la aplicación de calor para reducir la viscosidad.

2.6.3.3.2 ES-SAGD

Son las siglas de Drene por Gravedad Asistido con Vapor y Expansión de Solvente, el cual en realidad es un proceso híbrido en donde se le adiciona un 10% de vapor a la mezcla de solventes con el objetivo de permitir una ganancia de energía cercana al 25% con respecto al proceso VAPEX.

2.6.3.3.3 SAGP

Siglas de Empuje por Gas y Vapor, también es una variación del SAGD convencional en donde un gas no condensable como el gas natural o el nitrógeno es inyectado de manera conjunta con el vapor con el objeto de reducir la gran demanda de energía. Este proceso no ha sido probado a escala de campo ya que se encuentra en una etapa temprana de desarrollo.

2.6.3.4 Combustión in-situ: Procesos THAI y CAPRI

En este método se inyecta aire u oxígeno para quemar una porción del aceite en el yacimiento para generar calor (~10%) alcanzando temperaturas cercanas a los 500 °C, permitiendo alcanzar una alta reducción en la viscosidad del aceite en la zona cercana al frente de combustión. El proceso tiene una alta eficiencia térmica debido a que no existe pérdida de calor en las fronteras del yacimiento; sin embargo la corrosión, generación de gases tóxicos y la anulación gravitacional son problemas comunes.

Como proceso, la combustión in-situ ha sido probada en diversos yacimientos pero casi ningún proyecto ha resultado suficientemente atractivo de manera económica evitando que se alcance una escala comercial en su aplicación.

Las principales variantes de la combustión in-situ son:

- Combustión Frontal, la ignición comienza cerca del pozo inyector y la zona caliente se mueve en dirección del flujo de aire;
- Combustión Inversa, la ignición se produce cerca del pozo productor y la zona caliente se mueve en dirección contraria al frente de aire; e
- Inyección de Aire a Alta Presión, en donde no existe ignición sino una oxidación lenta del aceite.

El THAI, siglas de Inyección de Aire desde la Punta hasta el Talón; y CAPRI, una variación del THAI en donde se adiciona un catalizador para un mejoramiento del proceso son ejemplos de métodos que pueden catalogarse como vertientes de la combustión in-situ, creados con el propósito de proveer al mercado de alternativas económicas viables al SAGD.

Estos procesos utilizan una combinación tanto de pozos verticales como horizontales estratégicamente colocados para poder capturar el aceite desplazado, a diferencia del SAGD en donde se emplea un par de pozos horizontales. El pozo vertical, colocado cerca de la cima del yacimiento es el inyector; y el pozo horizontal, colocado cerca de la base del yacimiento sirve como productor.

Inicialmente se inyecta vapor hasta establecer una comunicación entre el pozo inyector y productor, para después inyectar aire comprimido e iniciar la oxidación o ignición. De esta manera las altas temperaturas creadas permiten al aceite moverse desde la punta hasta el talón del pozo horizontal.

En el proceso CAPRI, se propone que el aceite craqueado térmicamente capturado por el pozo horizontal podría ser convertido en fracciones más ligeras mediante la utilización de una cubierta catalizadora alrededor del pozo horizontal.

Ambos procesos tienen la posibilidad de ser aplicados a una amplia gama de yacimientos incluyendo formaciones delgadas de baja presión, yacimientos profundos y yacimientos de baja calidad. Se estima que los factores de recuperación podrían llegar a ser de alrededor de 70-80% del OIP una vez que se superen los retos técnicos que por el momento mantienen a estas tecnologías en una etapa experimental.

2.6.4 Procesos no térmicos

Este tipo de procesos son recomendados para aceites ligeros (<100 cp), aunque también son aplicables para crudos de viscosidad moderada (<2000 cp) en donde la recuperación por métodos térmicos no resulte adecuada.

Los dos objetivos principales de los procesos no térmicos son:

- Reducir la tensión interfacial.
- Mejorar la relación de movilidad.

Las tecnologías pertenecientes a este tipo de métodos de recuperación podrían englobarse dentro de tres clases o grupos:

1. Procesos Miscibles.
2. Procesos Químicos.
3. Procesos de Inyección de Gas Inmiscibles.

2.6.4.1 Inyección miscible

La inyección miscible implica que el fluido desplazante puede mezclarse con el aceite del yacimiento ya sea como proceso Miscible por Simple Contacto (SCM) o como proceso Miscible por Múltiples Contactos (MCM), formando una delgada zona de transición (zona de mezclado) entre el aceite del yacimiento y el fluido inyectado induciendo un desplazamiento tipo pistón.

Los cambios en el perfil de concentración del fluido desplazante con el tiempo se muestran en la siguiente **Fig. 2.12**.

La inyección miscible permite que la tensión interfacial sea reducida a cero, por lo tanto, el número capilar tiende a infinito ($N_c = \infty$). Al mismo tiempo la eficiencia del desplazamiento será del 100% si la relación de movilidad es favorable ($M < 1$).

Entre los métodos de inyección miscible se incluyen los siguientes:

- Proceso de Baches Miscibles.
- Empuje por Gas Enriquecido.
- Empuje por Gas Vaporizado
- Inyección de Gas a Alta Presión (CO_2 o N_2).

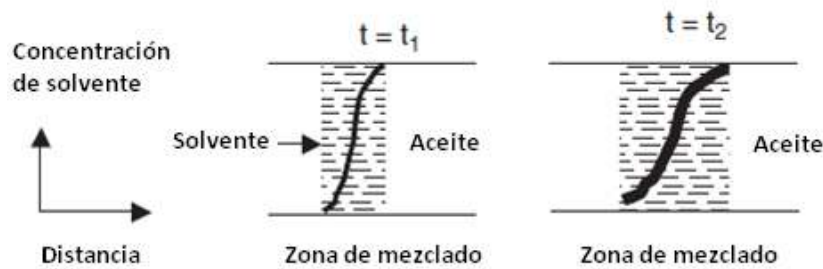


Fig. 2.12. Zona de transición y perfil de concentración del solvente durante una inyección miscible. (S. Thomas, 2007)

2.6.4.1.1 Proceso de baches miscibles

Es un proceso SCM en el cual un solvente como el propano o el pentano es inyectado en forma de baches (4-5% volumen de poro de hidrocarburos) empujados por metano, nitrógeno o agua. Este método es aplicable en yacimientos de calizas o carbonatos.

La segregación gravitacional es un problema inherente en este tipo de métodos y las inestabilidades en la viscosidad pueden ser dominantes llevando a una pobre recuperación de hidrocarburos, además de que el proceso está limitado a la disponibilidad del solvente y geología del yacimiento.

Otro problema adicional sería la formación de hidratos y precipitación de asfaltenos, sin embargo en rocas de tipo arrecifal se pueden lograr inyecciones con una gran estabilidad gravitacional pudiéndose obtener recuperaciones tan altas como del 90% del aceite in situ tales como las obtenidas en algunos yacimientos de Alberta, Canadá.

2.6.4.1.2 Empuje por gas enriquecido

Es un proceso MCM que involucra la inyección continua de un gas el cual puede ser de origen hidrocarburo, gases de escape o nitrógeno al cual se le enriquece agregándole fracciones C_2-C_4 . A presiones relativamente altas (8-12 [MPa]) estas fracciones logran su miscibilidad con el aceite del yacimiento después de múltiples contactos y se condensan formando una zona de transición.

La reducción en la viscosidad del aceite debido a la incorporación de ligeros y el incremento en volumen de la fase de aceite son mecanismos que también contribuyen en la mejora de la recuperación. Este proceso está limitado a yacimientos profundos (>6000 [pie]) debido al alto requerimiento de presión para lograr la miscibilidad.

2.6.4.1.3 Empuje por gas vaporizado

Es también un proceso MCM el cual involucra la inyección continua de gas natural, gas de escape o nitrógeno a altas presiones (10-15 [MPa]). Bajo estas condiciones las fracciones de C_2-C_6 se vaporizan del aceite hacia el gas inyectado generándose una zona de transición.

Las limitantes en la aplicación de esta tecnología son las siguientes:

- El aceite en el yacimiento debe contener una fracción importante de C₂-C₆ para poderse obtener la miscibilidad.
- La presión de inyección debe estar por debajo de la presión de saturación del yacimiento para permitir la vaporización de las fracciones, y
- La aplicación está limitada a yacimientos capaces de soportar grandes presiones.

2.6.4.1.4 CO₂ miscible

La inyección de CO₂ miscible es un proceso que ha gozado de una gran aceptación en los últimos años, principalmente por fines ambientalistas, debido en parte a la posibilidad de secuestrar dicho gas para reducir la emisión de gases invernadero. Adicionalmente el CO₂ es un agente desplazante único, en el aspecto de que posee una presión mínima de miscibilidad (MMP) muy baja prácticamente en cualquier tipo de crudo.

El proceso es aplicable a crudos ligeros (>30 [°API]) en yacimientos someros y de baja temperatura, requiriéndose un promedio de $500-1500 \frac{m^3_{CO_2} c.s.}{m^3_o c.s.}$, dependiendo principalmente

del yacimiento y tipo de aceite contenido.

Dentro de los esquemas de inyección de CO₂ destaca el proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG) en donde como su designación lo indica se alterna el agua y el CO₂ en forma de pequeños baches hasta alcanzar el tamaño requerido del bache de CO₂ (cercano al 20% HCPV).

La inyección alternada de gas y agua permite reducir las inestabilidades en la viscosidad; sin embargo el costo, disponibilidad e infraestructura necesaria para la inyección de CO₂ son factores de gran importancia para determinar la factibilidad de la inyección. Los problemas con la precipitación de asfaltenos suelen ser comunes en este tipo de inyección.

Actualmente se están ejecutando cerca de 80 proyectos de inyección de CO₂ en Estados Unidos.

2.6.4.1.5 Nitrógeno miscible

Este proceso es similar a la inyección miscible de CO₂ en principio y mecanismos involucrados para lograr la miscibilidad, sin embargo, el nitrógeno (N₂) tiene una mayor PMM. Este método es aplicable para aceites ligeros y medianos (>30 °API) en yacimientos profundos y temperaturas moderadas.

2.6.4.2 Procesos químicos

En esta clase de métodos se emplea una fórmula química como fluido desplazante, la cual al contacto con el aceite del yacimiento provoca un decremento en la relación de movilidad y/o un incremento en el número capilar. Los procesos químicos para la Recuperación Mejorada de Aceite han sido utilizados desde 1980 y aunque su aplicación en campo ha sido muy poca se espera que a futuro se incremente el interés por estas tecnologías debido a la gran demanda de energía.

El principal inconveniente en la aplicación de estos métodos es el factor económico y a la falta de tecnologías para cierto tipo de yacimientos. Actualmente dentro de los procesos de EOR químicos más conocidos se tiene a la inyección de polímeros, inyección de surfactantes, inyección de álcalis, inyección micelar y la inyección combinada álcalis-surfactante-polímeros (ASP).

Existen otros métodos que entran dentro de esta categoría como lo son las emulsiones, espumantes y uso de microbios pero su impacto no ha sido significativo en el ámbito de recuperación por medio de EOR.

2.6.4.2.1 Inyección de polímeros

Los polímeros solubles en agua tales como las poliacrilamidas y polisacáridos son efectivos para mejorar la relación de movilidad y reducir el contraste de la permeabilidad. En la mayoría de los casos la inyección de polímeros es aplicada utilizando baches (20-40% PV) con una concentración de de alrededor de 200-2000 [ppm] los cuales son desplazados por salmueras diluidas.

Se ha demostrado que la inyección de polímeros tiene mayor efectividad si se aplica durante las etapas tempranas de un proceso de inyección de agua especialmente antes de la irrupción, cuando el frente de agua aún no ha alcanzado los pozos productores y la saturación de aceite aún no se encuentra cerca de la irreducible. El mayor inconveniente de esta tecnología es la posible pérdida de polímeros en el medio poroso, degradación de los polímeros y en algunos casos pérdida de inyectividad.

2.6.4.2.2 Inyección de surfactantes

Los surfactantes son efectivos para reducir la tensión interfacial entre el aceite y el agua. Por lo general se utiliza sulfonato de petróleo u otros surfactantes comerciales, de tal forma que diluidos en agua puedan ser inyectados al yacimiento.

El procedimiento consiste en inyectar un bache de surfactante seguido de uno de polímeros, los cuales serán desplazados con salmuera.

En el pasado se llevaron a cabo varios intentos de inyección de surfactantes, pero fueron altamente ineficientes debido principalmente a la gran pérdida de surfactante a través del medio poroso. La absorción de surfactante y las reacciones con los minerales fueron altas en algunos casos.

2.6.4.2.3 Inyección de álcalis

En la inyección de álcalis se utiliza una solución acuosa de un químico alcalino tal como hidróxido, carbonato u ortosilicato de sodio en forma de bache. En contacto con el petróleo, dicha solución alcalina reacciona con los componentes ácidos del aceite produciendo surfactantes in-situ.

Como consecuencia, la reducción en la tensión interfacial es el principal mecanismo de funcionamiento de este procedimiento aunque también la emulsificación puede llevarse a cabo. Dependiendo del tipo de emulsificación se puede producir el arrastre o entrapamiento de las gotas de aceite, lo cual puede aumentar o disminuir el factor de recuperación final del proceso.

La inyección de álcalis puede inducir cambios en la mojabilidad del yacimiento, sin embargo se requiere inyectar un gran volumen para lograr alteraciones en ella.

A escala de campo los resultados no han sido muy alentadores, ya que se han llegado a obtener recuperaciones tan bajas como del 0-3% del aceite original in situ. Adicionalmente el proceso es difícil de diseñar debido a la gran cantidad de reacciones que pueden ocurrir entre el químico inyectado y la roca y fluidos del yacimiento.

2.6.4.2.4 Inyección micelar

La inyección micelar ha sido de los métodos químicos EOR más exitosos hasta el momento. Los principales componentes de este método son un bache de microemulsión (conocido también como bache micelar) y un bache de polímeros, los cuales se desplazan utilizando salmuera.

Una microemulsión es un surfactante estabilizado, una dispersión de aceite y agua con una distribución de gotas muy pequeñas (10^{-4} a 10^{-6} [mm]), que es miscible tanto con el aceite como con el agua del yacimiento.

Para que este método tenga éxito es necesario diseñar ambos baches de tal manera que durante la inyección se tenga una tensión interfacial ultra baja y una relación de movilidad favorable durante todo el proceso de inyección.

El proceso ha sido puesto a prueba en 45 campos de Estados Unidos y en todos ellos ha logrado reducir la saturación de aceite residual después de una inyección de agua con factores de recuperación del orden de 35-50 % del aceite original in situ.

Desafortunadamente el gasto inicial, la necesidad de pozos con un espaciamiento muy pequeño y la lenta respuesta al proceso hacen de esta tecnología muy poco rentable a corto plazo. Adicionalmente esta tecnología es sumamente sensible al contenido de arcillas del yacimiento, alta salinidad del agua congénita y temperatura.

Aún así se considera que el proceso tiene un gran potencial y merece ser reevaluado bajo las condiciones económicas actuales cuando los precios del petróleo tienden a ir hacia la alza.

2.6.4.2.5 Inyección combinada Álcalis-Surfactante-Polímeros (ASP)

Esta tecnología es relativamente nueva y está siendo evaluada a través de investigaciones de laboratorio y pruebas de campo. El método se basa en la inyección alternada o secuencial de los tres químicos (álcalis, surfactante y polímeros), aunque también pueden ser inyectados en un solo bache de manera combinada.

Los principales mecanismos son la reducción en la tensión interfacial y mejoramiento de la relación de movilidad. Los factores de recuperación han sido del 25-30 % del aceite original in situ.

2.6.4.2.6 Recuperación Mejorada Microbial de Aceite (MEOR)

Esta tecnología ha sido investigada desde 1960 con pocas pruebas de campo llevadas a cabo en Estados Unidos y otros países. Los microbios se alimentan del aceite y producen como desecho

surfactantes, polímeros, biomasa y gases como el CH₄, CO₂, N₂ y H₂; además de solventes y ciertos ácidos orgánicos.

Los mecanismos de recuperación del aceite son los mismos que para cualquier método químico de EOR lo cuales incluyen la reducción de la tensión interfacial, emulsificación, alteraciones en la mojabilidad, mejora en la relación de movilidad, taponamiento selectivo, reducción a la viscosidad, hinchamiento del aceite e incremento en la presión del yacimiento debido a la formación de gases. Adicionalmente puede generarse un incremento en la permeabilidad debido a la reacción de los ácidos formados con la roca.

Los microbios utilizados para este tipo de tecnología pueden ser autóctonos o exógenos. En el caso de los microbios exógenos éstos deben adaptarse a la temperatura, presión y salinidad del agua; adicionalmente se inyectan nutrientes tales como malaza y nitrato de amonio para estimular el crecimiento de los microbios en el yacimiento.

2.6.4.2.7 Inyección de espuma

La inyección de espuma ha sido evaluada como tecnología de EOR desde principios de la década de 1960. Y se trata de la inyección de un fluido no Newtoniano con propiedades y características gobernadas por muchas variables.

La espuma es una dispersión de un líquido (que contiene surfactante) en un gas como CO₂, aire, N₂, vapor o gas natural. Por lo tanto la inyección simultánea de un gas y una solución de surfactantes, o la inyección de un gas en un medio poroso que contenga una solución de surfactante generará espuma in situ.

III. INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD

En este capítulo se abordarán los factores que permiten establecer, a la inyección de agua de baja salinidad como un proceso de Recuperación Mejorada de Aceite (EOR), así como identificar las diferencias clave existentes entre un proceso “convencional” de inyección de agua, correspondiente a una recuperación secundaria o mantenimiento de presión; y la tecnología objeto de este trabajo de tesis.

Para comenzar, es necesario definir dos puntos de vital importancia, con los cuales se podrá comprender mejor cada uno de los procesos de inyección:

3.1 Salinidad del agua de inyección

El primer punto a tomar en cuenta es la propia salinidad del agua, diferencia primordial que permite establecer una división clara entre una inyección de agua convencional y la inyección de agua de baja salinidad.

Durante un proceso de inyección de agua a un yacimiento, la salinidad de ésta puede variar de acuerdo a su contenido de sólidos en solución; es por ello que el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) clasifica al agua salada en cuatro categorías ^[17]:

1. El agua de ultra baja salinidad es aquella con una concentración de sólidos en solución <1000 [ppm].
2. Se habla de agua de baja salinidad cuando la concentración de sólidos en solución es de alrededor de 1,000-3,000 [ppm].
3. El agua moderadamente salada contiene alrededor de 3,000-10,000 [ppm] de sólidos en solución.
4. Finalmente el agua de alta salinidad contiene más de 10,000 [ppm] en sólidos disueltos. Aunque en el caso del agua congénita de un yacimiento petrolero este valor puede ser rebasado fácilmente encontrándose yacimientos cuya salinidad de agua congénita supera las 200,000 [ppm].

Como puntos de comparación tenemos que el agua dulce tiene una concentración de sólidos en solución de alrededor de 500 [ppm], mientras que el agua de mar tiene una salinidad promedio de 35,000 [ppm], pudiéndose presentar variaciones dependiendo del lugar de medición.

En el caso de un proceso de inyección de baja salinidad, se ha encontrado a través de la experimentación continua con diferentes tipos de núcleos de areniscas y muestras de aceite, que los mejores resultados se obtienen inyectando agua con una concentración de sólidos en solución de 1,000-2,000 [ppm].

Por otro lado, en una inyección de agua convencional, la salinidad del agua inyectada suele ser de la misma o similar concentración de sólidos en solución que aquella del agua congénita, con la finalidad de hacerla compatible con la formación sujeta al proceso de inyección de agua ^[18]. De esta manera, debido al propio origen marino del agua congénita en un yacimiento, se pueden esperar valores de concentración de sólidos en solución muy cercanos a las 35,000 [ppm], siempre y cuando las propias condiciones permitan mantener dicho valor.

3.2 Interacciones en el sistema roca-fluidos

Cualquier proceso de inyección de agua a un yacimiento, requiere de un estricto control sobre la calidad del agua a ser inyectada; es decir, se habla de agua de buena calidad cuando ésta se encuentra libre de sólidos en suspensión, materia orgánica y es compatible con el agua de formación ^[18].

En el caso de la inyección de agua convencional, al tratarse de un proceso de recuperación secundaria de hidrocarburos, se buscará generar un mecanismo físico de empuje tipo pistón sin fugas, en el cual no habrá reacción química alguna entre el fluido inyectado con los fluidos y roca de la formación. De esta manera, el tratamiento al que será sujeta el agua de inyección estará condicionado a evitar en lo posible:

- Variaciones en el índice de inyectividad del pozo, el cual se define como “el número de barriles por día de líquido bruto inyectado a un pozo, por unidad de presión diferencial entre la presión de inyección promedio y la presión media de la formación”.

Hay que recordar que una reducción en la capacidad de admisión de un pozo inyector, posterior al pico de saturación de agua, reduciría considerablemente la utilidad y eficiencia de un proceso de inyección.

Por ello, es importante poder distinguir entre la caída natural en el gasto de inyección debido al incremento de la resistencia al flujo del fluido inyectado por incremento de saturación y aquella producto del taponamiento de los poros, causado por migración de partículas finas y/o hinchamiento de arcillas por contacto con el agua.

- Precipitación de sales desde la solución, resultado de la formación de compuestos insolubles o de sobresaturación de la salmuera.
- El hinchamiento de minerales arcillosos por cambios en la naturaleza y concentración de iones en solución, debido principalmente al desplazamiento o disolución del agua de formación por parte del agua inyectada.

Por otra parte, la inyección de agua de baja salinidad representa una tecnología de Recuperación Mejorada de Aceite (EOR), la cual además de producir un efecto tipo pistón, que favorece el

desplazamiento del aceite hacia los pozos productores, generará también cambios en la mojabilidad del sistema que permitirán incrementar la recuperación de aceite.

Los mecanismos específicos bajo los que opera la inyección de baja salinidad se encuentran aún bajo riguroso estudio y no pueden ser determinados con exactitud; sin embargo, cada uno de ellos será expuesto a detalle.

Aún así, la evidencia experimental existente, tanto de laboratorio como de campo, permite afirmar, con un alto grado de certeza, que la tecnología representa un medio viable para incrementar las reservas de hidrocarburos a nivel mundial. Específicamente en yacimientos de areniscas cuyos bajos niveles de permeabilidad dificultan la extracción de aceite.

3.3 Impacto de la salinidad en la recuperación de aceite ^[17]

En esta sección se discutirán los efectos que la inyección de agua de baja salinidad causa en formaciones tanto clásticas (areniscas), como de carbonatos, para lo cual se describirá de manera sintetizada una serie de trabajos realizados, tanto en laboratorio como en campo, que permiten dar a conocer el incremento de recuperación de aceite para yacimientos con diferentes tipos de roca y aceite, como resultado de la inyección de salmueras con una salinidad baja.

Si bien por el momento analizaremos de una manera vaga los resultados obtenidos, es importante mencionar que las diferencias en recuperación en cada uno de los experimentos nos permite constatar que cada caso es único y por tanto, los datos mostrados sólo nos pueden servir como una estimación de las recuperaciones que se podrían obtener en caso de que se aplicara la tecnología en yacimientos con características similares.

Más adelante en esta tesis, se discutirán de manera más detallada los factores que afectan la eficiencia en la recuperación de aceite por inyección de agua de baja salinidad, con lo cual podremos definir con mayor aproximación las situaciones donde la tecnología permitiría obtener mayores ventajas con su aplicación.

Por otro lado, se debe mencionar que existe un número limitado de publicaciones que recomiendan la inyección de agua de baja salinidad en carbonatos, debido en gran medida a que la inyección de agua de alta salinidad permite recuperaciones más elevadas (Webb et al., 2005; Strand, et al. 2008) y el alto riesgo de daño a la formación por precipitación de carbonatos debido a la incompatibilidad con el agua inyectada. Aún así, dada la alta ocurrencia de yacimientos carbonatados en México, se presentan a continuación los resultados obtenidos con el fin de determinar los alcances de esta tecnología.

1.3.1 Yacimientos de carbonatos

En la **Tabla 3.1** se muestra un resumen de las aportaciones realizadas por varios autores con respecto a los efectos de la inyección de agua de baja salinidad en carbonatos.

Tabla 3.1. Trabajos sobre inyección de agua de baja salinidad en carbonatos.

AUTOR	AÑO	ESTUDIO REALIZADO	RESULTADOS
Bagci et al.	2001	Efecto de la composición del agua en la recuperación de aceite, utilizando salmueras de diferente composición a una temperatura de inyección de 122 [°F]	Cualquier ajuste en la composición de la salmuera inyectada durante un proceso de inyección de agua podría llegar a ofrecer una posibilidad económicamente viable para incrementar la recuperación de aceite, alterando la mojabilidad del sistema.
Hognesen et al.	2005	Imbibición, a altas temperaturas, utilizando calizas y núcleos de yeso con agua de mar y agua congénita	Incrementar la concentración del ion sulfato, solamente a altas temperaturas iniciales, puede actuar como un agente modificador de la mojabilidad en carbonatos, incrementando por tanto la recuperación de aceite. Sin embargo, se incrementa la posibilidad de formación de incrustaciones. A bajas temperaturas se debieron mezclar surfactantes catiónicos en la fase acuosa, para mejorar la imbibición a través de los núcleos.
Webb et al.	2005	Comparación de la recuperación de aceite en núcleos de carbonatos del Mar del Norte, utilizando en primer lugar agua de formación simulada, libre de sulfatos; y posteriormente, agua de mar que contiene sulfatos.	El agua de mar fue capaz de alterar la mojabilidad en el sistema de carbonatos, cambiando de mojado por aceite a mojado por agua.
Strand et al.	2008	Estudios experimentales para explicar la química detrás del mecanismo que llevaba a la alteración de la mojabilidad en calizas fracturadas, después de inyectar agua de mar sin y con sulfatos; salmuera de cloruro de sodio; y agua de formación.	El agua de mar con sulfatos presentó un incremento adicional del 15% en la recuperación de aceite, con respecto a la prueba empleando agua de mar libre de sulfatos. En este caso, el agua de mar era la que menor concentración de sólidos en solución poseía en comparación con las otras salmueras utilizadas; sin embargo, el experimento no incluyó salmueras con una salinidad menor a la del agua de mar.
Fjelde	2008	Resultados de imbibición espontánea obtenidos de la inyección de agua de mar y salmuera de baja salinidad, en formaciones de calizas	El inyectar salmuera de baja salinidad no producía incrementos significativos en la recuperación de aceite sobre la inyección de agua de mar.

1.3.2 Yacimientos de areniscas

En la **Tabla 3.2** se muestra un resumen de las aportaciones realizadas por diversos autores con respecto a los efectos de la inyección de agua de baja salinidad en yacimientos de areniscas.

Tabla 3.2. Trabajos sobre inyección de agua de baja salinidad en yacimientos de areniscas.

AUTOR	AÑO	ESTUDIO REALIZADO	RESULTADOS
Smith	1942	Experimentos de inyección con agua dulce, agua congénita del Campo Bradford, salmueras sintéticas de cloruro de sodio y núcleos de areniscas de Bradford con una permeabilidad de hasta 77 [mD].	Los resultados en el Campo Kansas demostraban que la recuperación final de aceite para salmueras de baja salinidad (soluciones de NaCl) era 15% mayor que aquella obtenida con la inyección de agua dulce.
Hughes & Pfister	1947	Inyección de agua en procesos de recuperación secundaria.	Existen grandes ventajas al inyectar salmueras durante un proceso de recuperación secundaria, tomando en cuentas las características físicas y químicas para evitar el hinchamiento de arcillas.
Reiter	1961	Inyección de agua de baja salinidad, comparándola contra la inyección de agua congénita. Se utilizaron dos muestras de agua, la primera con una salinidad igual a la del agua congénita y una segunda con un cuarto de la salinidad del agua congénita.	Los experimentos realizados con salmuera de baja salinidad mostraron una recuperación 21.3% mayor que aquella obtenida utilizando agua congénita, probablemente fue debido al efecto producido por el hinchamiento de las arcillas.
Bernard	1967	Efectividad del agua dulce y salmueras para desplazar aceite en núcleos con un alto contenido de arcillas hidrofílicas. Utilizando agua destilada y salmueras de cloruro de sodio, en concentraciones de 15, 5, 1 y 0.1%.	Reducir la concentración de cloruro de sodio de 1 a 0.1%, produjo un incremento considerable en la recuperación de aceite. Se observó un incremento considerable en la caída de presión a través del núcleo, sugiriendo alteraciones en el sistema roca fluido.
Al-Mumen	1990	Inyección de agua de baja salinidad (Cinco salmueras de NaCl en diferentes concentraciones), así como el estudio del efecto de incompatibilidad del agua de acuíferos y de mar, durante la recuperación de aceite.	Incremento en la recuperación conforme se eleva la salinidad del agua inyectada hasta los 100,000 [mg/l]. Después de la inyección con salinidad de 60,000 [mg/l], el incremento en la recuperación hasta la irrupción del agua se vuelve despreciable.

AUTOR	AÑO	ESTUDIO REALIZADO	RESULTADOS
Tang & Morrow	1997	Experimentos de inyección a núcleos para determinar la forma en que las salinidades, tanto del agua congénita como de la salmuera inyectada, influyen en las condiciones de mojabilidad y recuperación de aceite a temperatura de yacimiento.	La recuperación de aceite se incrementó al reducir la salinidad ya sea del agua congénita o agua inyectada; igualmente determinaron que el incrementar la temperatura de desplazamiento del agua influyó en que la roca tuviera una mayor mojabilidad por agua ocasionando por tanto una mayor recuperación de aceite.
Sharma & Filoco	2000	Experimentos para la determinación de la permeabilidad relativa con drene e imbibición, para sistemas de tres fases utilizando centrifugas. Tres aceites crudos, salmueras de NaCl y núcleos Berea fueron empleados en las pruebas.	A menor salinidad del agua congénita, se pueden obtener mayores recuperaciones de aceite.
Robertson et al.	2003	Estudios experimentales de inyección de agua de baja salinidad en etapas secundaria y terciaria, para distintos tipos de areniscas y aceites.	El tipo de aceite y roca (particularmente la presencia y distribución de la caolinita); así como la composición de la salmuera, jugaban un papel muy importante en el efecto de la recuperación de aceite; pero sin lugar a dudas, la inyección de agua de baja salinidad mostró una recuperación mayor a aquella obtenida inyectando agua de alta salinidad.
Webb et al.	2004	Prueba Registro-Inyección-Registro (LIL), para verificar si efectivamente la inyección de agua de baja salinidad permitía incrementar la recuperación de aceite. Para esto se realizaron varias corridas de registros de pulsos de neutrones durante la inyección de salmuera de alta salinidad (22,000 [ppm]), salinidad intermedia (17,000 [ppm]) y baja salinidad (salmuera de NaCl 3,000 [ppm]).	Reducción en la saturación residual de aceite de un 30 a 25% después de la inyección de agua de baja salinidad.

AUTOR	AÑO	ESTUDIO REALIZADO	RESULTADOS
McGuire et al.	2005	Pruebas SWCTT, para confirmar los resultados de la inyección de agua de baja salinidad en yacimientos de Alaska.	La inyección de agua de baja salinidad es efectiva a niveles de salinidad cercanos a las 5,000 [ppm] o menos, ya que inyecciones con salinidad de 7,000 [ppm] no mostraron beneficios considerables de EOR.
Loahardjo et al.	2007	Restauración de 4 muestras de núcleos de areniscas, las cuales fueron reutilizadas en ocho procesos de imbibición espontánea a 140 [°F]. Se midió la recuperación en etapas secundaria y terciarias para dos tipos de crudo, agua de mar y salmueras de NaCl con salinidades desde 350 [ppm] hasta 3,500 [ppm].	Incrementos en la recuperación de aceite, a pesar de un alto grado de cementación. El contenido de caolinita era alto. El inyectar agua de mar diluida en 10 y 100 veces durante el proceso de recuperación secundaria permitió mejorar la recuperación de aceite en un 16 y 29%, respectivamente.
Zhang et al.	2007	Efecto de la inyección de salmuera de alta salinidad (29,690 [ppm]), salmuera de baja salinidad (1,479 [ppm]) y dos salmueras de NaCl de diferente concentración (8,000 [ppm] y 1,500 [ppm]) en la recuperación de aceite.	La inyección de agua de baja salinidad incrementó la recuperación de aceite tanto en etapa secundaria como en etapa terciaria. Por otro lado, la inyección de NaCl con 8,000 [ppm] en etapa terciaria no produjo ningún efecto en la recuperación; sin embargo, la inyección de NaCl con 1,500 [ppm] mostró un fuerte incremento en la recuperación en etapa terciaria.
Patil et al.	2008	Evaluación del potencial de inyección de agua de baja salinidad en etapa secundaria, como proceso de Recuperación Mejorada de Aceite (EOR) en la North Slope de Alaska. Se utilizaron núcleos de dicha zona y salmueras con concentraciones desde 22,000 (agua congénita) – 60 [ppm] (menor salinidad reportada en literatura para una inyección de agua de baja salinidad).	El reducir la salinidad del agua inyectada desde las 22,000 [ppm] hasta 5,500 [ppm], mantuvo la tendencia de reducir la saturación residual de aceite de 46% a 38%. El inyectar agua de ultra baja salinidad permitió aumentar la recuperación de aceite hasta 68%, contra el 40% obtenido con agua congénita.
Seccombe et al.	2008	Prueba de Trazadores Químicos a un Solo Pozo (SWCTT), con el fin de medir la saturación residual de aceite antes y después de la inyección de agua de baja salinidad en etapa terciaria.	Incrementales en el rango de 9 a 17 unidades de saturación.

AUTOR	AÑO	ESTUDIO REALIZADO	RESULTADOS
Webb et al.	2008	Realizando inyecciones de agua utilizando aceite vivo y agua (tanto de alta como de baja salinidades) a condiciones de yacimiento.	Tras la inyección de agua de baja salinidad se obtuvieron recuperaciones adicionales de aceite del orden del 5% al 40%, basados en resultados obtenidos de inyecciones convencionales de alta salinidad.
Pu et al.	2008	Inyección de agua proveniente de yacimientos de gas grisú (1,316 [ppm]), para incrementar la recuperación de aceite como inyección de agua de baja salinidad.	La fracción de aceite recuperada durante una inyección en etapa terciaria es independiente de la fracción de aceite remanente después de una inyección en etapa secundaria. Los cristales de dolomía en las areniscas juegan un rol importante en el mecanismo de recuperación por agua de baja salinidad, su remoción no permitió recuperación adicional.
Lager et al.	2008	Análisis detallado de datos de producción y composición química del agua producida en dos pozos productores, después de la inyección de agua de baja salinidad (2,600 [ppm]).	Reducción en la saturación residual de aceite del 10% después de inyectar agua de baja salinidad en etapa terciaria. En el análisis no se encontró evidencia de efectos adversos como taponamiento de poros, migración de finos o hinchamiento de arcillas.
Agbalaka et al.	2009	Estudios de inyección a núcleos a altas y bajas temperaturas, con la finalidad de establecer los beneficios de la inyección de agua de baja salinidad (<2 [%m] NaCl) con respecto a la inyección de agua de alta salinidad (4 [%m] NaCl), así como también para determinar el papel que la mojabilidad desempeñaba en la recuperación final.	El reducir la salinidad de la salmuera de 4 a 1 [% m] permitió una mayor recuperación de aceite. La inyección de agua de baja salinidad muestra resultados favorables en la recuperación de aceite, aún si ésta se lleva a cabo en etapas secundaria o terciaria. Eleva la temperatura de la salmuera antes de la inyección, también permitía reducir aún más la saturación residual de aceite en comparación con la recuperación obtenida con la misma salmuera, pero a temperatura ambiente.

A partir de los resultados obtenidos en las pruebas de inyección de baja salinidad descritos en el punto anterior, es posible afirmar con cierto grado de certeza, que para yacimientos de areniscas, se tiene una gran área de oportunidad para poder aplicar la tecnología y obtener resultados favorables, reduciendo al mínimo la posibilidad de fracaso.

Esto resulta de gran importancia, especialmente dadas las fuertes limitaciones presupuestales de las que es objeto Petróleos Mexicanos (PEMEX), lo cual obliga a la empresa a invertir en proyectos cuyo éxito está garantizado o bien el riesgo implícito en la aplicación de la tecnología es muy bajo. Por tanto, se está sugiriendo la aplicación de una tecnología que ha sido probada con éxito en laboratorios y en algunos casos a escala de campo, en yacimientos cuyas propiedades son muy similares a las de algunos localizados en nuestro país.

3.4 Mecanismos de acción propuestos ^[19]

Numerosas hipótesis han sido desarrolladas para explicar el incremento en la producción de aceite asociada con la inyección de agua de baja salinidad, incluyendo el incremento en el pH, conduciendo a la saponificación In-situ y reducción de la tensión interfacial; formación de emulsión; migración de arcillas y; alteraciones en la mojabilidad. En este documento los mecanismos de migración de finos y el incremento en el pH son revisados y discutidos a la luz de nueva información obtenida durante las pruebas de inyección de baja salinidad a condiciones ambientales y de yacimiento. Así mismo un mecanismo basado en la extensión de la teoría DLVO y el intercambio de cationes es también discutido.

3.4.1 Migración de partículas finas

Un intento por explicar el mecanismo de la inyección de agua de baja salinidad fue llevado a cabo por Tang y Morrow. Ellos se percataron de que los finos (principalmente caolinita) fueron desplazados durante la inyección de agua de baja salinidad en núcleos del yacimiento Berea. Concluyeron que la movilización de finos resultó en la exposición de superficies subyacentes, lo cual incremento la mojabilidad por agua del sistema.

Trabajos anteriores han mostrado que la eficiencia óptima de desplazamiento por inyección de agua ocurre bajo condiciones de pobre mojabilidad por agua.

En la presencia de salmuera de alta salinidad, las arcillas permanecen inalteradas y mantienen su naturaleza a ser mojadas por aceite, lo cual conduce a una pobre eficiencia de desplazamiento. Cuando son contactadas por agua de baja salinidad las partículas de arcilla se desprenden de la superficie del poro.

Lever y Dawe mostraron que los finos desprendidos migran con el fluido y son capturados en las gargantas de los poros o reducciones en el tamaño de poro. Tang y Morrow supusieron que el desprendimiento de arcillas con mojabilidad mixta de los poros movilizaba gotas de aceite previamente atrapadas en las arcillas, permitiendo un incremento en la recuperación de aceite.

También reportaron una reducción en la permeabilidad cuando la salmuera inyectada tenía una salinidad inferior a 1550 [ppm] de sólidos en solución.

Esta reducción en permeabilidad fue observada cuando la salmuera de baja salinidad reemplazó la salmuera de alta salinidad inicial. Valdya y Fogler mostraron que el proceso de liberación está gobernado por una combinación de baja salinidad extrema y un alto pH.

Ellos reportaron poco cambio en la permeabilidad cuando se inyectaron fluidos con un pH creciente hasta que la inyección con un pH de 9 fue alcanzada. Al alcanzar un pH > 11 se observó un rápido y drástico decremento en la permeabilidad, implicando un daño severo por el contacto de fluido de alta salinidad y la ausencia de sales en la solución.

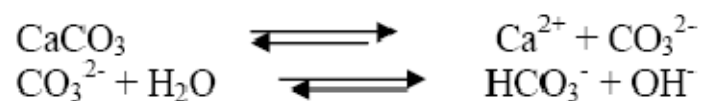
El mecanismo de la migración de finos fue explicado por la Teoría de los Coloides de Deryaguin-Landau-Verwey-Overbeek (DLVO). La reducción en la permeabilidad ocurre si la fuerza iónica de la salmuera inyectada es igual o menor que la concentración de floculación crítica (CFC), la cual es altamente dependiente en la concentración relativa de cationes divalentes como Ca^{2+} y Mg^{2+} .

Se sabe que los cationes divalentes estabilizan la arcilla mediante la reducción del potencial Zeta, resultando en la reducción de la fuerza de repulsión. También Bazin y Labrid indicaron que la sensibilidad del agua está relacionada con la capacidad de intercambio de cationes (CEC) de las areniscas con arcillas. Concluyeron que las arcillas con un alto CEC tenderán a un alto potencial de reducción de permeabilidad.

Como Tang & Morrow mostraron, es posible tener migración de finos durante la inyección de baja salinidad. Sin embargo, durante numerosas pruebas llevadas a cabo por British Petroleum (BP) en condiciones de baja salinidad e inyecciones de agua en núcleos a condiciones de yacimiento se sabe, por sus resultados, que se obtuvo un incremento en la recuperación de aceite, no hubo migración de finos y no se observaron reducciones significativas de permeabilidad. Estos resultados cuestionan la relación entre la migración de finos y la recuperación de aceite.

3.4.2 Variación del pH

Algunos estudios han mostrado un incremento en el pH durante los experimentos en laboratorio de inyección de agua de baja salinidad (**Fig. 3.1**). Este incremento en el pH es debido a dos reacciones concomitantes: la disolución de carbonatos y el intercambio de cationes. La disolución de carbonatos (calcita y/o dolomía) resultan en un exceso de OH^- y el intercambio de cationes ocurre entre minerales arcillosos y el agua que invade el espacio poroso de la roca. Las reacciones de disolución son relativamente lentas y dependientes de la cantidad de material carbonatado presente en la roca.



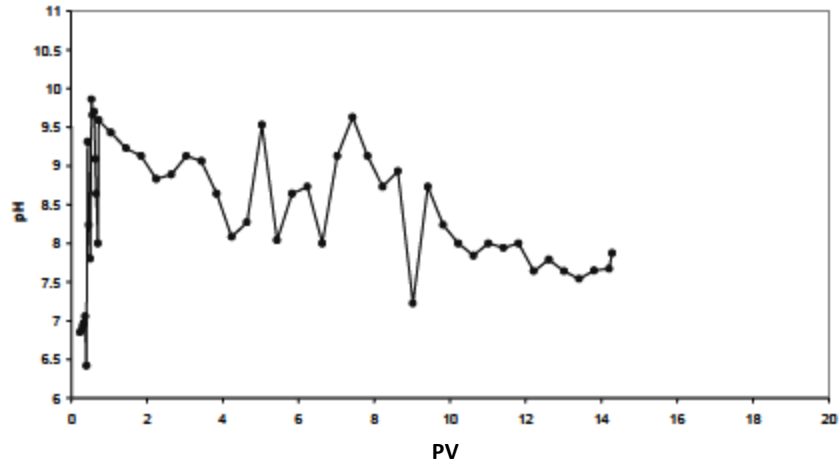


Fig. 3.1. Variación del pH durante una inyección de agua de baja salinidad (pH vs. PV). (A. Lager, K. J. Webb, C. J. J. Black, M. Singleton & K. S. Sorbie, 2006)

Sin embargo, el intercambio de cationes que ocurre en los minerales arcillosos, y en una extensión mucho menor en cuarzo, es mucho más rápido. La superficie mineral intercambiará H^+ presente en la fase líquida con cationes previamente absorbidos. Esto conducirá a un decremento en la concentración de H^+ dentro de la fase líquida resultando en un incremento en el pH.

Si un pH por encima de 9 fuera alcanzado dentro del yacimiento, esto sería equivalente a una inyección de agua alcalina. De acuerdo a Jensen & Radke, los mecanismos activos en el caso de que agua alcalina estuviera desplazando crudo ácido incluyen: 1) una reducción de la tensión interfacial entre agua y aceite, 2) alteración de la mojabilidad en los granos de la matriz, 3) formación de gotas de agua dentro de la fase de aceite, y 4) drene de aceite del volumen entre gotas de agua alcalinas para producir una emulsión conteniendo muy poco aceite.

Los resultados iniciales de Tang en las areniscas del yacimiento Berea, así como los primeros experimentos desarrollados en Sunbury en un sistema de yacimientos en el Mar del Norte (Fig. 1) claramente muestran un incremento en el pH. La explicación dada en aquel tiempo para este incremento fue que la disolución de carbonatos fue suficiente para generar tal nivel de pH. La evidencia que muestra un incremento en el pH durante la inyección de agua de baja salinidad fue citada en un documento para sugerir que la inyección de agua de baja salinidad funcionaba como una inyección alcalina.

Los mejores resultados obtenidos a la fecha mediante inyección de agua de baja salinidad en un núcleo provienen de un yacimiento en el Mar del Norte (incremento del 40% en la recuperación de aceite), el cual tiene crudo con un número ácido muy bajo ($NA < 0.05$).

Sin embargo, de acuerdo a la literatura en inyección de agua alcalina, se requiere un número ácido alto ($NA > 0.2$) para generar suficiente surfactante para inducir el cambio de mojabilidad y/o formación de emulsión. De igual manera, no existe una correlación directa entre el incremento en

la recuperación de aceite debido a la inyección de agua de baja salinidad y el número ácido del aceite crudo (**Fig. 3.2**).

Conforme va aumentando el número de inyecciones de agua de baja salinidad realizadas, la evidencia ha comenzado a sugerir que el beneficio de la inyección de agua de baja salinidad puede ser logrado con un pH menor a 7.

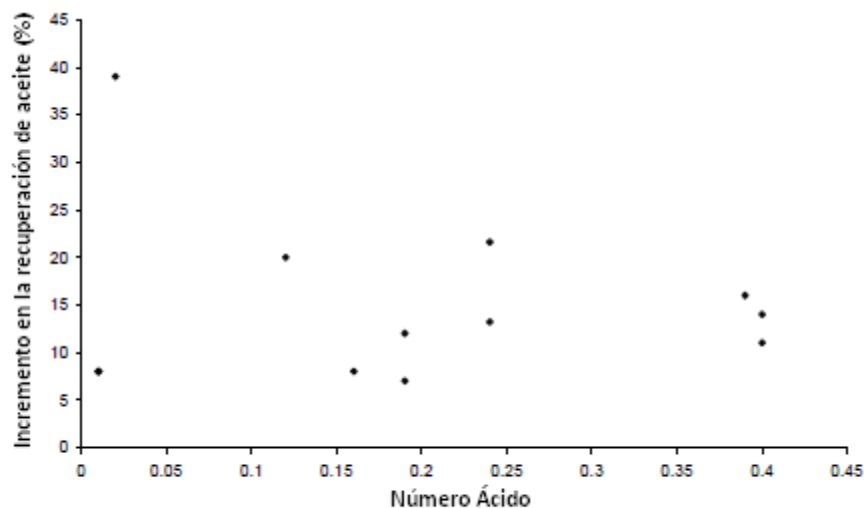


Fig. 3.2. Ausencia de correlación entre el Número Ácido y el incremento en la recuperación de aceite, debido a la inyección de agua de baja salinidad. (A. Lager, K. J. Webb, C. J. J. Black, M. Singleton & K. S. Sorbie, 2006)

La Universidad Heriot Watt llevó a cabo un experimento en un núcleo de la Pendiente Norte de Alaska, en donde el pH se elevó de 5 a 6 (**Fig. 3.3**) con un incremento en la recuperación de aceite. Un modelo geoquímico utilizando PHREEQC fue creado utilizando una inyección de baja salinidad.

El modelo dio solo una aproximación de la variación del pH debido a que la fase orgánica es extremadamente difícil de modelar de manera precisa. De manera interesante, cuando el modelo contiene trazas de carbonatos, el pH incrementa y después decrece lentamente, como se observó en el experimento HW (**Fig. 3.3c**); pero si las trazas de carbonatos son removidas, el pH decrece. Esto disputa la hipótesis temprana de que el principal medio para la variación del pH es la disolución de carbonatos.

De acuerdo con Appelo la inyección de agua fresca en un acuífero salino está acompañada por una pérdida de Na^+ y Mg^+ del donador y un incremento en Ca^{2+} en la superficie del donador. En principio la pérdida de Ca^{2+} de la solución es suficiente como para llevar a cabo la reacción de disolución la cual incrementará el pH hasta 10. Sin embargo, esto no se observa en un acuífero debido al amortiguamiento de protones, lo cual mantendrá el pH alrededor de 7 u 8.

El amortiguamiento de protones se debe a la deadsorción de protones (H^+) de óxidos o sustancias orgánicas. Además, debido a limitaciones químicas, ninguno de los experimentos que mostró cambios en el pH fue llevado a cabo a condiciones de yacimiento con fluidos vivos. La mayor parte de los yacimientos petroleros contienen CO_2 que actuará como amortiguador de pH,

permitiendo que un incremento en el pH hasta 10 sea poco probable o bien imposible en la mayor parte de los yacimientos.

Los resultados obtenidos prueban de manera inequívoca, a pesar de la evidencia previa, que un pH alto no es responsable del incremento en la recuperación de aceite debido a la inyección de agua de baja salinidad. Esto es importante debido a que sería poco probable que tal incremento sea sustentable en un yacimiento petrolero debido al amortiguamiento de protones en los óxidos presentes en las rocas del yacimiento y el contenido significativo de CO₂ presente en algunos yacimientos petroleros.

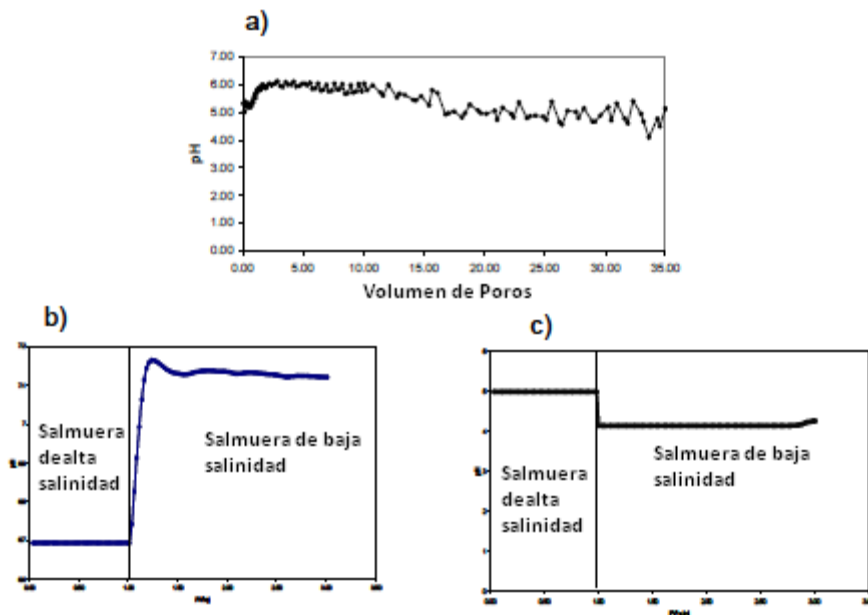


Fig. 3.3. a) Variación del pH durante una inyección de agua de baja salinidad en un núcleo de Endicott. b) Modelo PHREEQC de la variación del pH durante la inyección de agua de baja salinidad en presencia de calcita. c) Modelo de PHREEQC de la variación del pH durante una inyección de agua de baja salinidad sin presencia de calcita. (A. Lager, K. J. Webb, C. J. J. Black, M. Singleton & K. S. Sorbie, 2006)

3.4.3 Intercambio Iónico Multicomponente (MIE)

Al mismo tiempo que se tomaron medidas del pH, se llevaron a cabo análisis geoquímicos del fluido resultante de baja salinidad. Esto subrayó el rol predominante de la cromatografía de Intercambio Iónico Multicomponente (MIE) en la química del agua durante el proceso de inyección.

Esta involucra la competencia de todos los iones en el agua de los poros por los sitios de intercambio de minerales en la matriz. Debido a que los intercambiadores naturales muestran distinta selectividad por diferentes cationes, la relación de absorción con respecto a la concentración de soluto es variable para cationes individuales.

Esta teoría fue aplicada para la Recuperación Mejorada de Aceite en los 70's por Pope et al., pero la mejor aplicación de esta teoría fue hecha por un hidrogeólogo que estudió la invasión de acuíferos salinos con agua dulce.

Valocchi et al. (1981) inyectaron agua dulce en un acuífero de agua salobre y se percató de que la concentración de Ca^{2+} y Mg^{2+} en diferentes pozos de control era menor que aquella encontrada en el agua de inyección y la salmuera congénita.

El Mg^{2+} fue fuertemente adsorbido por la matriz de la roca. Resultados similares fueron obtenidos por la Universidad de Heriot Watt en dos diferentes pruebas de inyección, llevadas a cabo en el mismo sistema. El Ca^{2+} y Mg^{2+} fueron fuertemente adsorbidos hasta que la matriz de la roca fue saturada por completo.

Siguiendo estos resultados, se formuló un mecanismo alrededor de la posibilidad de que el MIE fuera responsable del incremento en la recuperación de aceite. De acuerdo a la teoría extendida DVLO y Sposito, ocho diferentes posibles mecanismos de adsorción de materia orgánica en mineral arcilloso son posibles dependiendo de la función orgánica de la materia y la condición de las superficies orgánicas.

De esos ocho mecanismos, cuatro serán fuertemente afectados por el intercambio de cationes que ocurre durante una inyección de salmuera de baja salinidad: el intercambio de cationes; enlace de ligandos; y puenteo de cationes y agua (**Fig. 3.4**).

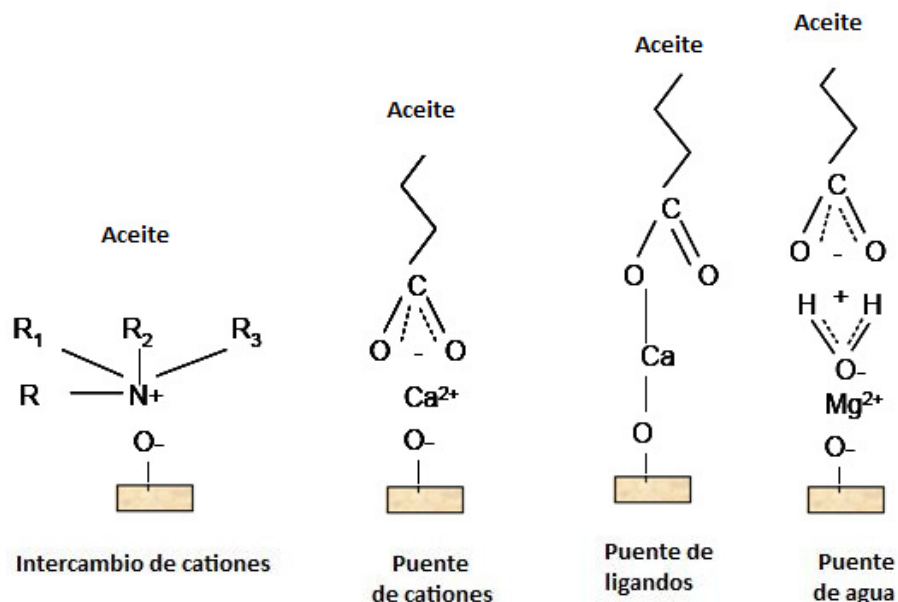


Fig. 3.4. Representación de los diversos mecanismos de adhesión que ocurren entre la superficie de las arcillas y el aceite. (A. Lager, K. J. Webb, C. J. J. Black, M. Singleton & K. S. Sorbie, 2006)

La adsorción por intercambio de cationes ocurre cuando moléculas que contienen nitrógeno cuaternario o anillos heterocíclicos reemplazan cationes metálicos intercambiables, inicialmente adheridos a la superficie de la arcilla. El enlace de ligandos se refiere a la formación directa de enlaces entre cationes multivalentes y un grupo carboxilato.

Estos enlaces son más fuertes que los formados puenteo de cationes y enlaces de intercambio de cationes, conllevando a la separación de complejos orgánico-metálicos (RCOO-M; en donde la letra M representa el catión multivalente) de la superficie del mineral. El puenteo de cationes es un mecanismo débil de adsorción entre un grupo polar funcional y cationes intercambiables en la superficie de la arcilla.

Es importante notar que en algunas ocasiones si el catión intercambiable está fuertemente disuelto (por ejemplo Mg^{2+}) ocurrirá puente de agua. Este involucra la formación de complejos entre la molécula de agua disolviendo el catión intercambiable y el grupo polar funcional de la molécula orgánica. En diversos estudios, a pesar de la adsorción de materia orgánica de minerales de arcilla en el agua de mar, se ha encontrado que las interacciones de van der Waals, intercambio de ligandos y el puenteo de cationes son los mecanismos predominantes de adsorción.

En superficies mojadas por aceite, los cationes multivalentes en la superficie de las arcillas se enlazarán a compuestos polares presentes en la fase del aceite (resinas y asfaltenos) formando complejos orgánico-metálicos.

Tales complejos han demostrado favorecer la mojabilidad por aceite en los yacimientos petroleros. Al mismo tiempo, algunos compuestos polares orgánicos serán adsorbidos directamente a la superficie mineral desplazando los cationes más frágiles presentes en la superficie de la arcilla, mejorando la mojabilidad por aceite en la superficie de la arcilla.

Durante la inyección de salmuera de baja salinidad, se llevará a cabo un proceso de MIE, removiendo compuestos orgánicos polares y complejos orgánico-metálicos de la superficie y reemplazándolos con cationes libres.

En teoría, la deadsorción de compuestos polares de la superficie de la arcilla debería llevar a una superficie con una mejor mojabilidad por agua, resultando en un incremento de la producción de petróleo.

Para probar este mecanismo, se desarrolló un experimento para reemplazar todos los cationes multivalentes presentes en la superficie mineral por Na^+ . Un núcleo de la Pendiente Norte fue lavado repetidamente con una salmuera exclusivamente de NaCl hasta que el efluente mostrara únicamente trazas de Ca^{2+} y Mg^{2+} . Dos cierres fueron llevados a cabo para asegurar que ningún carbonato permaneciera sin disolver.

Una vez que la superficie del núcleo fue saturada con Na^+ , se inyectó aceite hasta que se obtuvo una Swi de 12%. Después de añejar el núcleo, salmuera de alta salinidad, conteniendo únicamente NaCl fue desplazada a través del núcleo seguida de salmuera de baja salinidad conteniendo

únicamente NaCl. Finalmente se llevó a cabo una inyección terciaria usando salmuera de baja salinidad conteniendo únicamente Ca^{2+} y Mg^{2+} .

Haciendo esto, la formación de complejos orgánico-metálicos en las superficies minerales debido a la presencia de cationes multivalentes en la superficie mineral fue prevenida, ocurriendo únicamente interacciones de van der Waals.

Si el MIE es el mecanismo predominante, la inyección secundaria de alta salinidad debería manifestar una mayor recuperación de aceite debido a la ausencia de una adsorción de aceite por formación de ligandos y puenteo de cationes multivalentes e intercambio.

De igual manera, la inyección terciaria de agua de baja salinidad no debería producir aceite ya que todo el “aceite móvil” habría sido desplazado por la inyección primaria, pues no existen complejos orgánico-metálicos presentes para ser deabsorbidos.

Finalmente una inyección terciaria de baja salinidad conteniendo cationes divalentes no debería producir aceite ya que solamente cationes monovalentes no acomplexados (por ejemplo Na^+) serán deabsorbidos de la superficie mineral por los cationes divalentes presentes en la salmuera invasora.

Los resultados de los experimentos coincidieron con las predicciones. Primeramente la muestra de la Pendiente Norte fue preparada a una saturación de agua inicial representativa y se añejó en aceite crudo muerto. Los experimentos iniciales de escrutinio fueron llevados a cabo a 25°C .

Una inyección convencional de agua de alta salinidad dio una recuperación del 42% OOIP y una inyección terciaria de baja salinidad resultó en una recuperación total del 48% OOIP (un 5% adicional de OOIP). Una segunda ronda de experimentos fue llevada a cabo a temperatura de yacimiento (102°C). Una inyección convencional de agua de alta salinidad resultó en una recuperación de 35% de OOIP.

El núcleo fue entonces lavado con una salmuera conteniendo solo NaCl de alta salinidad hasta que el Ca^{2+} y el Mg^{2+} fueron efectivamente eliminados de la superficie de los poros. La saturación inicial de agua fue restablecida y la muestra se dejó añejar en aceite crudo. Una inyección de alta salinidad consistente solo de NaCl (sin Ca^{2+} y Mg^{2+}) resultó en una recuperación de 48% de OOIP. Una inyección terciaria de baja salinidad fue llevada a cabo (de nuevo sin Ca^{2+} o Mg^{2+}) y no se observó recuperación adicional (**Fig. 3.5**).

Esta fue seguida por una inyección de baja salinidad con Ca^{2+} y Mg^{2+} presentes y de nuevo no se obtuvo una recuperación adicional. Esta secuencia indicó que una salmuera congénita con alto contenido de Ca^{2+} y Mg^{2+} resulta en una baja recuperación.

El remover el Ca^{2+} y Mg^{2+} de la superficie de la roca antes de la inyección llevó a una mayor recuperación de aceite independientemente de la salinidad y es importante notar que es la primera vez que no se observó una mejora en la recuperación de aceite cuando se inyectó salmuera de baja salinidad en un yacimiento clástico donde la estructura mineral se preservó. Esto

ha confirmado la importancia del MIE en el mecanismo de recuperación por inyección de agua de baja salinidad.

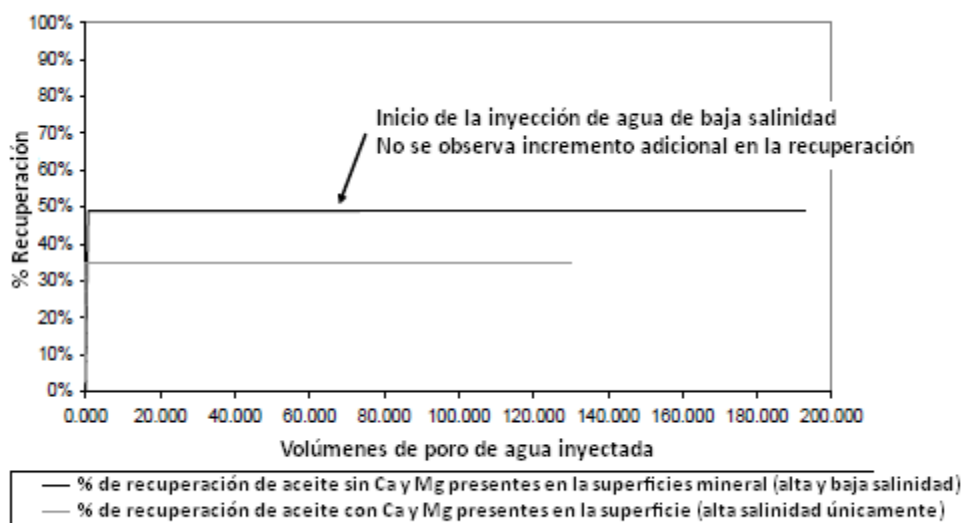


Fig. 3.5. Efecto del MIE en la recuperación de aceite (%). (A. Lager, K. J. Webb, C. J. J. Black, M. Singleton & K. S. Sorbie, 2006)

3.5 Factores que afectan la eficiencia de la recuperación

En este apartado del trabajo se hará un recuento de todos aquellos factores que están involucrados directamente en la eficiencia de la extracción de aceite durante la inyección de agua de baja salinidad.

Es importante mencionar, que al ser un proceso de inyección de fluidos, resulta claro que los mismos factores que afectan una inyección de agua o gas convencional serán también responsables de cualquier variación en la recuperación final de aceite de la inyección de agua de baja salinidad.

3.5.1 Propiedades petrofísicas y mineralógicas ^[15]

La característica de mayor impacto en un yacimiento petrolero es su falta de homogeneidad. Debido a esta característica, la distribución de fluidos a través de los poros puede ser tan complicada como la propia naturaleza y continuidad de los poros mismos.

Esta condición tiene una relación directa con las saturaciones inicial y residual de aceite; por tanto también en la permeabilidad relativa al gas y fases líquidas. Por ello, el volumen total de aceite que puede ser obtenido de yacimientos con características similares de saturación de fluidos, puede no ser similar, especialmente si tomamos en cuenta las diferencias inherentes en la composición y estructura de la roca que almacena el aceite.

Los minerales de mayor ocurrencia en las rocas de un yacimiento son el sílice y la calcita, los cuales en su forma pura, son consideradas como rocas preferentemente mojadas por agua o hidrofílicas.

Por otra parte, los minerales arcillosos, los cuales son cementantes comunes en las areniscas y cuyas partículas son de tamaño coloidal, tienden a cambiar considerablemente las propiedades físicas de las superficies de la roca de un yacimiento.

Poco se conoce acerca de las energías superficiales que las partículas de arcilla pueden liberar, su rol como catalizadores, su hidratación al contacto con el agua y su capacidad de intercambio iónico. Sin embargo, parece razonable asumir que estas propiedades tienden a afectar en un alto grado la absorción de compuestos complejos que se encuentran en el aceite y por lo tanto cambiar la mojabilidad del yacimiento de mojado por agua a mojado por aceite.

Tal cambio en la mojabilidad influye de manera significativa en la eficiencia de un proceso de inyección de fluidos, y se sugiere que el tomar en cuenta todas las características físicas de un yacimiento, es tan importante como las propias características de los fluidos dentro del yacimiento.

3.5.1.1 Arcillas y su potencial para el MIE ^[20]

Una reacción de intercambio iónico se define como una interacción reversible, entre los iones que originalmente se encuentran ocupando un número fijo de sitios reactivos del intercambiador insoluble (medio poroso), con las diversas especies iónicas en la solución (agua inyectada).

Los primeros trabajos de intercambio iónico comenzaron con estudios sistemáticos por parte de Thompson & Way hace más de un siglo, trabajos que serían continuados por Duel & Hostettler (1950), Duncan & Lister (1948), Kelley (1948), y Kunin & Myers (1950).

Cuando un mineral arcilloso es colocado en una solución que contiene diversas sales disueltas, el conjunto en su totalidad alcanzará, con el paso del tiempo, una condición estacionaria de distribución iónica entre la arcilla y la solución, la cual persistirá por un periodo de tiempo indefinido.

Por ello, resulta de particular importancia conocer como esta distribución de equilibrio depende de la naturaleza del intercambiador y su condición física; así como de la propia naturaleza de la solución.

En general, es de esperar que una serie de procesos, incluyendo la propia reacción de intercambio iónico, determinen esta distribución. Dichos procesos tales como la adsorción molecular, formación de soluciones iónicas complejas, formación de sales de difícil solubilidad o formación de complejos con la fase del intercambiador pueden imponerse a la reacción de intercambio iónico misma (Banner, Argersinger & Davidson; 1952)

Con respecto a las arcillas, resulta conveniente considerarlas como poli-electrolitos multivalentes en las reacciones de intercambio iónico. Para cada uno de los grupos principales de estructuras

crystalinas, es importante tomar en consideración el efecto de la distribución de cargas en el entramado de la estructura.

La relación entre la estructura de los cristales de silicatos y sus propiedades de intercambio iónico, han sido descritas en considerable detalle por Bagchi (1949) (Fig. 3.6).

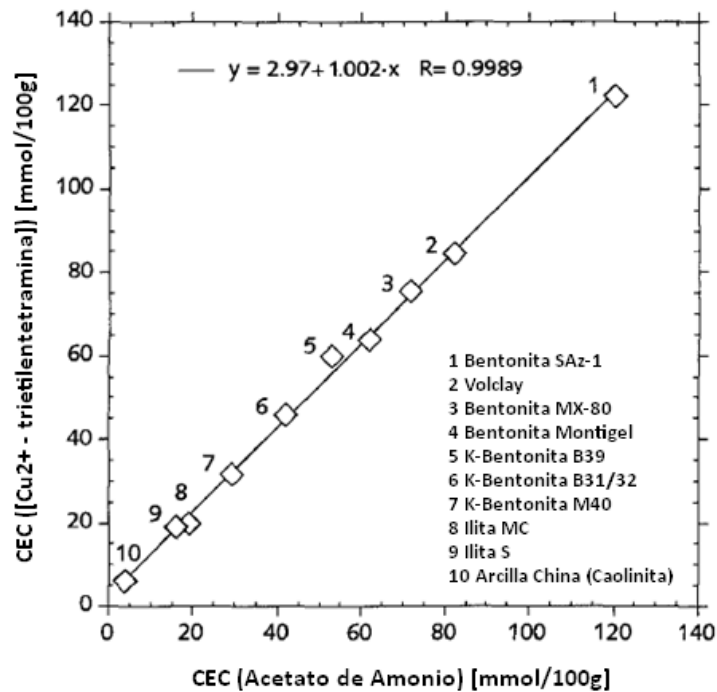


Fig. 3.6. Comparación del CEC en cada uno de los grupos de arcillas, utilizando dos métodos distintos. Nótese que la caolinita es el mineral arcilloso con menor CEC, mientras que la bentonita tiene el mayor valor de CEC. (Lorenz P. Meier & Guenter Kahr, 1999)

Sin embargo, debido a las marcadas diferencias tanto geométricas y de densidad de carga eléctrica en los minerales arcillosos, existirán grandes variaciones en las contribuciones relativas a las reacciones reversibles de intercambio iónico, su naturaleza anfotérica y adsorción física, hasta la distribución del equilibrio de los iones en un sistema arcilla-electrolito acuoso.

3.5.1.1.1 Grupo de la caolinita

Diversos miembros del grupo de la caolinita de minerales arcillosos exhiben casi una completa libertad de sustitución isomórfica, con una pequeña pero definida capacidad de intercambio iónico.

Los sitios de reactividad de intercambio en la caolinita, se encuentran generalmente asociados con el grupo estructural OH en las superficies expuestas de la arcilla. Debido a las diferencias en el balance de las cargas eléctricas de los iones hidroxilo, a través de las superficies laterales y aquellas formadas por la hidratación del sílice en los bordes rotos de los cristales, podría haber más que una clase de sitio de intercambio en este mineral.

3.5.1.1.2 Grupo de la atapulgita

Esta arcilla fibrosa tipificada como atapulgita, exhibe una geometría totalmente diferente a la de los minerales laminados y, por tanto, una distribución diferente de las cargas en los iones superficiales.

En la atapulgita, una pequeña cantidad del silicio es frecuentemente reemplazada por iones de aluminio, que dan lugar a la deficiencia de carga originando la actividad de intercambio iónico de esta arcilla (Marshall, 1949).

Debido a su estructura fibrosa y a la presencia de canales paralelos al eje longitudinal de los cristales, en los cuales la mayoría de los iones de intercambio móviles se encuentran, la tasa de reacciones de intercambio de iones en los minerales de la atapulgita tiende a ser más lenta que en los minerales laminados.

3.5.1.1.3 Grupo de la illita

La illita se caracteriza por tener partículas o granos de tamaño pequeño y en forma de placa, distinguibles por su habilidad para retener potasio de manera irreversible.

La actividad de intercambio iónico en la illita es atribuida a la sustitución isomórfica que ocurre mayormente en la superficie de las capas tetraédricas de sílice. Esto da lugar a una configuración geométrica más favorable para el contrabalanceo microscópico de las cargas eléctricas sin balancear, así como la posibilidad de formar enlaces covalentes.

Cualquiera de estas dos condiciones tenderá a producir reacciones irreversibles.

3.5.1.1.4 Grupo de la montmorillonita (esmectita)

El grupo de arcillas con mayor actividad, en lo que se refiere a la reactividad del intercambio iónico por unidad de masa de arcilla, es el grupo de la montmorillonita.

El alto grado de intercambio y la rapidez de sus reacciones, se han reconocido ampliamente como atributos sorprendentes de esta clase de minerales arcillosos.

Los minerales de este grupo tienen granos en forma de placa, formando entramados de tres capas con un alto grado de sustitución isomórfica. Los minerales a su vez se encuentran distribuidos en posiciones octaédricas, en las cuales principalmente el magnesio sustituye al aluminio; y en coordinación tetraédrica, donde predominantemente el aluminio sustituye al silicio (Harry, 1950; Hendricks, 1945; Ross & Hendricks, 1945).

Debido a la gran capacidad base de intercambio y su alto grado de ocurrencia a nivel mundial, estos minerales han sido ampliamente estudiados y se tiene un gran acervo experimental sobre ellos (Hauser, 1951).

3.5.1.2 Contenido de carbonatos

La inyección de agua de baja salinidad como proceso de Recuperación Mejorada de Aceite, requiere que el agua inyectada sea químicamente compatible con el agua congénita del yacimiento, esto con el fin de evitar los ciclos de disolución y precipitación de minerales que pueden degradar seriamente la permeabilidad e inyectividad de la formación

El taponamiento de la formación es un asunto de preocupación, especialmente en yacimientos con un gran contenido de carbonatos, tales como la calcita y dolomía, ya que estos minerales normalmente reaccionan de manera rápida con una fase acuosa, además de que tienen una solubilidad que depende fuertemente de la temperatura.

Este aspecto resulta de gran importancia para el trabajo que se desarrolla actualmente, pues existe evidencia de campo que sugiere que durante un proyecto piloto de inyección de agua realizado de forma preliminar en el Activo Integral Poza Rica-Altamira, el cual bordea la costa del Golfo en la zona Este de la República Mexicana, se experimentó una pérdida de inyectividad después de cinco meses de reinyección de agua de formación al Pozo AF-847, en 1999. La acidificación con HCl restauró la inyectividad, sugiriendo daño a la formación por taponamiento de los poros producto de la precipitación de carbonatos.

Análisis extensivos mediante experimentos de flujo llevados a cabo en laboratorio, además de estudios químicos-mineralógicos del agua de yacimiento y núcleos de pozo, indican que al menos en el Yacimiento Agua Fría, que la sobresaturación de diversas especies acuosas (especialmente Ca^{2+} , Mg^{2+} , HCO_3^- y SO_4^{2-}) causa la precipitación de minerales secundarios, tales como la calcita [CaCO_3], coelestina [SrSO_4], anquerita [$\text{Ca}(\text{Fe}, \text{Mg}, \text{Mn})\text{C}_2\text{O}_6$] y dolomía [$\text{Ca Mg}(\text{CO}_3)_2$].

3.5.1.3 Mojabilidad del sistema

La mojabilidad es definida como “la tendencia de un fluido de esparcirse o adherirse en la superficie de un sólido en la presencia de otros fluidos inmiscibles”. Cuando los fluidos son agua y aceite, la mojabilidad es la tendencia de la roca por embeber preferentemente aceite, agua o ambos.

Diversos grados de mojabilidad han sido presentados en la literatura:

1. Una roca es preferentemente mojable por agua si la fase acuosa llega a ser retenida por las fuerzas capilares en los poros más pequeños y en las paredes de los poros más grandes, mientras que la fase oleosa ocupa el espacio central de los poros de mayor tamaño y forma glóbulos que pueden llegar a extenderse a través de varios poros interconectados.
2. Una roca tiene una mojabilidad neutra si ésta no presenta ninguna preferencia por uno u otro fluido.

3. Una roca tiene una mojabilidad fraccional si ésta tiene una composición mineralógica diversa, en donde cada mineral tiene diferentes propiedades de absorción, lo cual puede llevar a variaciones de la mojabilidad.
4. Una roca tiene una mojabilidad mixta si la fase oleosa ocupa completamente los poros de mayor tamaño y la fase acuosa ocupa los poros de menor tamaño; o bien, si minerales diferentes en el mismo poro son mojados por diferentes fluidos.
5. Finalmente, una roca es mojada por aceite si la fase oleosa ocupa los poros pequeños y recubre las paredes de los poros de mayor tamaño, mientras que la fase acuosa ocupa el espacio central de los poros grandes. De acuerdo con Jarrell et al. (2002), los yacimientos mojados por aceite no tienen una ocurrencia natural, ya que todos los yacimientos que se dicen ser mojados por aceite son en realidad de mojabilidad mixta, pues la fase oleosa no ocupa totalmente los poros más pequeños.

La mojabilidad puede ser indexada con la prueba de mojabilidad de Amott. El índice de mojabilidad de Amott (I_{w-o}) es obtenido por una prueba combinada de imbibición y desplazamiento. Su variación va de +1 a -1, donde el +1 indica fuertemente mojado por agua y -1 indica fuertemente mojado por aceite.

La afectación de la mojabilidad, medida con el índice de Amott, en la saturación residual de aceite, ha sido estudiada experimentalmente por diversos investigadores. Las **Fig. 3.8 – Fig. 3.10** muestran la información obtenida en caliza Berea, otras calizas y diversos carbonatos. La saturación residual de aceite es más baja cuando la mojabilidad se encuentra cercana a la neutra o mixta.

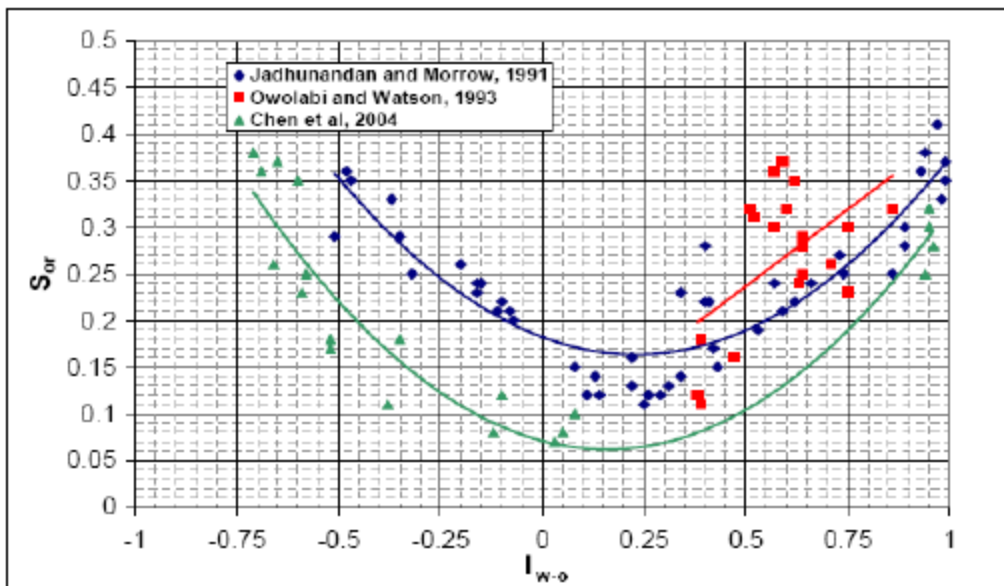


Fig. 3.8. Saturaciones residuales de aceite vs. I_{w-o} para las areniscas Berea, de Anderson.

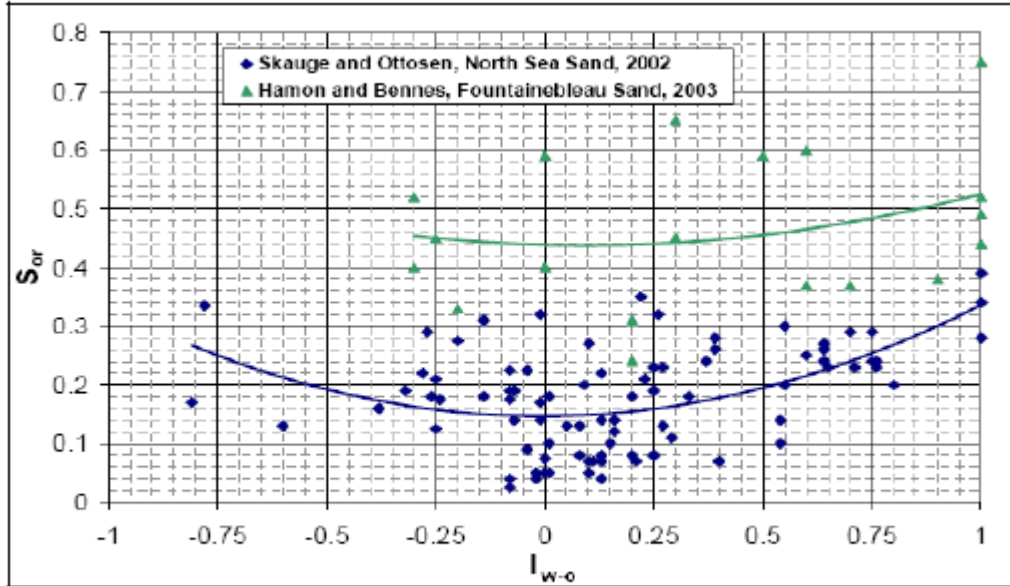


Fig. 3.9. Saturación residual de aceite vs. I_{w-o} para otras areniscas, de Anderson.

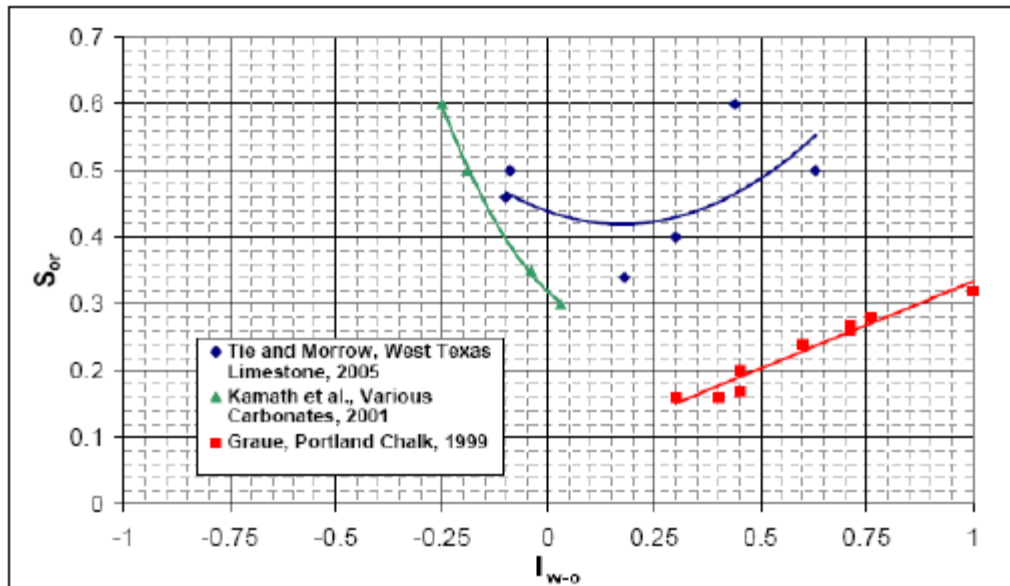


Fig. 3.10. Saturación residual de aceite vs. I_{w-o} para otros carbonatos, de Anderson.

Debemos recordar que la inyección de agua de baja salinidad es un Método de Recuperación Terciaria o Mejorada de Hidrocarburos; por lo tanto, su principio de acción se basa en las alteraciones provocadas sobre el sistema roca fluidos.

Las investigaciones realizadas en núcleos, para determinar el efecto de la inyección de agua de baja salinidad sobre la recuperación de aceite, saturación residual de aceite y permeabilidad

relativa, demuestran que una recuperación mayor de aceite va acompañada de un incremento en la mojabilidad por agua.

Estas observaciones se encuentran sustentadas en un decremento final en la permeabilidad relativa al agua y un incremento final en la permeabilidad relativa al aceite.

Adicionalmente, se encontró que la inyección de agua de baja salinidad no produjo recuperación adicional de aceite cuando los núcleos se encontraban inicialmente fuertemente mojados por agua.

De esta manera, se establece que el inyectar agua de baja salinidad beneficia mayormente a sistemas de mojabilidad mixta, en donde los efectos del cambio de mojabilidad permitirán desprender el aceite que se encuentra adherido a las paredes de los poros interconectados.

3.5.2 Permeabilidad ^[15]

El aceite se desplaza a través de los poros de la roca cuando se crea un diferencial de presión y se tiene una permeabilidad; de tal manera que esta propiedad es una medida de la capacidad conductiva de un fluido a través de un medio poroso.

La determinación de la permeabilidad se utiliza en las operaciones de inyección de fluidos, como base para determinar el espaciamiento adecuado entre pozos, para establecer la presión de inyección requerida y predecir el gasto de producción.

Adicionalmente, los perfiles de permeabilidad se utilizan para determinar qué parte o sección de un yacimiento responderá mejor a la aplicación de procesos de inyección de fluidos. Por esta razón el rango de valores de permeabilidad debe ser considerado así como los valores promedio de permeabilidad de un yacimiento.

Los estudios de sedimentación de las rocas de yacimiento, particularmente de areniscas, en relación a la recuperación de aceite, han sido confinados a investigaciones referentes al volumen de los espacios porosos y su capacidad de transporte de fluidos. Sin embargo, poca atención se le ha dado a la distribución del tamaño de las partículas y su efecto en la permeabilidad.

Obviamente, la permeabilidad de las rocas porosas se determina por el tamaño, forma y abundancia de los espacios intercomunicados que éstas poseen. El tamaño de dichos espacios es importante, ya que espacios pequeños restringirán el flujo debido a la fricción y grandes esfuerzos capilares.

También el número de espacios comunicados es importante, ya que éstos controlarán la capacidad de conducción de fluidos a través de la roca.

Dicho lo anterior, una alta permeabilidad de yacimiento se considera como un factor deseable, ya que de esta manera se requerirá menos energía para provocar el movimiento de los fluidos.

En el otro extremo, se tienen yacimientos de baja permeabilidad en donde la principal limitante es la restricción económica que éstos generan sobre la tasa de movimiento de fluidos, lo cual controlará los requerimientos de presión de inyección necesaria para obtener resultados económicamente viables; así como el espaciamiento entre pozos.

El límite superior de permeabilidad, para operaciones de inyección de fluidos, debe ser establecido a través de la magnitud sobre la cual la segregación gravitacional de los fluidos se manifestará. En general, si un proceso de recuperación primaria se ve fuertemente beneficiado de un empuje por segregación gravitacional, las posibilidades para la recuperación por inyección de fluido no serán atractivas.

También se ha reconocido que, variaciones en la salinidad del agua y las propiedades de hidratación de los materiales cementantes, pueden causar un incremento o reducción en la permeabilidad, dependiendo del intercambio de iones entre los sólidos y la solución.

3.5.3 Porosidad^[15]

El volumen de aceite atrapado en un yacimiento es resultado de su porosidad. La porosidad efectiva de un yacimiento de aceite se expresa como el porcentaje de espacios intercomunicados en la roca; determinándose con el propósito de calcular la saturación de agua y de aceite en una base porcentual.

La necesidad de dichos cálculos es obvia si se toma en cuenta que el contenido de fluidos de un yacimiento y la cantidad de aceite recuperado mediante recuperaciones primaria, secundaria y terciaria o mejorada, varía como un porcentaje del volumen de poros en vez de una unidad de volumen. Por lo tanto, la saturación de aceite de un yacimiento puede ser la misma a través de un rango variable de porosidades, en cualquier etapa de la recuperación.

La porosidad de yacimientos siliciclásticos depende del tamaño, forma y distribución de los granos de arena; así como del efecto del material cementante que mantiene a los granos unidos.

En yacimientos carbonatados, la porosidad es creada por las condiciones del ambiente de deposición como la formación de estructuras oolíticas, de alteraciones producto de la disolución o precipitación de agua y de la formación de fracturas u otras aperturas resultado de movimientos terrestres.

3.5.4 Salinidades del agua congénita y de inyección

En la literatura disponible sobre la inyección de agua de baja salinidad se habla del efecto que tienen las características y composición de los fluidos dentro del yacimiento sobre la recuperación de aceite.

Sin embargo, en ninguno de los textos leídos para la realización de esta tesis, se habló sobre el efecto que tiene el gas libre sobre la recuperación; y además, con respecto al propio aceite no se mencionan observaciones concluyentes relacionadas con los efectos de su composición.

Es por ello que únicamente se tomará en cuenta al único fluido que afecta directamente la recuperación por inyección de agua de baja salinidad, el cual resulta ser la propia salinidad de ésta.

Yildiz & Morrow condujeron inyecciones a núcleos utilizando calizas Berea, aceite crudo Moutray y también una salmuera de Na compuesta por 4% de NaCl + 0.5% CaCl₂ o salmuera de Ca compuesta por 2% de CaCl₂. La recuperación fue mayor con la salmuera de Ca cuando la salmuera congénita y la inyectada fueron idénticas.

La mayor recuperación fue obtenida saturando inicialmente el núcleo con salmuera de Ca, inyectando salmuera de Na hasta que se alcanzara la saturación residual de aceite, para posteriormente inyectar salmuera de Ca. Se obtuvo cerca del 13% de recuperación incremental alrededor de 1PV después del inicio de la inyección terciaria de salmuera de Ca.

La mojabilidad fue medida después de la inyección con el método de Amott. Se obtuvo una recuperación mayor en núcleos de mojabilidad mixta. La imbibición espontánea de salmuera de Na fue 4 veces mayor que la salmuera de Ca después de alrededor de 2 días.

Tang & Morrow investigaron los efectos de la salinidad en las salmueras congénitas y de inyección, el tiempo de añejamiento y la temperatura de la inyección de agua, así como la imbibición con 3 aceites diferentes y 3 diferentes salmueras.

En los experimentos de imbibición con salmueras congénitas y de inyección idénticas, el reducir la salinidad de ambas salmueras, produjo una recuperación final mayor. En experimentos de salinidad constante en la salmuera congénita y salinidad de la salmuera de inyección variable, el reducir la salinidad en la salmuera de inyección condujo a una recuperación mayor.

En los experimentos de salinidad variable en la salmuera congénita y salinidad constante de la salmuera inyectada, el reducir la salinidad de la salmuera congénita incrementó la recuperación.

En las inyecciones con salmueras congénitas y de inyección idénticas, el reducir la salinidad de ambas salmueras produjo una recuperación mayor, principalmente debido al retraso en el tiempo de irrupción del frente. En las inyecciones de salinidad constante en la salmuera congénita y salinidad variable en la salmuera de inyección, el diluir la salmuera de inyección 100 veces produjo un incremento de aproximadamente el 5% en la recuperación final.

En las inyecciones con salinidad de salmuera congénita variable y salinidad constante en la salmuera de inyección, el reducir la salinidad de la salmuera congénita mejoró dramáticamente la recuperación, ya que se obtuvo un incremento de alrededor del 40% en la recuperación diluyendo la salmuera congénita 100 veces.

El incrementar el tiempo de añejamiento mejoró la recuperación por imbibición espontánea, pero redujo la recuperación por inyección de agua. Incrementar la temperatura del experimento produjo una recuperación más alta debida a la imbibición espontánea y a la inyección de agua.

3.6 Análisis del incremento en la recuperación de aceite, en base a su aplicación durante las diferentes etapas en la vida productiva de un yacimiento

Se han llevado a cabo diversos trabajos en laboratorio, con el objetivo de determinar los beneficios de aplicar la inyección de agua de baja salinidad, durante diversas etapas en la vida productiva de un yacimiento.

Los resultados de dichos experimentos muestran un elevado grado de consistencia, sin embargo, los resultados obtenidos presentan variaciones que permiten establecer de nueva cuenta que las particularidades de cada yacimiento son factores importantes que influirán en la recuperación final de hidrocarburos.

En la literatura se definen dos modalidades o tipos de inyección, cuya diferencia primordial se basa en el tiempo durante el cual se aplica la tecnología. Por tanto, el objetivo de este apartado es definir dichas modalidades y establecer cuál de ellas ofrece el mayor beneficio en la recuperación de aceite.

En el laboratorio, cuando una inyección de agua es llevada a cabo en etapa secundaria, quiere decir que es la primera inyección posterior a la inyección o saturación con aceite del núcleo. Por otro lado, una inyección de agua llevada a cabo en etapa terciaria quiere decir que ésta se lleva a cabo después de la inyección en etapa secundaria, refiriéndose específicamente a que hubo un proceso inmediato anterior de inyección de agua de alta salinidad al núcleo.

Si extrapolamos estas definiciones a escala de campo, tendremos que una inyección de agua de baja salinidad en etapa secundaria equivaldrá a llevar a cabo un proceso de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos, en donde la tecnología se aplicará inmediatamente después de un proceso de recuperación primario o bien directamente al comienzo de la vida productiva del yacimiento.

En el caso de una inyección en etapa terciaria, se estaría tratando de una inyección de agua de baja salinidad llevada a cabo después de un proceso de recuperación secundaria de aceite, tratándose así de una Recuperación Terciaria.

Bernard (1967) inyectó salmuera de NaCl y agua destilada en empacamientos de arena, núcleos Berea y núcleos de afloramientos de Wyoming. La saturación inicial de aceite fue establecida con aceite tipo Soltrol, para después inyectar salmuera de NaCl o agua destilada. En los experimentos a gasto constante, el inyectar agua destilada incrementó la recuperación tanto en etapa secundaria como terciaria.

El incremento en la recuperación fue siempre acompañado por un incremento masivo en la caída de presión llegando incluso a triplicarse en un caso. La salmuera de NaCl y el agua destilada produjeron recuperaciones similares en los experimentos a caída de presión constante.

Bernard atribuyó el incremento en la recuperación a una mejora microscópica en la eficiencia de barrido, inducida por el hinchamiento de las arcillas y el taponamiento de las gargantas de los poros por migración de partículas finas.

Zhang y Morrow condujeron inyecciones de agua y experimentos de imbibiciones espontáneas, utilizando 4 muestras diferentes de areniscas Berea y tres diferentes tipos de crudo. Estos autores observaron una mejora en la recuperación, por medio de la inyección de salmuera de baja salinidad en etapas secundaria y terciaria. El impacto de la salmuera de baja salinidad varió significativamente en las diferentes muestras Berea, sugiriendo que la mineralogía era la variable más importante; afectando el factor de recuperación. El bloque Berea de menor permeabilidad ($k_{\text{nitrogeno}} \sim 60-140$ [mD]) no mostró sensibilidad a la salinidad. La falta de respuesta fue atribuida a la presencia de clorita. En muchos casos, los núcleos respondieron a la salmuera de baja salinidad en etapa secundaria, pero no en la etapa terciaria. Los efectos de la baja salinidad se vuelven más fuertes conforme la saturación inicial de agua se incrementó. En todos los casos, la inyección de salmuera de baja salinidad fue acompañada por un incremento en la presión, seguido por un decremento gradual. El pH del efluente también se incrementó.

IV. BRITISH PETROLEUM Y LA TECNOLOGÍA LoSal® EOR

Casi sin excepción, al comienzo de una inyección de agua se utiliza la fuente más barata (usualmente de composición diferente a la del agua de formación) como suministro para llevar a cabo el proceso. Sin embargo, históricamente se le ha dado poca importancia en la Ingeniería de Yacimientos al efecto de la concentración de sales en el agua de inyección, en lo que respecta a la eficiencia de desplazamiento como resultado de la inyección; y aún menos importancia a la composición del agua de inyección ^[21].

De hecho, cuando se comenzaron los primeros proyectos de inyección de agua, en realidad se conocía muy poco acerca de la química involucrada en el proceso, por ejemplo, se sabía que el agua de mar contenía sulfatos que al combinarse con elementos como el bario y el estroncio, presentes en el agua de formación, podrían ocasionar precipitaciones de sulfatos que taponarían la formación. Pero cualquier entendimiento, fuera de las posibles consecuencias adversas de inyectar agua con ciertos componentes químicos, era en el mejor de los casos escaso.

Con las primeras investigaciones, realizadas acerca de los efectos de la salinidad en el agua de inyección, se llegó a determinar que eran las alteraciones a la mojabilidad en la roca de un yacimiento, consecuencia de la química del agua de inyección, lo que permitía modificar la forma en la que el aceite era liberado de los poros y así mejorar la eficiencia de la inyección de agua.

También se llegó a la conclusión de que debe haber una composición óptima, de los sólidos disueltos en el agua de inyección, que propicien la mayor recuperación de aceite. La composición puede involucrar muchas variables con respecto a la composición iónica y concentración, pero actualmente el conocimiento disponible de cómo y cuándo debe ser manipulada la composición del agua para incrementar la recuperación de aceite, es limitado.

El consenso general entre los investigadores es que el inyectar salmuera de baja salinidad crea un estado de mojabilidad más favorable para la recuperación de aceite ^[22], donde la mojabilidad afecta la distribución microscópica y el flujo de aceite en el medio poroso y por lo tanto, la saturación residual de aceite.

El mecanismo, o los mecanismos responsables de esta alteración de la mojabilidad, aún se encuentran en debate; sin embargo, la inyección de agua de baja salinidad ha sido tomada en cuenta debido a que ésta puede ofrecer un beneficio considerable en el factor de recuperación de un yacimiento, siendo una tecnología de relativamente bajo costo y simple comparada con otros procesos químicos de Recuperación Mejorada de Aceite.

Es así como poco a poco se han ido profundizando las investigaciones con respecto a la inyección de agua de baja salinidad, adquiriéndose conocimientos que permitieron llegar al desarrollo de la tecnología LoSal®, de British Petroleum, como proceso de Recuperación Mejorada de Aceite.

4.1 Trabajos con la Universidad de Wyoming

Como se mencionó en capítulos anteriores los primeros trabajos relacionados a la composición del agua de inyección fueron llevados a cabo hace más de medio siglo, en la década de 1950, cuando Martin inyectó agua dulce en núcleos de la Cuenca de Maracaibo y de East Texas Woodbine, para

estudiar los efectos del contenido de arcillas en la eficiencia de la recuperación y en la permeabilidad relativa. Desafortunadamente, los resultados obtenidos no fueron alentadores ^[23].

Posteriormente, los descubrimientos realizados a partir de los trabajos de Bernard, Jadhunandan & Morrow, Yildiz & Morrow y por Tang & Morrow, permitieron dar a conocer la importancia que tiene la composición del agua de inyección en la recuperación de aceite, obtenida durante un proceso de recuperación por inyección de agua ^[17].

Es así como los resultados obtenidos despiertan el interés de comenzar los estudios enfocados particularmente a determinar el comportamiento de la inyección de salmuera de baja salinidad, por parte de investigadores de la Universidad de Wyoming en la década de 1990, a través de su Instituto de Recuperación Mejorada de Aceite (EORI), mediante la realización de experimentos para determinar el efecto de la salmuera, aceite y mineralogía en la mojabilidad del sistema ^[21].

La necesidad de esta universidad, por desarrollar el conocimiento en inyección de agua de baja salinidad, surge de una de las propias prioridades del estado para mejorar la recuperación de los campos petroleros dentro de su territorio ^[21], y es que Wyoming cuenta con la Cuenca Powder River (**Fig. 4.1**), que es productora de petróleo muy importante para el estado, donde las inyecciones de agua tanto grandes como pequeñas han sido aplicadas intensivamente a través de toda su superficie.

De hecho, un breve estudio histórico de los procesos de inyección, realizados a los campos, reveló que la mayor parte de éstos usaron agua dulce, ya sea exclusivamente a lo largo de toda su explotación o al menos inicialmente, para después reinyectar el agua producida una vez que ésta irrumpió en los pozos productores.

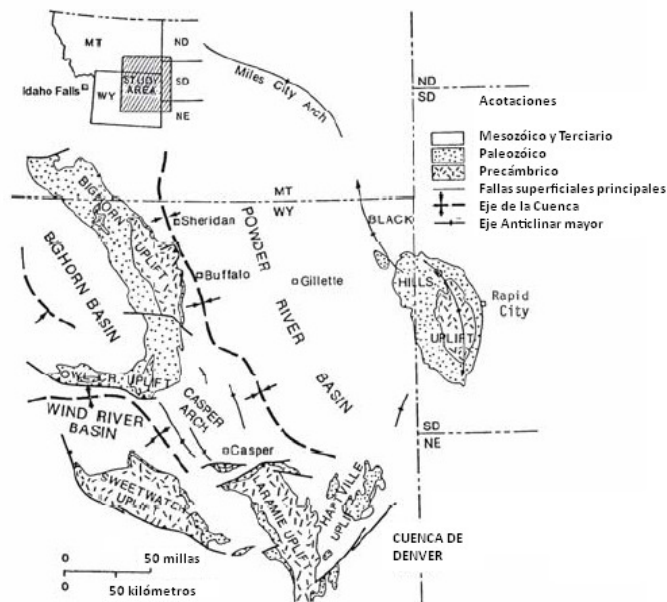


Fig. 4.1. Mapa de la Cuenca Powder River mostrando su ubicación geográfica, cercanía con el INL y sus fronteras. (Robertson, Eric P., 2007)

Históricamente, las inyecciones de agua en la formación Muddy-Newcastle utilizaron agua dulce, modificada con la adición de cloruro de potasio y/o hidróxido de potasio para estabilizar las arcillas

Como empresa, British Petroleum llevó a cabo sus propios experimentos en sus instalaciones de Sunbury, Inglaterra, a partir del año de 1992, inyectando agua de baja salinidad a núcleos provenientes de sus diversos campos en operación a nivel mundial, encontrando que los beneficios de inyectar agua de baja salinidad podrían ser significativos en yacimientos de areniscas, si bien los mecanismos responsables no eran entendidos del todo ^[24].

Considerando los resultados obtenidos y utilizando como base los trabajos iniciados por los investigadores de la Universidad de Wyoming, es que a partir de finales de la década de 1990, British Petroleum comenzó la ardua tarea de determinar, a través de un proyecto industrial conjunto con dicha universidad ^[24], cuál era la razón por la que el inyectar agua de menor salinidad a la empleada tradicionalmente en los procesos de inyección de agua, permitía a la roca de un yacimiento liberar más aceite.

Los resultados obtenidos por el equipo de trabajo liderado por los profesores Norman Morrow y K. J. Webb permitieron que en 1999 ^[24] se llevara a cabo una prueba del tipo Registro-Inyección-Registro (LIL), en un pozo de Kuwait, a partir de la cual se pudieron comparar las variaciones en la Sor, después de inyectar salmuera de alta, media y baja salinidades en la vecindad del pozo (15 [cm]). En conclusión, se pudo corroborar que la inyección de agua de baja salinidad redujo la Sor a una fracción mucho menor que aquella obtenida después de inyectar agua de alta y media salinidades ^[14].

A partir del año 2003 se llevaron a cabo pruebas de trazadores de productos químicos en diversos yacimientos operados por BP alrededor del mundo, demostrando que el controlar la salinidad del agua inyectada podía mejorar hasta en un 54% la recuperación de aceite.

Es así como a partir de los resultados obtenidos en mayo de 2008, se decide realizar la primera prueba piloto en un campo, seleccionándose dos pozos en el Campo Endicott de Alaska (**Fig. 4.2**), un inyector y un productor, para realizar el monitoreo de cambios en la recuperación de aceite a través del tiempo ^[14].

Durante 11 meses se tuvo que transportar agua de un lago situado a 16 [km] del punto de inyección, hasta la conclusión de la inyección de mayo de 2009; sin embargo, los resultados justificaron los costos ya que el pozo productor mostró un incremento en su producción mientras que al mismo tiempo se registró una caída en la fracción de agua.

4.2 Modelado del Proceso de Recuperación LoSal®: Correcta Aplicación de la Tecnología

El modelado para la inyección de agua de baja salinidad se basa en los modelos desarrollados para la implantación de métodos químicos, de Recuperación Mejorada de Aceite.



Fig. 4.2. Instalaciones de producción en el Campo Endicott, donde las pruebas interpozo han demostrado la efectividad de la tecnología LoSal® a escala de campo. En el pequeño recuadro a la izquierda se puede observar la localización de Endicott en la costa de la Pendiente Norte (North Slope) de Alaska. (*British Petroleum, 2009*)

Adicionalmente, al tratarse precisamente de un método en donde se inyecta agua, los modelos existentes para describir el comportamiento de un proceso de inyección de agua también son utilizados. Sin embargo, al modelo de inyección de agua de baja salinidad se deben agregar las siguientes características que lo diferencian de una inyección convencional ^[25]:

1. La sal es modelada como un componente adicional pero aislado de la fase acuosa, la cual es objeto de inyección y de seguimiento durante ésta. La viscosidad y densidad de la fase acuosa son dependientes de la salinidad.
2. La permeabilidad relativa y la presión capilar son funciones de la salinidad.
 - Esta dependencia desaparece a altas y bajas salinidades.
 - Las curvas de permeabilidad relativa a altas y bajas salinidades son consideradas datos de entrada. Y el comportamiento se interpola entre ellas.
 - La saturación residual de aceite (S_{or}), como función de la salinidad, es ingresada a manera de tabla para permitir una mayor definición de la dependencia.
3. Se considera que parte del agua congénita del yacimiento es inaccesible, esto con el fin de demostrar el impacto de la formación de bancos de agua congénita en el proceso.

4. Se incluye la histéresis existente entre la permeabilidad relativa durante la imbibición y el drene de agua secundario, para modelar la formación de bancos de aceite de manera adecuada.
5. También se incluye un modelo de dispersión a través de la fase acuosa, para estudiar los efectos de este fenómeno.

4.2.1 Dependencia de la salinidad

Los resultados de la inyección a núcleos han demostrado que la recuperación de aceite depende en gran medida de la salinidad del agua inyectada; sin embargo, dicha dependencia no es directamente proporcional, ya que a altas o muy bajas salinidades existe un punto a partir del cual el efecto de la salinidad en la recuperación se ve fuertemente disminuido.

Hasta el momento no se ha establecido un modelo matemático que describa la dependencia a la salinidad, de tal manera que se utiliza un modelo empírico para establecer la relación de valores límite o umbral para baja y alta salinidades, como se muestra en la **Fig. 4.3**.

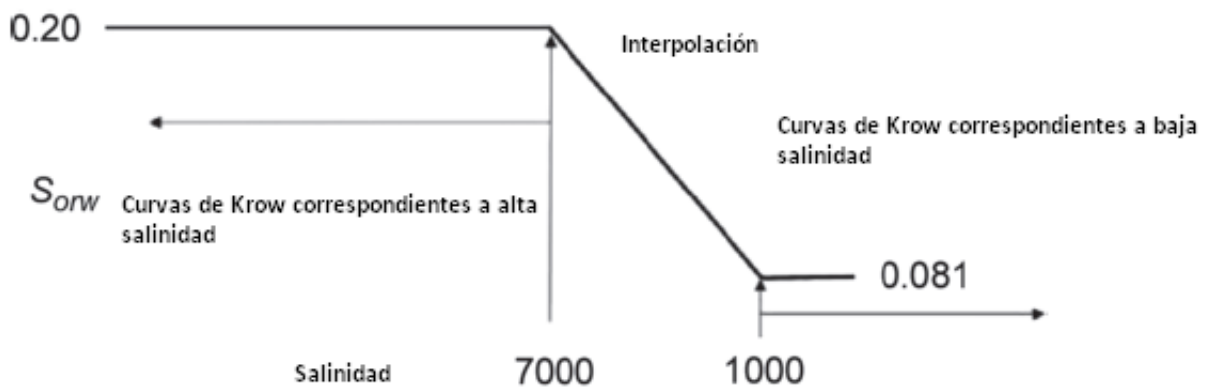


Fig. 4.3. Esquema de la dependencia de la saturación residual de aceite a la salinidad, utilizado en este modelo. (Gary R. Jerauld, 2008)

La forma de las curvas de permeabilidad relativa y de presión capilar se asume como linealmente dependiente entre los valores límite y es constante después de ellos. Dichos valores límite no han sido especificados, pero como se mencionará más adelante, se han podido establecer valores que en la práctica han otorgado los mejores resultados.

Las ecuaciones siguientes (**Ec. 4.1 – Ec. 4.6**) nos permiten crear las curvas de permeabilidad relativa para la inyección de agua de baja salinidad ^[25], conociendo las saturaciones residuales de aceite antes y después de la aplicación de la inyección de agua de baja salinidad:

$$k_{rw} = \theta k_{rw}^{HS}(S^*) + (1 - \theta)k_{rw}^{LS}(S^*) \quad (\text{Ec. 4.1})$$

$$k_{row} = \theta k_{row}^{HS}(S^*) + (1 - \theta)k_{row}^{LS}(S^*) \quad (\text{Ec. 4.2})$$

$$P_{cow} = \theta P_{cow}^{HS}(S^*) + (1 - \theta)P_{cow}^{LS}(S^*) \quad (\text{Ec. 4.3})$$

$$\theta = \frac{S_{orw} - S_{orw}^{LS}}{S_{orw}^{HS} - S_{orw}^{LS}} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

$$S^* = \frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{wr} - S_{orw}} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

en donde:

θ = Variable adimensional de alta salinidad vs. baja salinidad

S^* = Saturación normalizada

P_{cow} = Presión capilar

S_{orw} = Saturación residual de aceite

k_{rw} = Permeabilidad relativa al agua

k_{row} = Permeabilidad relativa al aceite

Los exponentes HS y LS indican alta y baja salinidades respectivamente. La saturación residual de aceite puede encontrarse en el rango completo, pero para aplicaciones comunes se encuentra en el rango de 0.2 – 0.081.

En los experimentos realizados se ha demostrado que, para tener un efecto considerable en la recuperación de aceite, la salmuera inyectada debe tener un 25% de la salinidad con respecto a aquella encontrada en el agua congénita hasta un valor mínimo del 10% de salinidad con respecto al agua congénita. Realmente, los mejores resultados en inyecciones de baja salinidad se han tenido para agua cuya concentración de sólidos en solución se encuentra entre las 1,000 – 2,000 [ppm], de tal manera que los valores límite para baja y alta salinidades se encuentran por debajo y por arriba de dicho rango ^[25].

Webb et al. (2005) demostró, mediante una inyección a núcleos, que no existían beneficios en la producción si se inyectaba agua con una salinidad de entre 80,000 [ppm] (agua congénita) y 30,000 [ppm] (agua de mar). Sin embargo, el inyectar agua con una concentración de sólidos en solución de 1,000 [ppm] generó un incremento de producción de aceite considerable ^[25].

La **Fig. 4.4** muestra inyecciones realizadas a núcleos a condiciones de yacimiento, las cuales demuestran que una reducción al 20% de la salinidad del agua congénita dio un ligero incremento en la recuperación de aceite. El continuar reduciendo la salinidad, hasta el 5% de aquella del agua congénita, permitió mayor recuperación y un periodo de tiempo más prolongado de inyección antes de la irrupción del agua.

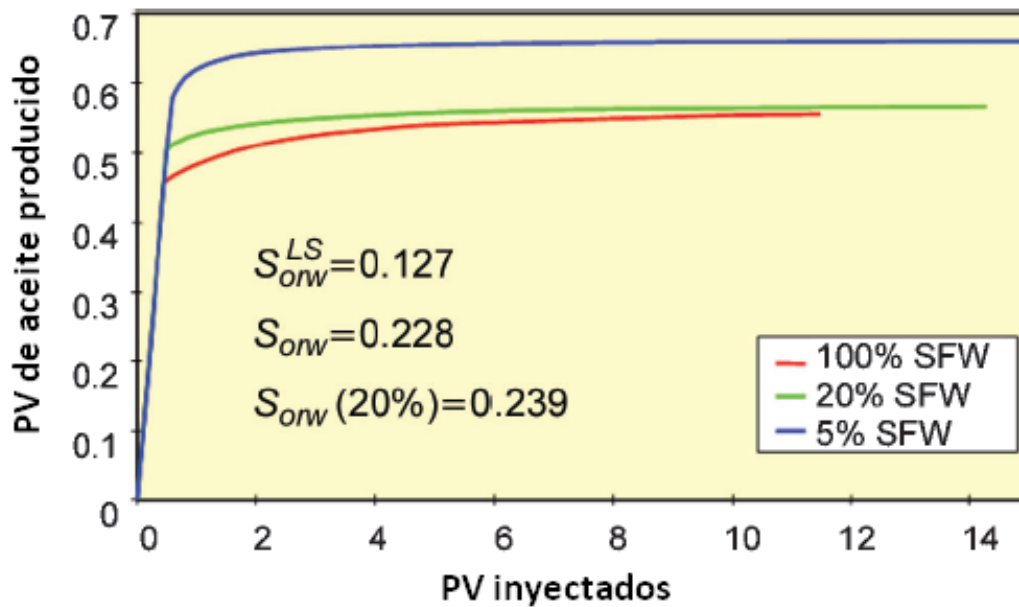


Fig. 4.4. Dependencia a la salinidad, durante la inyección a núcleos con agua de baja salinidad en etapa secundaria [Webb et al. (2005)] (SFW= Salinidad del Agua de Formación). (Gary R. Jerauld, 2008)

4.2.2 Mezcla de agua congénita y agua inyectada

El agua inyectada puede generar cualquiera de los siguientes efectos al entrar en contacto con el agua congénita de la formación:

- Desplazar al agua congénita,
- Mezclarse con ella, o bien,
- Potencialmente producir un efecto de digitación a través de ella.

De todos los efectos anteriores, la evidencia mostrada en la literatura a través de la experimentación, sugiere que el agua dentro del espacio poroso es desplazada por el agua inyectada, aunque ambos tipos de agua se mezclan hasta cierto punto produciendo un desplazamiento que no se comporta del todo como un pistón.

Salter & Mohanty (1982) estudiaron el flujo estacionario bifásico en núcleos Berea, para poder modelar el flujo en areniscas, aplicado a la inyección de productos químicos. Utilizaron inyección de agua con trazadores en flujo estacionario y correlacionaron los resultados con el modelo de Coats-Smith (1964), el cual describe el espacio poroso como un conjunto formado por una fracción fluyente, que se dispersa a través de una fracción inmóvil, que interactúan a través de difusión^[26].

Sin embargo, a diferencia del modelo Coats-Smith (1964), Salter & Mohanty (1982) encontraron que, mientras a saturaciones intermedias parece haber una porción de agua dentro del espacio poroso que no está fluyendo, cerca de la saturación de agua congénita (S_{wc}) y la saturación de aceite residual (S_{or}), la fase acuosa se encuentra fluyendo en su totalidad.

De igual manera, también pudieron determinar que los coeficientes de dispersión se incrementan casi de forma lineal con la velocidad, en vez de ser constantes indicando, que la dispersión, no la difusión, gobierna el flujo a través de la fase mojante móvil.

Wang (1988) reportó resultados similares a los obtenidos por Salter & Mohanty (1982), pero utilizando núcleos de areniscas con mojabilidad mixta, indicando que los niveles de dispersión dentro de las fases acuosas son altos, tanto para sistemas mojables por agua como con mojabilidad mixta. Demostró que, para ambos sistemas, se debería esperar que una parte considerable del agua inyectada se mezclará con el agua congénita, pero que al final ésta será desplazada de la roca.

De esta manera, como el agua y el aceite son desplazados cuando se inyecta agua de baja salinidad, el primer volumen de agua en ser producido de un núcleo será el agua congénita, formándose después un banco de agua, cuya salinidad tenderá a decrecer, hasta que comience con la extracción del agua de inyección. Esto indica que las aproximaciones para la interpretación de la inyección de agua convencional no pueden ser empleadas si se utiliza a la permeabilidad relativa como una función de la salinidad en las simulaciones.

La **Fig. 4.5** muestra el impacto de la dispersión y de la formación de bancos del agua congénita en la recuperación de aceite, durante una simulación 1D de inyección secundaria de salmuera de alta y baja salinidades. Las curvas frontera azules fueron tomadas para la inyección de salmuera de alta y baja salinidades, las cuales son simulaciones ejecutadas sin tomar en cuenta la lógica de la dispersión durante una inyección de baja salinidad. De tal manera que las curvas son equivalentes a utilizar una recuperación de baja salinidad, interpretando los resultados con procedimientos de inyección de agua estándar en donde no existe interacción entre fluidos.

Por otro lado, las curvas intermedias fueron generadas utilizando la lógica de dispersión de la inyección de baja salinidad. Cada una corresponde a un valor de número de Peclet, el cual se define como la relación de dispersión con respecto a la longitud del sistema, en este caso asociado a cada simulación.

Dicha dispersión puede ser simulada de dos maneras:

- Los modelos generales utilizan un artificio que es equivalente a la dispersión llamado dispersión numérica, lo cual implica que la sal se mezcla de manera uniforme a través del sistema de mallas; o bien,
- se ha demostrado que la solución de las ecuaciones de diferencias es aproximadamente equivalente a resolver de manera rigurosa las ecuaciones diferenciales gobernantes con la dispersión y dispersividad igual a la mitad del tamaño de la malla (Lantz 1971), de tal manera que, como lo muestra la ecuación, el número de Peclet es equivalente al inverso del doble del número de mallas.

En la **Fig. 4.5** se puede notar que, la dispersión tiene un efecto importante en los resultados, de tal manera que a mayor dispersión en el sistema, mucho más tardará la recuperación. Adicionalmente, para bajos niveles de dispersión, los resultados no se reducen de igual manera en una inyección de agua convencional con respecto a las curvas de baja salinidad, debido a que la interpretación no incluyó la dependencia a la salinidad.

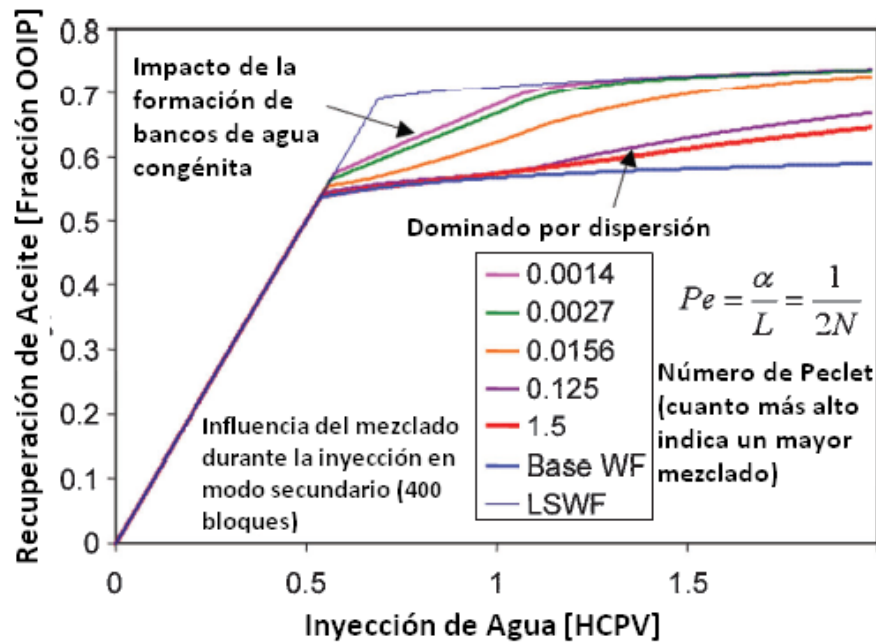


Fig. 4.5. Impacto de la formación del banco de agua en la recuperación de aceite (OOIP = Aceite Original In-Situ, HCPV = Volúmenes de Poro de Hidrocarburo). (Gary R. Jerauld, 2008)

Es así como, para el modelado de la inyección de agua de baja salinidad, se toman los trabajos realizados por Lake (1989) y Sorbie (1991) para la inyección de sustancias químicas, con el objetivo de correlacionar los resultados en la inyección de núcleos y pruebas a escala de campo.

4.2.3 Formación de bancos de agua congénita

La formación de un banco de agua congénita ocurre debido a que gran parte del volumen de agua original en el yacimiento es desplazado por el agua inyectada. Dicho efecto fue identificado desde 1947 cuando Russell et al. (1947) condujeron experimentos de inyección de agua en núcleos saturados de aceite, con saturaciones del 20% y 35% de agua congénita.

Los resultados demostraron que cerca del 80 al 90% del agua congénita fue producida con tan solo 1 PV (PV=Volumen de Poros) de agua inyectada. De hecho Brown (1957) observó que “el agua congénita de un yacimiento es la que en realidad desplaza al aceite de los poros de la roca durante una inyección de agua”, siendo este razonamiento el que de manera errónea llevó a pensar que los resultados de una inyección de agua dependían en realidad de la salinidad del agua congénita.

Jones (1985) midió la formación del banco de agua, inyectando agua destilada a núcleos de areniscas Berea con agua congénita de una salinidad de 20,000 [ppm]. Encontró que el aumentar la viscosidad del agua inyectada mediante la adición de 20% de glicerol permitió un desplazamiento más eficiente.

En otro experimento con núcleos Berea, Jones trató de reproducir un sistema no mojable por agua, saturando un núcleo seco con decano. Los resultados obtenidos permitieron determinar que la mojabilidad del sistema parece alterar el grado en el que se mezclan el agua congénita con el

agua inyectada; sin embargo la recuperación de aceite fue completa, produciéndose en primer lugar el agua congénita.

Kralik et al. (2000), en un estudio realizado en Kuparuk, Alaska, con el objetivo de determinar las permeabilidades relativas de un yacimiento de areniscas fuertemente mojable por aceite, reportaron que "...la cantidad inicial de salmuera producida (de un núcleo) contenía alrededor de 6,030 [ppm] de iones de yoduro disociados en forma acuosa [I⁻], mientras que el análisis de la salmuera inyectada no mostró cantidades detectables de yoduro. Al llegar al punto de irrupción del agua inyectada, aún se observaban rastros de contaminación por [I⁻]. Sin embargo, al final de la inyección, el agua congénita había sido desplazada del compuesto", demostrando que la formación de bancos de agua congénita ocurre de manera natural en sistemas mojables fuertemente por aceite.

4.2.4 Solución de Buckley-Leverett extendida

La forma de la solución de alta-resolución, para la inyección en etapa secundaria de agua de baja salinidad, puede ser encontrada con técnicas analíticas, lo cual permite clarificar que aspectos de la permeabilidad relativa afectan la solución. Siendo la saturación y producción como funciones del rendimiento, para un gasto fijo exactamente análogos a la inyección de polímeros.

La **Fig. 4.6** muestra los aspectos más importantes de la solución, pues mientras que la solución ordinaria de Buckley-Leverett (BL) consiste de un frente de choque y ondas que se desplazan a través del medio, la solución de baja salinidad consiste de dos frentes. En este caso, uno de ellos corresponde a la transición entre baja y alta salinidades (con una onda desplazándose tal como en un flujo ordinario de BL), y el segundo corresponde a la transición entre una alta saturación de agua y agua congénita con alta salinidad.

Entre la solución de baja salinidad, y la zona por delante del frente y saturación de agua congénita, se encuentra el banco de agua congénita, con una saturación de agua intermedia constante y un flujo fraccional de agua. Nótese que la velocidad del frente convencional de BL es mucho más rápida, y en particular, la irrupción del agua de alta salinidad debería ocurrir antes en una inyección de agua convencional que en una de baja salinidad.

Es importante mencionar también que la información para el flujo fraccional en el banco de agua congénita, S_2 , no está disponible de inyecciones convencionales de alta salinidad, pero está restringida por la condición de que $f_w(S_2) < f_w(S_f)$, volviéndose aparente que, mientras el alto desempeño depende de la permeabilidad relativa del agua de baja salinidad, el comportamiento cerca de la irrupción depende de la permeabilidad relativa del agua congénita.

Por otro lado, debe notarse también que mientras esta solución muestra claramente que diferentes frentes de saturación pueden presentarse para salinidades diferentes (con frentes de saturación de movimiento más lento conforme se reduce la salinidad), incluso si éstos llegaran a desplazarse de una manera muy similar, por simples consideraciones de balance de materia, la irrupción de las inyecciones de baja salinidad debe ocurrir más tarde, si el proceso se aplica con saturaciones residuales de aceite más bajas.

A escala de campo, los mejores candidatos para la inyección de agua de baja salinidad corresponden a yacimientos de areniscas mojables por aceite o de mojabilidad mixta, debido a sus altas saturaciones residuales de aceite. Es por ello que es de particular importancia ser capaz de modelar tales casos.

Los sistemas mojables por aceite o de mojabilidad mixta frecuentemente presentan histéresis entre la imbibición y el drene secundario, que conllevan a un comportamiento de flujo fraccional, el cual no es fácil de describir sin tomar en cuenta a la histéresis en la permeabilidad relativa. Dentro de estos casos, la situación de mayor complejidad correspondería a la histéresis en un sistema mojado por aceite, en el cual la permeabilidad relativa al agua se aproxima a cero mucho antes de que la saturación de agua alcance la saturación de agua congénita, durante una inyección secundaria de aceite.

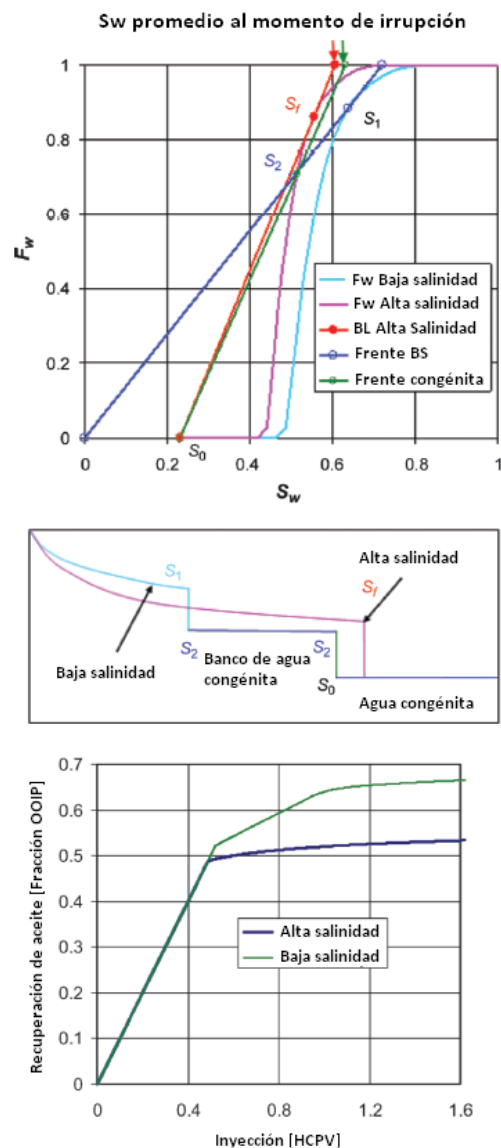


Fig. 4.6. Solución de BL extendida al desplazamiento de agua de baja salinidad, durante una inyección en modo secundario, construcción, perfiles de saturación y producción (OOIP = Aceite Original In-situ). (Gary R. Jerauld, 2008)

4.2.5 Impacto de la dispersión de baches y resolución de la malla: Inyección continua vs. Inyección de baches

Resulta claro, a partir de la **Fig. 4.5**, que los resultados de las simulaciones son fuertemente dependientes de la dispersión presente. Esto ocurre debido a la dependencia de la salinidad, la mezcla de altas salinidades y bajas salinidades, que ocasionan salinidades intermedias, que son menos efectivas que salinidades bajas para mejorar el comportamiento de la permeabilidad relativa.

Esto tiene dos implicaciones importantes:

1. El ajuste de resultados en inyecciones a núcleos, ya que se debe alcanzar el nivel justo de dispersión, pues el efecto de dispersión con respecto a la escala de la prueba es variable.
2. Las simulaciones deben ser llevadas a cabo con niveles realistas de dispersión, o bien se tienen que usar pseudovalores que corroboren el nivel de dispersión en el sistema.

Esto implica que se debe estimar el nivel de dispersión tanto en el laboratorio como en el campo, debido a que en el laboratorio es posible calcular la dispersividad a través de la inyección de trazadores utilizados para calibrar el balance de materia. Por otro lado, la medición a escala de campo aún no es posible de realizar, solamente es posible obtener una aproximación a través de la simulación.

Mahadevan et al. (2003) solucionaron el problema del nivel de dispersividad a utilizar en la simulación de yacimientos, en la inyección de gas miscible para la recuperación de hidrocarburos, utilizando pruebas de trazadores.

La **Fig. 4.7** muestra una gráfica de la dispersividad medida como una función de la escala en la que se toma la medición. Dicha gráfica muestra que las pruebas entre pozos y de trazadores químicos (SWCTT) parecen concordar, ya que la dispersividad aumenta de manera casi lineal con respecto a la distancia que los trazadores recorren.

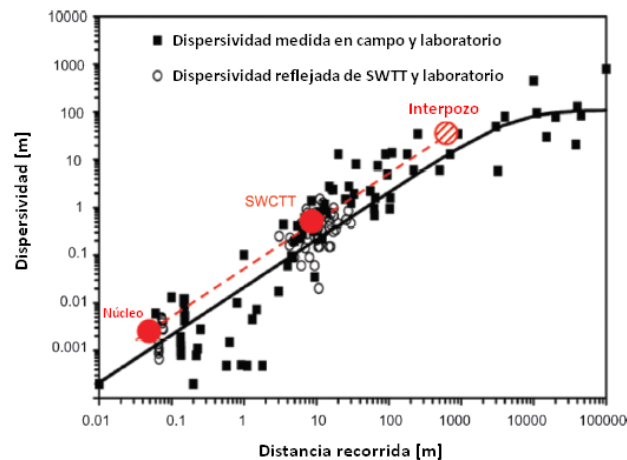


Fig. 4.7. Dispersividad como una función de la distancia recorrida, de Mahadevan et al. (2003). Para las distancias interpozo, importantes a ser consideradas durante la inyección de agua de baja salinidad, la dispersividad es de alrededor del 2 – 5 % de la distancia recorrida. Los puntos rojos representan los datos obtenidos por los autores. (Gary R. Jerauld, 2008)

De esta manera, la dispersividad es de alrededor del 2-5% de la distancia recorrida, lo cual implica que el número de mallas entre el pozo inyector y el productor debe ser de 10-25, en base al estimado de la dispersión numérica. Sin embargo, dicho resultado es aproximado e implica un alto grado de incertidumbre debido en gran medida a las heterogeneidades y geometría variable de los yacimientos, que tienden a alterar la forma en la que el agua se mezcla.

Por otro lado, un modelo heterogéneo mostrará mayor mezclado que un modelo homogéneo, así que se requerirá de una resolución mucho mayor para alcanzar el nivel adecuado de mezclado. Las simulaciones de inyecciones miscibles son sensibles a los niveles de dispersión, pues han mostrado resultados que concuerdan con la respuesta del campo para 30-40 mallas entre el pozo inyector y el productor, siempre y cuando se incluyan niveles realistas de heterogeneidad en la descripción del yacimiento.

La ventaja de las pruebas de trazadores químicos en un solo pozo (SWCTT) es que dan un estimado verdadero del mezclado, ya que la inyección y la producción de fluidos se hace a través del mismo pozo, a expensas de que involucran una menor distancia de viaje que a escala interpozo.

También la **Fig. 4.7** muestra que las inyecciones a núcleos presentan un cierto grado de dispersión y por tanto no deberían considerarse como “libres de ella”. La **Fig. 4.8** muestra que los niveles de dispersión de la muestra utilizada tuvieron una dispersividad del 5% de la longitud del núcleo.

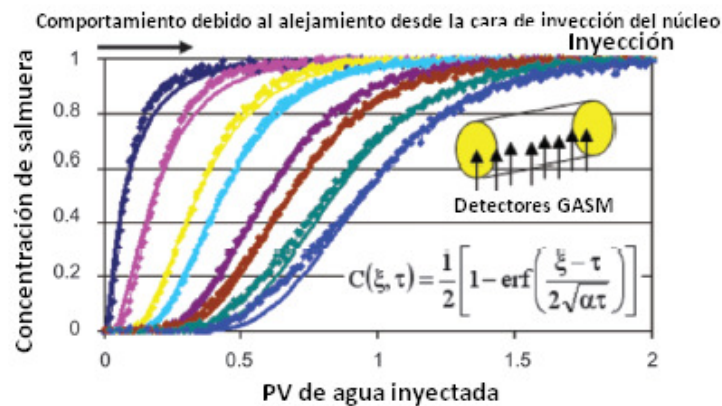


Fig. 4.8. Dispersión en una sola fase tomada de núcleos, ajustada con la ecuación de convección/dispersión. La dispersividad es del 5% de la longitud del núcleo. (Gary R. Jerauld, 2008)

De esta manera, debido a que la dispersión en un núcleo es de aproximadamente la misma fracción de la longitud del núcleo, y como la dispersión en un yacimiento es una fracción de la distancia entre dos pozos, podemos imaginar que los resultados de las inyecciones a núcleos pueden escalarse directamente a un yacimiento.

Para el caso de inyecciones en etapa terciaria, en donde el agua de baja salinidad también se mezclará con el agua de la inyección en etapa secundaria, se espera que la recuperación de aceite se vea retrasada, ya que para alcanzar la porción más grande de un yacimiento, teniendo un suministro limitado de agua de baja salinidad, se recomienda una inyección de baches de baja salinidad en vez de una inyección continua.

Siendo así, los baches de baja salinidad se mezclarán con el agua del yacimiento que va tanto adelante como detrás de ellos; si dicho mezclado es grande, la efectividad de los baches se verá disminuida. La **Fig. 4.9** muestra la Recuperación Incremental de Aceite vs. Rendimiento (PV), para un rango de tamaños de bache, con dos diferentes resoluciones de malla 1D: 200 mallas (línea continua) y 10 mallas (línea punteada).

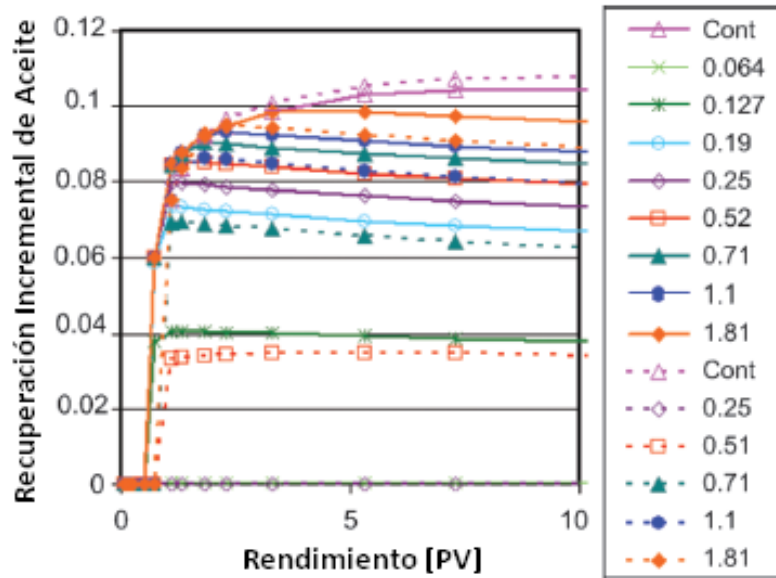


Fig. 4.9. Recuperación Incremental de Aceite vs. Rendimiento, en una simulación 1D con 200 mallas (línea continua) y 10 mallas (línea punteada). Las acotaciones muestran el tamaño del bache en PV (Cont. = Inyección continua). (Gary R. Jerauld, 2008)

Los resultados muestran una fuerte dependencia de la recuperación incremental de aceite con la resolución de la malla o, lo que es lo mismo, con la dispersión, ya que para el caso de la malla 10, un bache del 25% del PV no genera un aumento en la producción y un bache del 50% del PV genera una recuperación 50% menor a aquella que pudiera ser obtenida con una resolución de malla más elevada.

Para el caso de la malla 200, la recuperación es mucho mayor, con un bache del 50% del PV, permitiendo recuperar la mayor parte del total que podría ser extraído, y un bache del 12% del PV, generando un incremento también significativo en la recuperación.

Con el fin de cuantificar de una manera exhaustiva el impacto de la resolución de la malla, una serie de simulaciones fue llevada a cabo con 20 y 1,000 mallas. La **Fig. 4.10** muestra la recuperación de aceite después de un total de 10 PV de inyección de agua, graficada contra el tamaño del bache de agua de baja salinidad.

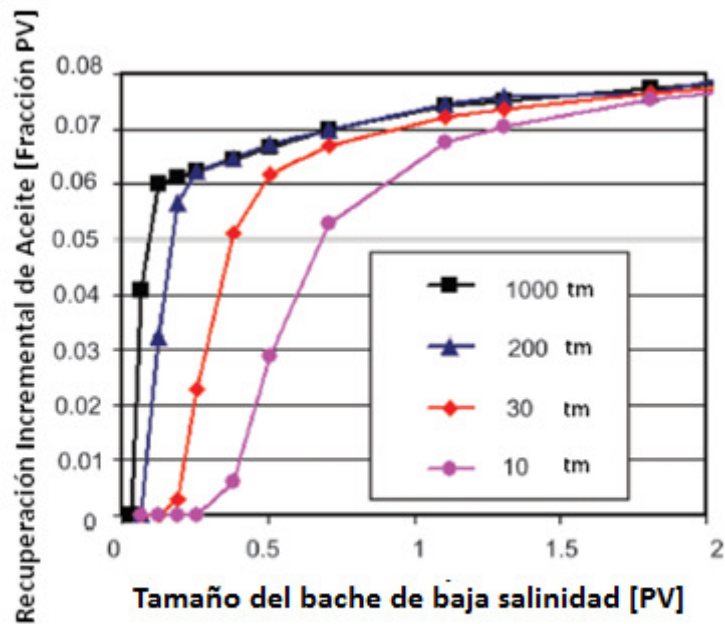


Fig. 4.10. Recuperación incremental de aceite para la inyección de agua de baja salinidad, obtenida después de una inyección de 10 PV desde el comienzo de la inyección. Se comparan una serie de tamaños de bache y tamaños de malla (tm). (Gary R. Jerauld, 2008)

Los resultados muestran claramente que, para tamaños de malla progresivamente más pequeños, baches progresivamente más pequeños son óptimos con respecto a la recuperación incremental de aceite, alcanzada por una cierta cantidad de agua de baja salinidad inyectada. Esto muestra que se debe estimar el nivel de dispersión en el yacimiento para poder determinar el tamaño de bache adecuado.

4.2.5.1 Dispersión en mallas radiales

Las pruebas de trazadores químicos a un solo pozo (SWCTT) representan una valiosa fuente de información de campo, acerca de la efectividad de una inyección de agua de baja salinidad; su interpretación involucra una dispersión en geometría radial. Dichos niveles de dispersión pueden ser estimados de los trazadores usados en las pruebas o porque el mismo estimado de dispersividad para flujo lineal también se aplicará para flujo radial.

La Fig. 4.11 muestra simulaciones del trazador alcohol isopropílico, en simulaciones de una SWCTT de baja salinidad, para diferentes resoluciones de malla y para distintos niveles de dispersividad y una resolución de malla de 0.132 [pies]. Los resultados muestran que no sólo la dispersión tiene un profundo efecto en el flujo, sino que el tamaño de las mallas puede ser utilizado como una aproximación de la dispersividad.

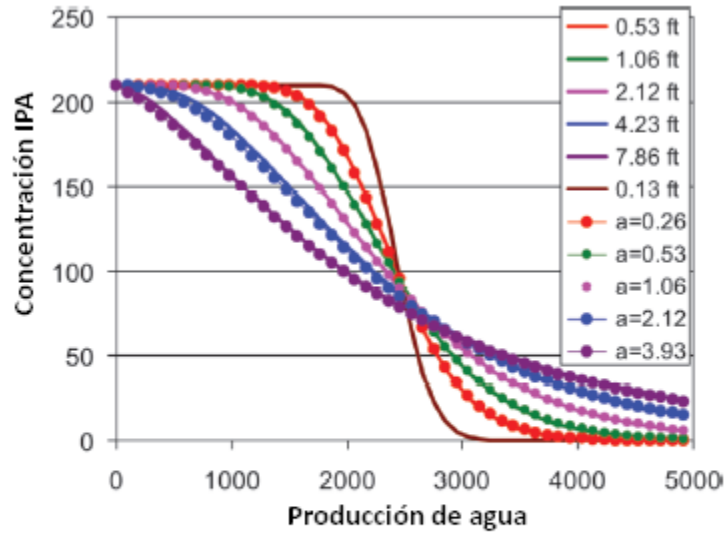


Fig. 4.11. Impacto de la resolución de malla y el nivel de dispersión durante la producción de trazadores en la simulación de una SWCTT. Para un tamaño uniforme de malla, el nivel de dispersión es de la mitad del propio número de mallas, tal como en una simulación 1D. La acotación marcada con la letra "a" indica el nivel de dispersión (IPA = Alcohol Isopropílico). (Gary R. Jerauld, 2008)

La **Fig. 4.12** muestra un resumen de la saturación residual de aceite, medida en cada una de las pruebas, junto con la simulación correspondiente a cada una de ellas. A continuación se describe en pasos el proceso seguido para cada prueba:

1. Inyección de agua de alta salinidad para establecer una línea base.
2. Corrida de una prueba de trazadores químicos (SWCTT).
3. Inyección de un bache de 0.2 PV de baja salinidad.
4. Inyección de un bache 1 PV de salmuera de alta salinidad.
5. Corrida de una prueba de trazadores químicos (SWCTT).
6. Inyección de un bache de 0.26 PV de baja salinidad.
7. Inyección de un bache de 2 PV de alta salinidad.
8. Corrida de una prueba de trazadores químicos (SWCTT).
9. Inyección de un bache de 2 PV de baja salinidad.

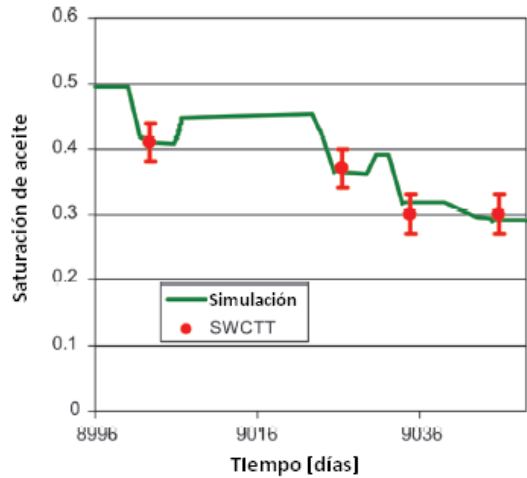


Fig. 4.12. Saturación de aceite promedio en la región de investigación de una serie de cuatro SWCTTs, mostrando el impacto del tamaño de bache en la inyección de agua de baja salinidad. La línea verde muestra la simulación, mientras que los puntos en rojo son saturaciones de aceite interpretadas a partir de una SWCTT. (Gary R. Jerauld, 2008)

Los resultados muestran que la saturación residual de aceite se redujo en 4 unidades de saturación, después de la inyección del bache de 0.2 PV, reduciéndose hasta 7 unidades de saturación con la inyección del bache de 0.26 PV de salmuera de baja salinidad. Sin embargo, la inyección del bache final de 2 PV de baja salinidad no mostró una movilización adicional de aceite.

La **Fig. 4.13** muestra las curvas de permeabilidad relativa utilizadas para ajustar las pruebas anteriores. Cada una muestra el comportamiento característico encontrado en muchas inyecciones de flujo fraccional más favorable y una permeabilidad relativa al agua en alta y baja salinidades, similar para las saturaciones residuales de aceite.

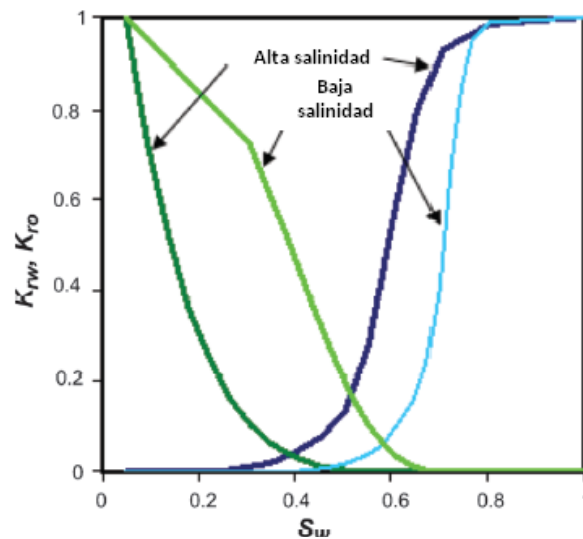


Fig. 4.13. Curvas de permeabilidad relativa para alta y baja salinidades, empleadas en las simulaciones mostradas en la Fig. 4.12. (Gary R. Jerauld, 2008)

4.2.5.2 Impacto de la dispersión en 2D

De acuerdo con la literatura, la dispersión en forma transversal es de al menos un orden de magnitud menor que la dispersión longitudinal (Lake 1989). Sin embargo, la dispersión numérica es isotrópica, de tal manera que el impacto de tener una dispersión transversal mucho menor que la dispersión isotrópica puede ser demostrada.

Para ello se corrieron simulaciones en 162 bloques con direcciones $DX=DY=14.833$ [pies], lo cual permitió obtener un número de Peclet de 0.3%. Una dispersividad física de 40.75 [pies] equivale a un número de Peclet total de 2%. Una dispersión transversal de 0.74 [pies] fue utilizada para obtener una dispersividad transversal, la cual es 0.16 veces la dispersividad longitudinal.

Posteriormente se realizó una inyección de agua, seguida de baches de agua de baja salinidad de diversos tamaños, en etapa terciaria. La **Fig. 4.14** muestra la inyección de un bache de 0.12 PV de agua de baja salinidad.

Para este tamaño de bache se vuelve claro que para un volumen total de inyección de 0.39 PV (0.12 PV de baja salinidad y 0.27 de salmuera desplazante de alta salinidad) se ha producido suficiente dispersión para provocar que el bache de baja salinidad se encuentre por encima del límite de salinidad, volviéndose ineficiente.

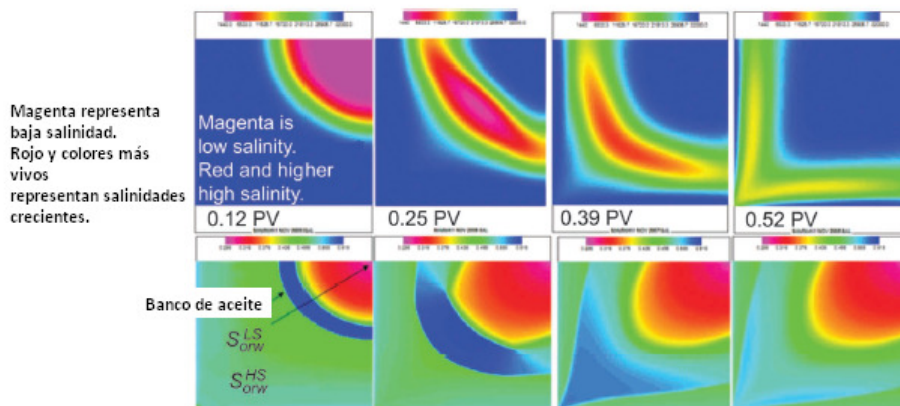


Fig. 4.14. Salinidad y saturación de aceite para un bache de 0.12 PV de agua de baja salinidad, inyectado en la parte superior derecha y producido en la parte inferior izquierda. (Gary R. Jerauld, 2008)

Es importante remarcar también que, aunque se puede apreciar claramente la formación de un banco de aceite, inmediatamente después de que el bache de baja salinidad se vuelve ineficiente y la saturación de aceite (S_o) llega a valores cercanos del 30%, éste mantiene su integridad, además de reducir el volumen de aceite recuperado e incrementar el tiempo de recuperación.

La **Fig. 4.15** muestra una simulación similar para un bache de 0.25 PV, el cual se desempeña de una mejor manera, perdiendo su eficiencia únicamente después de que el banco de aceite ha alcanzado el pozo productor y un volumen significativo del hidrocarburo ha sido recuperado.

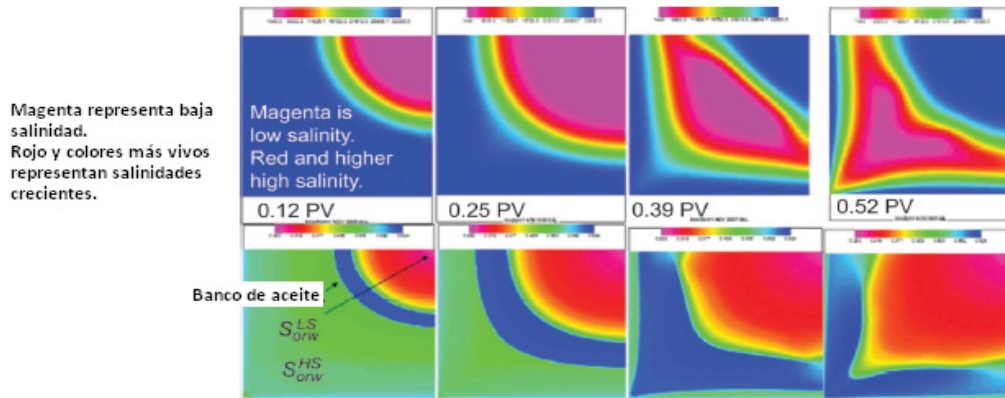


Fig. 4.15. Salinidad y saturación de aceite para un bache de 0.25 PV de agua de baja salinidad, inyectada en la parte superior derecha y producido en la parte inferior izquierda. (Gary R. Jerauld, 2008)

La Fig. 4.16 muestra una gráfica de Incremento en la Recuperación vs. Tamaños de baches de Baja Salinidad, utilizando aproximaciones de dispersión, incluyendo un modelo 1D con el mismo nivel de dispersión.

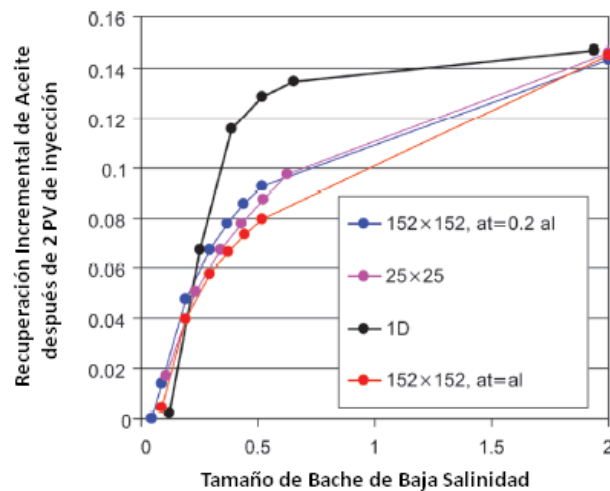


Fig. 4.16. Recuperación Incremental de Aceite vs. Tamaño de Bache de Baja Salinidad. Se comparan diferentes aproximaciones en un arreglo de cinco puntos con los resultados obtenidos en 1D (at = dispersividad transversal; al = dispersividad longitudinal). (Gary R. Jerauld, 2008)

Los resultados muestran que la dispersión numérica es una buena aproximación a la dispersión física, así como que el nivel de dispersión transversal parece tener un efecto de segundo orden. Adicionalmente, la dependencia del tamaño de los baches inyectados en 1D parece ser diferente a aquellas pruebas realizadas en 2D, mostrando que los casos realizados en 2D representan una recuperación mayor que en 1D, cuando se utilizan baches pequeños y menor recuperación a baches más grandes.

En general, se puede decir que la dispersión numérica representa una buena aproximación a la dispersión física. Sin embargo, para poder detectar de una manera más aproximada el efecto del tamaño del bache de salmuera de baja salinidad durante la inyección, es necesario utilizar simulaciones multidimensionales.

4.2.6 Dependencia de la litología

El impacto de la inyección de agua de baja salinidad depende en gran medida de la mineralogía de la roca, más que durante la inyección de agua convencional. Para ello una combinación de 4 registros (densidad, rayos gama, neutrón y resistividad) es utilizada para encontrar el contenido de cuarzo y caolinita, porosidad y saturación de agua, que reproducen la respuesta de los registros.

Correr estos 4 registros, a través de cada intervalo perforado en donde las pruebas de trazadores químicos a un solo pozo fueron ejecutadas, nos permite obtener un estimado del contenido de caolinita en la roca; si extendemos este estudio a cada pozo, podremos obtener un mapa del contenido de caolinita en el campo.

La **Fig. 4.17** muestra que la correlación entre el incremento en la recuperación de aceite y el contenido de caolinita es razonablemente fuerte. Esta correlación, apoyada con un mapa del contenido de caolinita, puede ser utilizada para determinar el impacto de la inyección de agua de baja salinidad, asignando curvas de permeabilidad relativa para diferentes clases de caolinita.

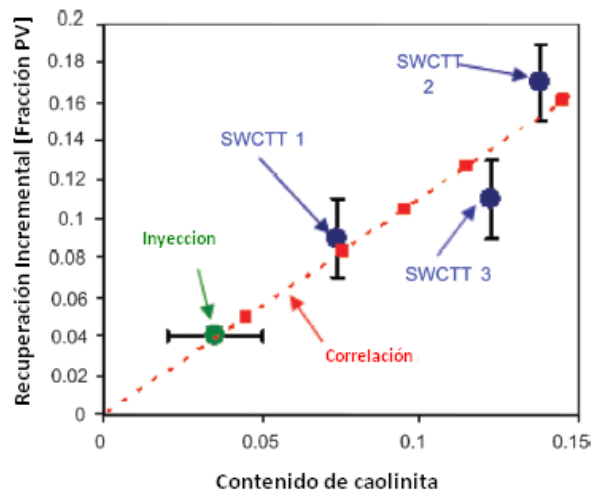


Fig. 4.17. Recuperación incremental de aceite por inyección de agua de baja salinidad, como una función del contenido de caolinita. Se utilizaron datos de tres pruebas SWCTT y una inyección a núcleo. (Gary R. Jerauld, 2008)

4.2.7 Utilización de pseudovalores

Frecuentemente, la resolución indicada para modelar la dispersión física mediante el empleo de la dispersión numérica, es significativamente más grande de lo que puede ser simulado de manera efectiva, requiriéndose demasiadas horas y en algunos casos días para completar una corrida. Esto resulta inadecuado para la mayoría de los estudios, debido a que se necesita optimizar para poder hacer el mejor uso de una fuente limitada de agua de baja salinidad y porque ciertos aspectos de la descripción presentan cierto grado de incertidumbre.

La manera más común de manejar esto es mediante la utilización de “pseudovalores”, que permitan hacer una simulación de malla fina y ajustarla a una simulación de malla mucho más grande. La **Fig. 4.18** muestra un ejemplo de utilización de pseudovalores, en donde una simulación de 10 mallas permite obtener resultados similares a un caso de simulación de 30 mallas.

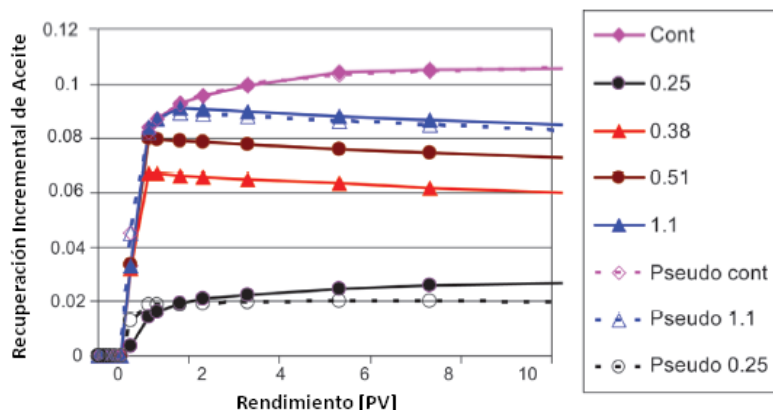


Fig. 4.18. Ajuste de la dependencia al tamaño de bache en 1D, para una corrida con pseudovalores en modelos de 10 y 30 mallas. El tamaño de los baches de baja salinidad se indica en las acotaciones. (Gary R. Jerauld, 2008)

Dicho ajuste fue logrado mediante la variación de las salinidades a las cuales, la forma de las curvas y la permeabilidad relativa comenzaban a ser afectadas por la salinidad; al igual que el punto en que la salinidad alcanzada representaba el límite de la baja salinidad.

Las curvas de permeabilidad relativa de la roca en los límites de baja salinidad de 1,440 [ppm] y 6,400 [ppm] fueron cambiados a 1,780 [ppm] y 17,161 [ppm], para dar una mejor aproximación al comportamiento de una malla fina con el que se esperaría de una malla más grande. De esta manera, sólo se tuvieron que realizar pequeños cambios a las curvas de permeabilidad relativa para poder lograr un ajuste; por lo tanto, el alterar los umbrales de salinidad parece ser un método efectivo para lograr un ajuste.

El ajuste entre el modelo de 10 mallas ejecutado con pseudovalores y el modelo de 30 mallas se muestra en la **Fig. 4.18**, para baches de baja salinidad de 0.25 PV, 1 PV e infinito (inyección continua); si bien el ajuste no es preciso, sí permite capturar la mayor parte de los efectos.

4.3 Aplicación a Escala de Campo en la Pendiente Norte (North Slope) de Alaska, Estados Unidos de América: Endicott Field (2008)

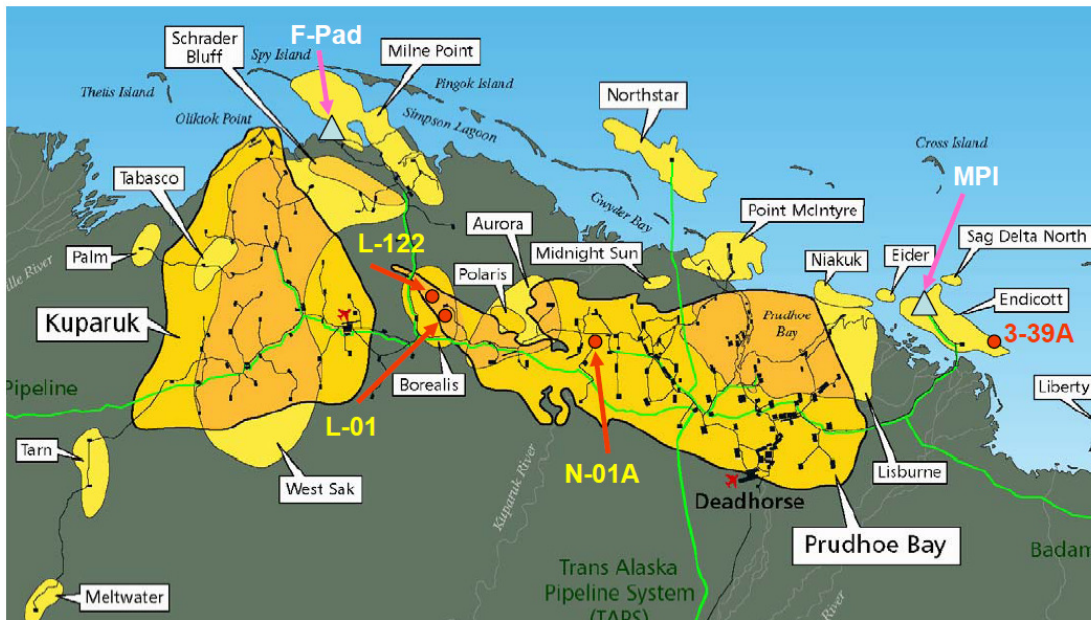
Endicott ^[27] fue puesto en producción en 1987. Es un campo maduro de aceite costa afuera, localizado en la Pendiente Norte (North Slope) de Alaska (**Fig. 4.19**). Ha producido por reinyección de gas en casquete e inyección de agua periférica.

Además, aproximadamente 10 por ciento del gas producido ha sido utilizado como combustible. El agua producida del yacimiento ha sido reinyectada en su mayor parte. Pero el reemplazo del vacío restante ha sido cubierto con la inyección de agua de mar.

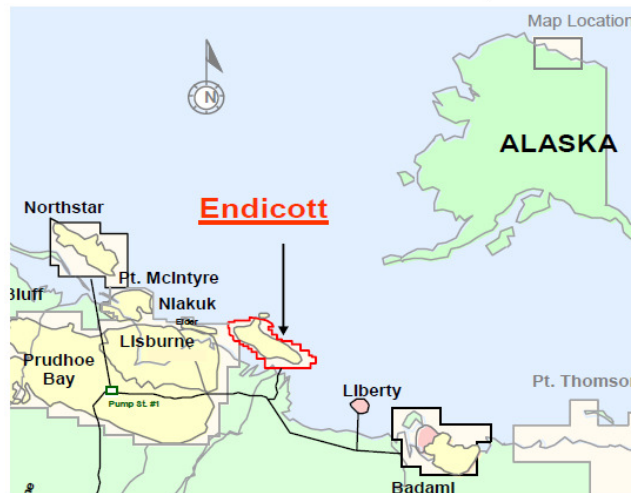
La salinidad y dureza del agua del yacimiento son aproximadamente iguales a las del agua de mar. Su producción actual es de 13 [mbpd] de aceite y 2 [mbpd] de NGL. La fracción de agua promedio es del 90% y la RGA promedio es de 20000 [scf/stb].

Al año 2008 se tenían 128 pozos, incluyendo 24 pozos desviados perforados. Actualmente se encuentran activos 56 productores y 26 inyectoros.

Las Fig. 4.19 – Fig. 4.20 muestran la ubicación, columna estratigráfica y era geológica de Endicott.



a)



b)

Fig. 4.19. a) Mapa de los Campos situados en la Pendiente Norte de Alaska. Se muestran los objetivos LoSal™ en puntos rojos, con Endicott en el extremo derecho de la imagen. b) Ubicación de Endicott sobre la Península de Alaska. (James C. Seccombe, Arnaud Lager, Kevin Webb, Gary Jerauld & Esther Fueg, 2008)

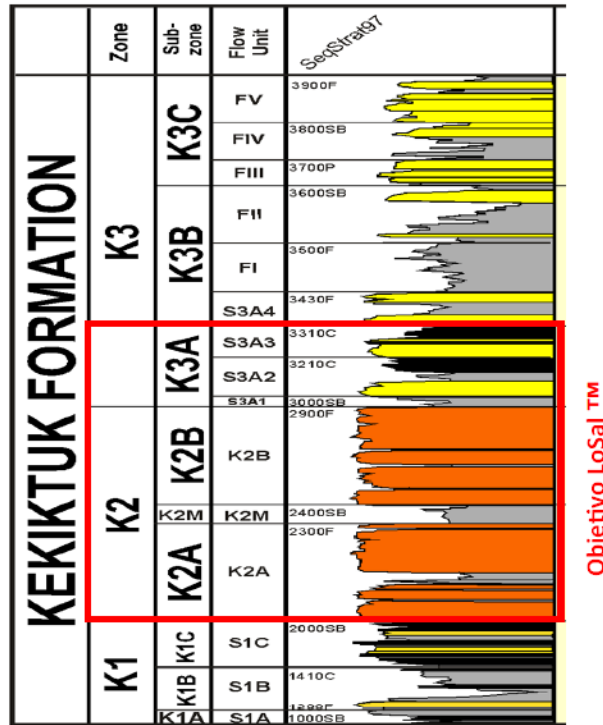


Fig. 4.20. Estratigrafía de Endicott. (James C. Seccombe, Arnaud Lager, Kevin Webb, Gary Jerauld & Esther Fueg, 2008)

4.3.1 Propiedades Petrofísicas

Endicott tenía una saturación inicial de aceite del 95%. Con base en las pruebas de trazadores químicos en pozos individuales, la saturación residual de aceite promedio, después de la recuperación secundaria por inyección de agua de alta salinidad, es del 41%, y la saturación residual de aceite, después de la recuperación mejorada de hidrocarburos por tecnología LoSal® como proceso terciario, es de 27%. Por lo tanto, la recuperación adicional (*RecAd*) mostrada en la **Ec. 4.7** es de 26%,

$$RecAd = \frac{(Sor_{AltaSal} - Sor_{LoSal})}{(Soi - Sor_{AltaSal})} = \frac{0.41 - 0.27}{0.95 - 0.41} = 0.26 \quad (\text{Ec. 4.7})$$

La Formación Endicott está dividida en las zonas inferiores y superiores. Las zonas inferiores fueron depositadas como una corriente trenzada, donde las arenas son prácticamente continuas a través del campo y contienen arcillas discontinuas. La permeabilidad promedio en las zonas inferiores es de 1,400 [mD] y la porosidad promedio es de 22%. Las zonas superiores fueron depositadas como arenas de canales meándricos. Los objetivos del proyecto de recuperación mejorada LoSal® son las subzonas inferiores (K2A, K2B y K3A), como se muestra en la **Fig. 4.20**.

Los dueños conjuntos de Endicott están actualmente evaluando un método de inyección LoSal® de Recuperación Mejorada de Aceite en etapa terciaria en las zonas inferiores de Endicott. Esto

requerirá la construcción de una planta de ósmosis inversa, para generar 50[mbspd] de LoSal a partir de 150[mbspd] de agua de mar.

4.3.2 Composición Mineralógica

La aplicación de la tecnología LoSal® es afectada por la mineralogía del yacimiento; la siderita (un carbonato) es el cementante de mayor presencia en Endicott. Así mismo, la porosidad del yacimiento es secundaria por disolución de la siderita.

Como consecuencia de la disolución, el agua del yacimiento es rica en óxido de aluminio, encontrándose cristales autigénicos de caolinita en los intersticios.

La formación Kekiktuk de Endicott tiene siete elementos principales, que constituyen el relleno de los poros del yacimiento. De dichos elementos, el cuarzo es el de mayor ocurrencia, seguido de la caolinita.

La ocurrencia de los elementos restantes es menor al 1% (calcita, dolomía, siderita, piritita y matriz arcillosa). La **Fig. 4.21** muestra una fotomicrografía SEM, indicando la abundancia de caolinita en la roca de Endicott.

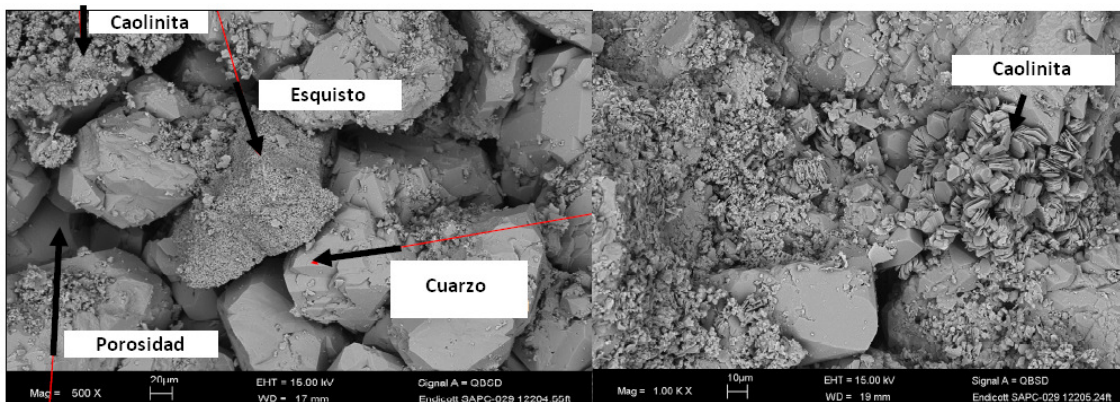


Fig. 4.21. Caolinita rodeando los granos de cuarzo. (James C. Seccombe, Arnaud Lager, Kevin Webb, Gary Jerauld & Esther Fueg, 2008)

4.3.3 Composición del Agua Congénita

Los datos de composición de agua congénita fueron obtenidos de dos pruebas SWCTT, realizadas en la Unidad Duck Island del Campo Endicott. El pozo sujeto de investigación fue el 3-39A, terminado en 1997, con intervalos disparados de 14,258-14,278 [pies] y de 14,294-14,300 [pies].

La arena Kekiktuk K2A fue la disparada y tiene un espesor de 60 [pies], con una porosidad de 24%. La **Tabla 4.1** siguiente muestra el análisis realizado al agua de inyección y de baja salinidad durante las pruebas SWCTT realizadas al pozo 3-39A.

Tabla 4.1. Composición del agua de Endicott. (James C. Seccombe, Arnaud Lager, Kevin Webb, Gary Jerauld & Esther Fieg, 2008)

Especies [ppm]	Agua congénita de Endicott	Agua producida de Endicott	Agua de mar de Endicott	Agua de baja salinidad del Pozo 3-39A de Endicott
Bario	7	0	0	0
Bicarbonato	2,000	1,868	147	6
Calcio	320	194	402	17
Cloruro	17,275	14,969	18,964	821
Hierro	10	2	0	0
Magnesio	48	360	1,265	55
Potasio	110	177	386	17
Sodio	11,850	9,190	10,812	468
Estroncio	24	7	7	0
Sulfato	63	570	2,645	115
Análisis de Agua				
pH	6.5	7.0	7.7	-
TDS	32,000	28,000	34,644	1500

4.3.4 Descripción del Proceso Utilizado

Para poder diseñar el proceso de inyección de agua de baja salinidad utilizando la tecnología LoSal®, es necesario conocer ciertos parámetros de los fluidos y de la roca del yacimiento. De esta manera se podrá conocer el tamaño y la composición adecuada de los baches a ser utilizados por la tecnología LoSal®.

4.3.4.1 Inyección a núcleos

Una forma de obtener los parámetros necesarios es utilizar la inyección a núcleos para determinarlos. A continuación se describen una serie de pruebas realizadas a un núcleo de Endicott con el fin de desarrollar el proceso de inyección en Endicott y determinar las características óptimas de inyección.

4.3.4.2 Adquisición de la saturación inicial de agua

Es esencial que la muestra seleccionada para reproducir las condiciones de la inyección de baja salinidad tenga una (Swi) representativa. Para alcanzar la correcta saturación inicial de agua, es necesario ajustarla con aquella encontrada por encima del contacto agua-aceite en el yacimiento.

Lo anterior se debe a que en Endicott, como ya se mencionó en el apartado 4.3, se han llevado a cabo Procesos de Recuperación Secundaria, que han cambiado la distribución de fluidos a lo largo de todo el yacimiento.

Por tanto, la muestra de núcleo con la que se va a trabajar, debe ser capaz de reflejar la totalidad del yacimiento y no solo una porción pequeña, cuyos valores de saturación de fluidos pudieron haber sido afectados.

Una vez que se ha adquirido el valor correcto es necesario limpiar la muestra de roca utilizando nitrógeno, después la muestra es colocada en un porta núcleos hidrostático y saturado con aceite refinado bajo una presión de confinamiento.

4.3.4.3 Proceso de añejamiento

Las muestras colocadas en los porta núcleos fueron lentamente llevadas a condiciones de presión y temperatura de yacimiento. El aceite refinado fue desplazado misciblemente, hasta llegar a condiciones de yacimiento utilizando aceite con gas disuelto.

Durante el proceso de añejamiento, el aceite fue reemplazado cada cierto número de días, inyectando un mínimo de 1 PV, para mantener una caída de presión constante a través de la muestra, con una RGA constante.

4.3.4.4 Inyección de agua, para alcanzar la saturación de agua residual con alta salinidad

Se realizó una inyección de salmuera de alta salinidad en flujo transitorio a la muestra, siempre a condiciones de yacimiento, utilizando monitoreo de la saturación in-situ. Las saturaciones in-situ fueron utilizadas para proveer información acerca de las distribuciones del aceite, que se presentaron en el transcurso de la inyección de agua.

Las inyecciones de agua se llevaron a cabo con gasto pequeño, en muestras restauradas, con gastos que emularan un desplazamiento de fluidos típico de condiciones de yacimiento (1 pie por día o 4 [cm³/hr] en laboratorio). Durante la inyección de la salmuera, la producción de aceite y la caída de presión fueron continuamente monitoreadas. La producción de aceite fue registrada a condiciones de yacimiento en un separador ultrasónico.

4.3.4.5 Procedimiento de inyección de baches de baja salinidad

Después de la inyección en etapa secundaria con agua de alta salinidad, se inyectaron baches LoSal® de 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 75% y 100% PV secuencialmente. La composición de la salmuera de baja salinidad utilizada en los baches está dada en la **Tabla 4.2**.

Tabla 4.2. Composición de la salmuera. (James C. Seccombe, Arnaud Lager, Kevin Webb, Gary Jerauld & Esther Fueg, 2008)

Fluido	Sal [mg/l]							
	SrCl ₂ 6 H ₂ O	NaHCO ₃	Na ₂ SO ₄	CaCl ₂ 6H ₂ O	MgCl ₂	KCl	NaCl	Nal
Agua de mar	0	191.00	3,917.0	2,186.0	10,640	725.0	3,983.0	50,000
Agua congénita	1,372	228.00	0.0	30,610.0	5,027	932.0	54,720.0	50,000
Agua de baja salinidad	0	4.17	85.4	47.6	232	15.8	511.8	0

Todas las salmueras fueron pre-equilibradas con gas de separador y la información sobre saturación in-situ fue utilizada para determinar la estabilidad de los baches de baja salinidad y el volumen de aceite producido con cada tamaño de bache.

4.3.4.6 Teoría de ondas de salinidad y su modelado

Un bache de baja salinidad inyectado en un yacimiento puede ser descrito como una onda composicional avanzando a través del medio poroso. De esta manera, la teoría de la cromatografía describe tres tipos distintos de ondas (Pope et al., 1978): indiferentes, auto afilantes y de dispersión.

Las ondas de dispersión ocurren cuando a la distribución causada por la variación en las velocidades de concentración con la composición, se suman como su nombre lo indica, los efectos de la dispersión. Conforme más avance la onda mayor será la dispersión.

Para las ondas auto afilantes se alcanza un ancho estacionario, en el cual el efecto penetrante de la isoterma de absorción y el efecto de la dispersión permiten un equilibrio entre ambos. En la ausencia de dispersión, se formará una onda indiferente, la cual viajará con un ancho constante y no sufrirá afilamiento o dispersión.

De acuerdo a la inyección de surfactantes (Pope et al., 1978) se formará un frente auto cortante de iones divalentes, entre la salmuera congénita de alta salinidad y la salmuera de baja salinidad inyectada, mientras que un frente de dispersión de iones divalentes se formará entre la salmuera de baja salinidad y la de alta salinidad inyectada.

Así, durante el desplazamiento de un bache de baja salinidad en un medio poroso, se desarrollará un frente cortante por delante del bache y una cola de dispersión por detrás del bache, debido a la salmuera de alta salinidad inyectada para empujar el bache.

Para evaluar el comportamiento de un bache de baja salinidad en un yacimiento y determinar el volumen de agua de baja salinidad que debe ser inyectada, en un bache para obtener la máxima eficiencia, se debe utilizar un modelo de geoquímica que permita reproducir el comportamiento de inyección de fluidos.

En el caso del Campo Endicott se utilizó un paquete de software llamado PHREEQC para diseñar el modelo de geoquímica. Dicho modelo se basó en una dispersividad del 5%, determinada a través de pruebas de trazadores químicos SWCTT.

Para ser del todo eficiente, la salinidad del bache después de desplazarse 1 PV, debe mantenerse por debajo de un límite. Dicho límite, de acuerdo a la experiencia, parece estar en el rango de las 5,000 [ppm] a 8,000 [ppm].

La **Fig. 4.23** muestra el impacto de la dispersión en un bache de 20% del PV. Se aprecia que dicho bache se vuelve ineficiente después de viajar tan solo 0.4 PV. Después de la inyección del bache de 1 PV (20% LoSal[®] seguido de un bache del 80% del PV de alta salinidad como desplazamiento), la salinidad del bache fue de 16,500 [ppm] comparado a la salinidad inicial de 4,500 [ppm]).

Se determinó que un bache de 40% del PV es suficientemente grande como para superar los efectos de la dispersión (**Fig. 4.24**). La salinidad del bache después de 1 PV de inyección es de 5,500 [ppm]. Otros yacimientos con diferentes composiciones de salmuera, capacidad de intercambio o dispersividad, pueden requerir baches de distintos tamaños.

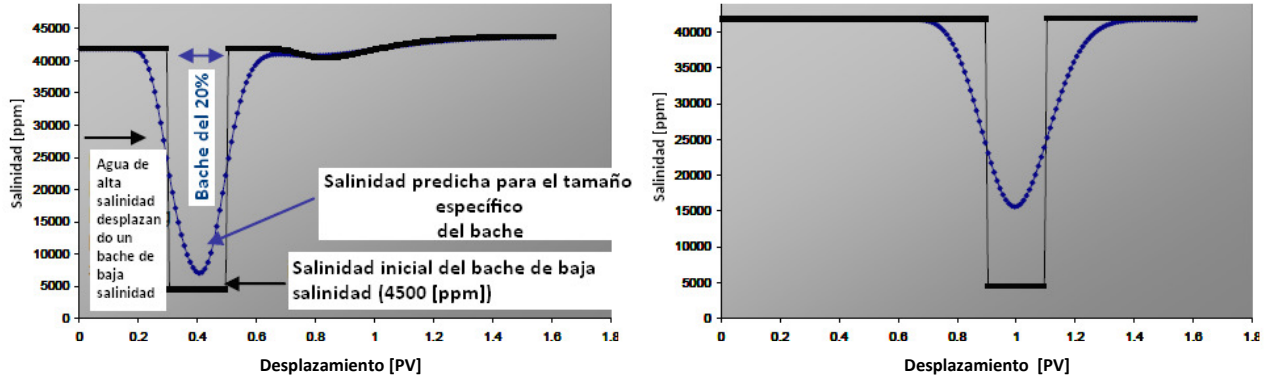


Fig. 4.23. Efecto de mezclado producido durante la inyección de un bache de baja salinidad de 0.2 PV, después de desplazarse 0.4 PV (izquierda) y 1 PV (derecha). (James C. Seccombe, Arnaud Lager, Kevin Webb, Gary Jerauld & Esther Fueg, 2008)

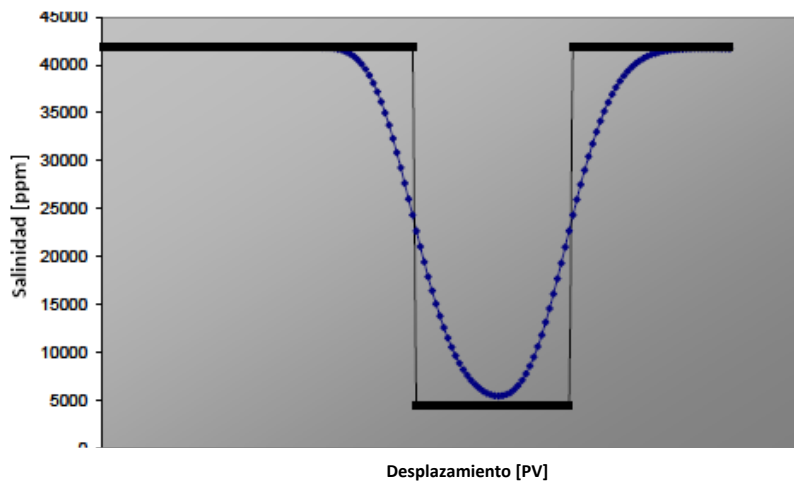


Fig. 4.24. Bache de baja salinidad al desplazarse 1 PV. (James C. Seccombe, Arnaud Lager, Kevin Webb, Gary Jerauld & Esther Fueg, 2008)

4.3.5 Resultados

Un bache de 30% del PV fue necesario para mantener la integridad de dicho bache, a través del total de la longitud de la muestra de 7.5 cm. El bache de 10% del PV no produjo un incremento en la recuperación de aceite.

Con respecto al bache de 40% del PV, éste recuperó el 87% del aceite obtenido a través de la inyección continua de LoSal®. Esto se ilustra en la Fig. 4.25.

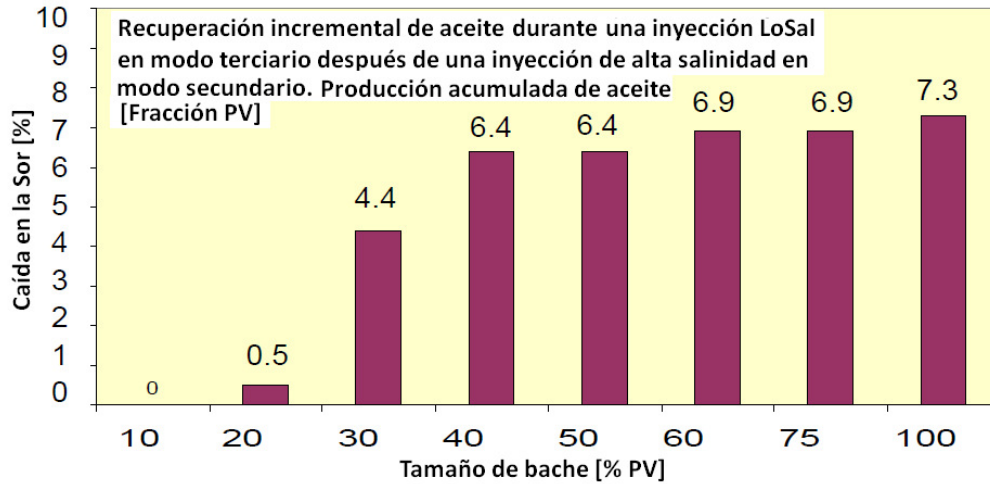


Fig. 4.25. Recuperación Incremental de Aceite vs. Tamaño de Bache LoSal™. (James C. Seccombe, Arnaud Lager, Kevin Webb, Gary Jerauld & Esther Fueg, 2008)

La Fig. 4.26 muestra la distribución de la salinidad, a través de la longitud de la muestra del núcleo, para siete inyecciones de agua conducidas con diferentes tamaños de bache de LoSal®. La salinidad del bache de 10% se deterioró rápidamente, antes de alcanzar el primer detector.

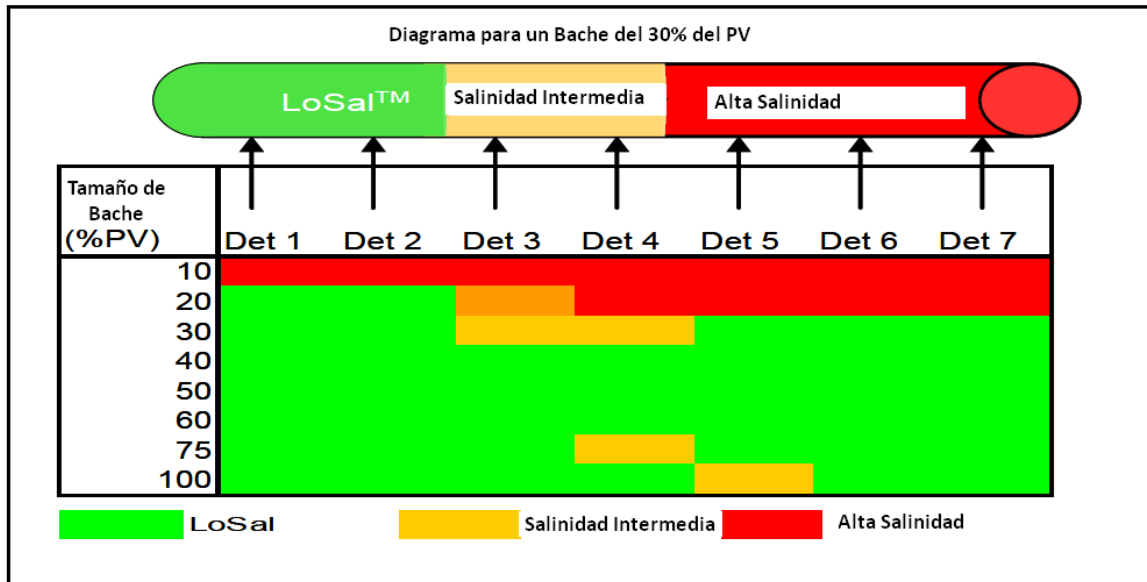


Fig. 4.26. Bache LoSal™ @ Detector de tiempo (Det). (James C. Seccombe, Arnaud Lager, Kevin Webb, Gary Jerauld & Esther Fueg, 2008)

El bache de 20% viajó aproximadamente el 30% de la longitud de la muestra antes de dispersarse, mientras por otro lado, el bache del 40% viajó a lo largo de la totalidad de la muestra, sin cambio en su salinidad. Como se espera que la dispersividad se mantenga constante con la longitud (Jerauld, 2006), el mismo resultado se espera se presente a escala interpozo.

4.3.5.1 Utilización de registros con línea de acero para determinar el contenido de caolinita

Para poder determinar el contenido de caolinita mediante registros, se utilizó un modelo probabilístico en donde la respuesta de cada registro al cuarzo y caolinita a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, se muestran en la **Tabla 4.3**.

Tabla 4.3. Respuesta obtenida de cuatro registros al contenido de cuarzo y caolinita. (James C. Seccombe, Arnaud Lager, Kevin Webb, Gary Jerauld & Esther Fueg, 2008)

Registro/Mineral	Cuarzo	Caolinita
Densidad [g/cc]	2.69	2.61
Neutrón [fracción]	0	0.4
Tiempo de tránsito [ms/pie]	50	70
Rayos Gama [gapi]	10	200

El contenido de caolinita resultante del modelo fue validado mediante la comparación puntual con datos de núcleos. Igualmente se muestra en la **Fig. 4.27** una comparación de datos adquiridos de registro, contra la respuesta predicha en el modelo.

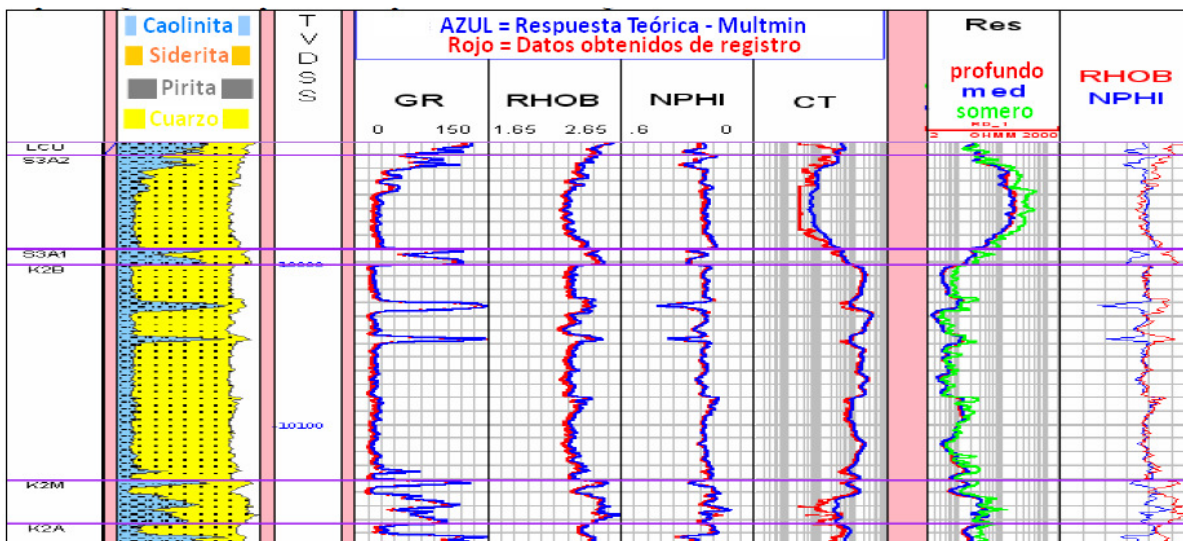


Fig. 4.27. Modelo probabilístico del registro. (James C. Seccombe, Arnaud Lager, Kevin Webb, Gary Jerauld & Esther Fueg, 2008)

El contenido de caolinita fue estimado en 100 pozos que cuentan con una serie completa de registros. De esta manera se generaron mapas de distribución de caolinita, para cada una de las subzonas del yacimiento, como se muestra en la **Fig. 4.28**.

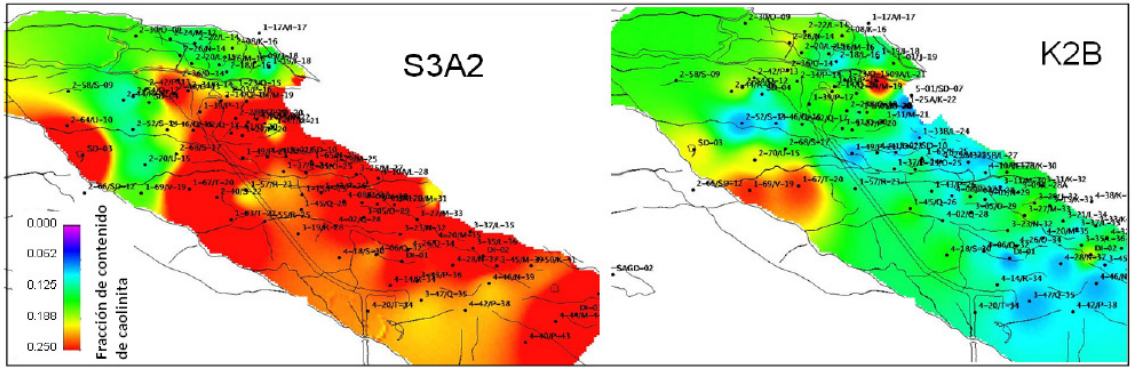


Fig. 4.28. Mapa del contenido de caolinita. (James C. Seccombe, Arnaud Lager, Kevin Webb, Gary Jerauld & Esther Fueg, 2008)

Posteriormente se generaron una serie de curvas de permeabilidad para determinar la variación de recuperación adicional por LoSal® en función al contenido de caolinita.

4.3.5.2 Pruebas de trazadores químicos a un solo pozo (SWCTT) [27] [28]

Las pruebas SWCTT han sido utilizadas para medir la Sor antes y después de un proceso de EOR, esquematizando su proceso en las Fig. 4.29 y Fig. 4.30.

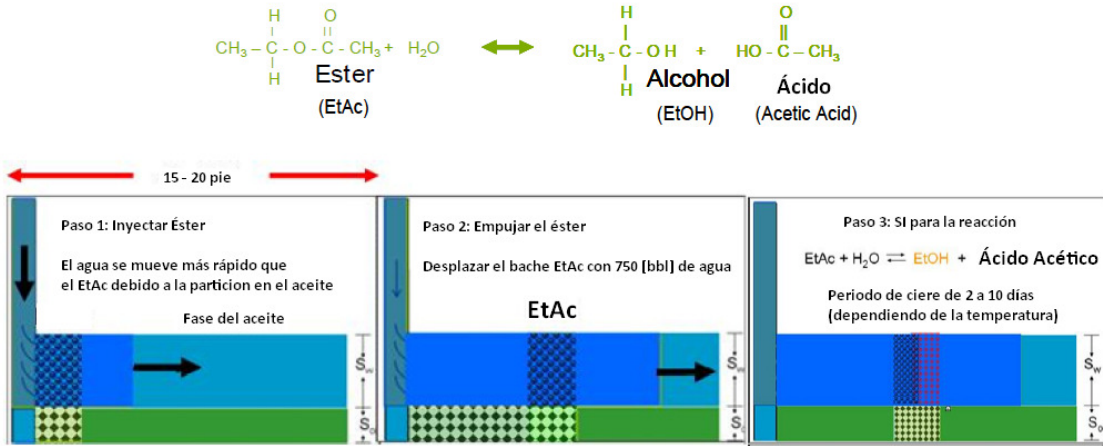


Fig. 4.29. Pasos 1 – 3 de una SWCTT: inyectar el trazador, desplazar el trazador y cierre para permitir la reacción. (James C. Seccombe, Arnaud Lager, Kevin Webb, Gary Jerauld & Esther Fueg, 2008)

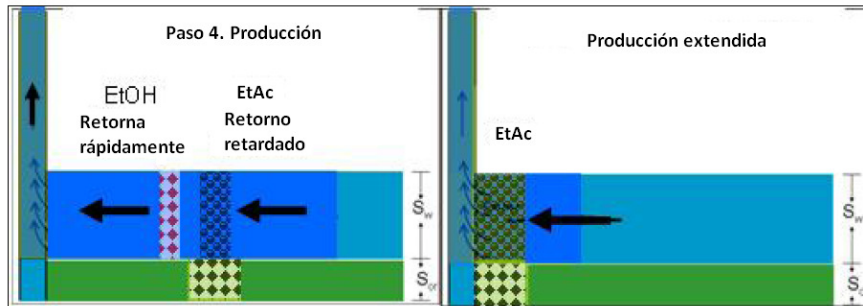


Fig. 4.30. Retorno de flujo. (James C. Seccombe, Arnaud Lager, Kevin Webb, Gary Jerauld & Esther Fueg, 2008)

En general una prueba SWCTT implica:

- Inyectar un bache de salmuera mezclada con un trazador reactivo (1% de acetato de etilo) y un trazador inerte.
- Empujar el bache de salmuera de 10 a 25 [pies] dentro del yacimiento, mediante la inyección de salmuera mezclada con un trazador inerte, pero sin contener trazador reactivo.
- Cerrar el pozo por un periodo de uno a diez días, dependiendo de la temperatura del yacimiento. Periodo durante el cual una porción del éster reacciona con el agua del yacimiento y forma alcohol etílico, el trazador secundario.

Al comienzo del proceso de producción, el éster remanente y el trazador secundario se encuentran a una distancia aproximada de 10 a 15 [pies] radiales del agujero del pozo. Posteriormente, al transcurrir el tiempo de producción, el éster remanente y el trazador secundario se separan.

Dicha separación ocasiona que los dos trazadores viajen a distintas velocidades dentro del medio poroso en su retorno al pozo y debido a que el trazador secundario es 100% soluble en agua, éste retornará a la misma velocidad que lo hace el agua.

Por otro lado, el éster al formar una fase independiente, tenderá a demorar su retorno al pozo, al abrirse paso a través del aceite y agua. Dicha demora es directamente proporcional a la saturación residual de aceite.

Por lo tanto, altas S_{or} darán lugar a una separación considerable entre el trazador secundario y el éster, mientras que bajas S_{or} reducirán la separación; por lo tanto el tiempo de retorno al pozo. De esta manera, la separación entre estos dos trazadores se utiliza para calcular la saturación residual de aceite.

En la Fig. 4.31 se muestra una prueba SWCTT idealizada para una sola capa.

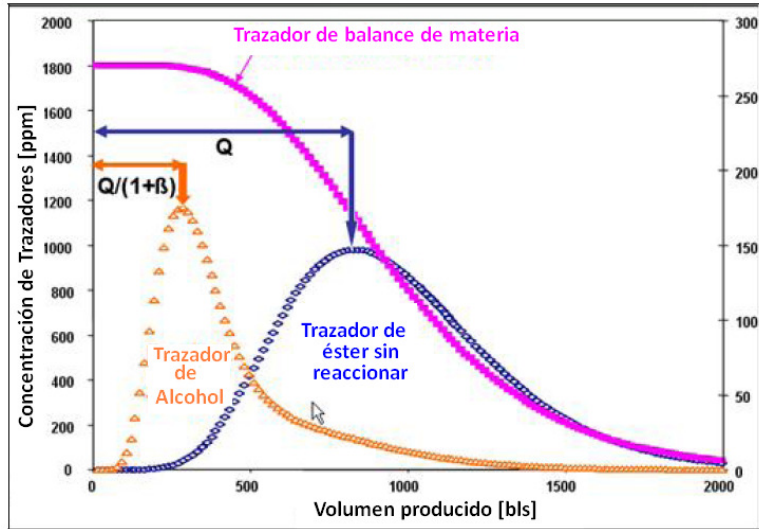


Fig. 4.31. Perfil de trazadores para un retorno de flujo ideal. (James C. Seccombe, Arnaud Lager, Kevin Webb, Gary Jerauld & Esther Fueg, 2008)

V. FACTIBILIDAD DE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN MÉXICO: CUENCA DE CHICONTEPEC

Con el fin de probar la factibilidad de la conducción de un proyecto de inyección de agua en yacimientos complejos, como los situados en el sistema Chicontepec, se llevó a cabo una prueba piloto de inyección de agua a corto plazo; en este caso fue congénita de yacimientos aledaños con un mínimo tratamiento, dentro de un área selecta de un yacimiento del sistema de abanicos submarinos de Chicontepec.

Los análisis petrográficos indican que las arenas de Chicontepec son litarenitas, mineralógicamente inmaduras, consistentes en granos de cuarzo, abundantes fragmentos de carbonatos y fragmentos graníticos. Debido a la abundancia de carbonato en el sistema, los sedimentos se encuentran altamente cementados por calcita ferrosa y dolomía ferrosa, en adición a crecimientos excesivos de cuarzo. La abundancia de cementos es el principal factor de control en la calidad del yacimiento –conforme la cementación disminuye la porosidad incrementa.

Las arenas son en general limpias, o bien, con sólo un 2 - 4% de contenido arcilloso en la matriz. Sin embargo, existe un pequeño pero significativo contenido de esmectita, una arcilla hidrofílica que tiende al hinchamiento en contacto con el agua.

Las bases geológicas consideradas para la selección de las localizaciones óptimas de estos pozos inyectoros fueron ^[29]:

- Espesor adecuado de las arenas.
- Mínima heterogeneidad de las facies.
- Buena resistividad indicando buena saturación.
- Distanciamiento de las fallas.
- Producción primaria de moderada a buena (como indicador de buena calidad de yacimiento).

Las consideraciones técnicas de ingeniería en la selección de los pozos inyectoros también fueron incluidas:

- Estado mecánico de los pozos.
- Historia de perforaciones y producción.
- Producción acumulada de aceite.
- Continuidad y heterogeneidad del yacimiento.
- Propiedades físicas del yacimiento definidas a partir de las pruebas a pozos.

Con la información obtenida del análisis, el 6 de marzo de 1999 se inició con la prueba de inyección, teniendo al Pozo AF-847 como único inyector, para finalmente concluir el 31 de marzo del 2000, arrojando resultados alentadores pero bajo ninguna circunstancia concluyentes, debido en gran medida a la corta duración de la prueba.

En el año 2009, atendiendo la necesidad de desarrollar y complementar la información obtenida de la prueba de inyección, se publica una selección de resultados de un estudio realizado para desarrollar las pautas de un apropiado tratamiento del agua congénita en la estación de recolección Poza Rica (Central de Almacenamiento y Bombeo Poza Rica), antes de su inyección al Campo Agua Fría.

5.1 Generalidades

La Cuenca de Chicontepec representa la acumulación de hidrocarburos más grande de México ^[30], sin embargo, a pesar de su reciente difusión como importante recurso prospectivo y componente sustancial en la base de reservas de aceite para México, la realidad, es que se trata de un sistema de yacimientos cuyo descubrimiento se remonta a principios de la década de 1930.

Desafortunadamente, desde su descubrimiento hasta ahora, existen muchos retos que deben ser superados antes de que la producción a gran escala pueda ser llevada a cabo. Esto debido a que los yacimientos de turbiditas de Chicontepec son heterogéneos, tanto vertical como horizontalmente.

La calidad de cada yacimiento es un problema, ya que las areniscas se encuentran cementadas y contienen una pequeña pero crítica cantidad de arcillas hidrofílicas, que tienden a hincharse; además de que los yacimientos son naturalmente fracturados y de baja energía, debido a la rápida liberación del gas en solución ^[30].

Por ello, el establecer la arquitectura de los sedimentos, es un elemento fundamental del diseño para cualquier esquema de producción. Con dicha arquitectura de los sedimentos, se debe conocer la distribución de las arenas y composición de las facies, la cual a su vez controla la distribución espacial de las propiedades del yacimiento y por lo tanto la distribución de su aceite original; así como también determinará la forma en la que los fluidos se moverán en 4-D (3-D espacio y tiempo) a través del yacimiento y definitivamente, cómo se drenará el mismo.

Habiendo establecido la arquitectura de los yacimientos en el campo, los siguientes pasos son la integración de la información petrofísica, construcción de mapas de propiedades del yacimiento; y por último de los volúmenes del yacimiento.

Adicionalmente, se debe elaborar una síntesis de los datos de producción con la geología del yacimiento, para identificar el carácter de producción de las facies que lo componen, y en donde se verá mejor beneficiado el yacimiento por las operaciones de recuperaciones primaria, secundaria, terciaria y/o mejorada.

5.2 Datos históricos y resultados ^{[6] [30]}

El primer yacimiento de la cuenca fue descubierto en 1931 y la producción comercial dio inicio en 1952.

Un total de 951 pozos productores fueron terminados desde 1951 hasta 2002, con gastos de producción iniciales en el orden de 70 a 300 [bpd] (11 a 48 [m³/d]).

El volumen original de aceite en la Cuenca de Chicontepec se ha estimado en 136,481 [mmbbls], lo que la convierte en la acumulación de hidrocarburos más grande de México. Muy por encima de Cantarell, campo petrolero que hasta el año 2007 proporcionó más del 50% de la producción nacional de aceite (**Fig. 5.1**) y el cual, de acuerdo a cálculos volumétricos, se ha estimado tuvo un volumen de aceite original in situ de 35,000 [mmbbls].

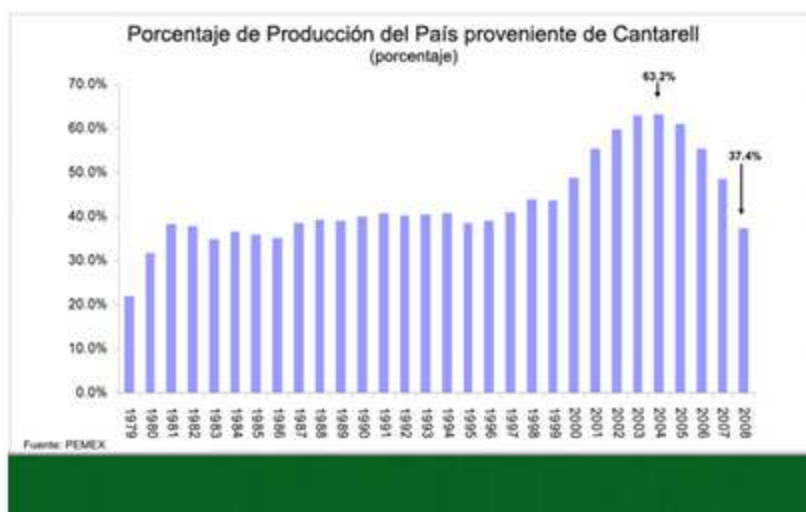


Fig. 5.1. Porcentaje de producción del país proveniente de Cantarell. En el año 2004 éste campo contribuyó con el 63.2% de la producción de aceite del país, sin embargo después de éste año los efectos de la declinación en la producción se han hecho evidentes. (PEMEX, 2010)

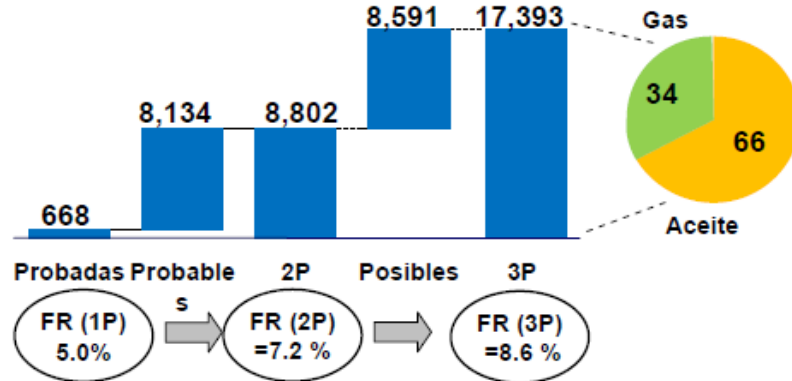
Sin embargo, a pesar de su gran volumen, la recuperación de hidrocarburos en Chicontepec ha sido un tema que a lo largo de la historia de la cuenca representa el mayor reto a superar.

Actualmente, a pesar de tener más de 80 años de haber sido descubierta, la producción acumulada de aceite se encuentra en 142.2 [mmbbls] y la producción acumulada de gas en 241.03 [mmpc] (**Fig. 5.2**)^[***]. Esto representa un factor de recuperación de tan solo el 0.1% del total de aceite contenido en la cuenca.

*** NOTA: La Fig. 5.2 muestra a mi parecer datos incorrectos con respecto a los factores de recuperación, ya que aplicar la relación $Fr=Np/N$ da cifras distintas a las mostradas. Sin embargo, al ser datos oficiales de PEMEX, se prefirió mantener la información inalterada.

Reservas

mmbpce – 1 de enero de 2009



Volumen original 3P ~140 mil millones de BPCE

Fig. 5.2. Volumen original y reservas de Chicontepec en miles de millones de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2009. (PEMEX, 2009)

Por otra parte, si comparamos el dato anterior con el de Cantarell, a poco más de 30 años de haber sido descubierto, la producción acumulada de aceite supera los 14,000 [mmbbls], llegando así, a un factor de recuperación de poco más del 40% del volumen de aceite original (Fig. 5.3).



Fig. 5.3. Producción acumulada de Cantarell en miles de millones de petróleo crudo equivalente al 2008. (PEMEX, 2008)

La respuesta a tan fuerte diferencia en cifras de producción, se encuentra en la propia naturaleza de los yacimientos de la Cuenca de Chicontepec, los cuales, a diferencia de los encontrados en

Cantarell, son significativamente más pequeños y de menor espesor neto; además de enfrentar la siguiente problemática:

1. Baja productividad y alta declinación de la producción al inicio de la explotación de los pozos, lo que origina bajos volúmenes recuperados de hidrocarburos por pozo.
2. Bajos factores de recuperación final por yacimiento, de alrededor de 5-7 %.
3. La presión inicial de los yacimientos es muy cercana a la presión de burbuja, lo que provoca una disminución de:
 - Producción de aceite debido a la alta producción de gas disuelto liberado.
 - Energía del yacimiento al producir el gas en solución.
4. Yacimientos turbidíticos altamente heterogéneos, resultado de procesos diagenéticos complejos y de areniscas discontinuas. Además de ser altamente estratificados, de bajas permeabilidades y porosidad.
5. Formaciones deformables y reactivas a ciertos fluidos.

La Fig. 5.4 muestra los retos presentes en Chicontepec, además de establecer una serie de posibles soluciones a cada uno de ellos.

Retos tecnológicos en Chicontepec		
	Implicaciones	Posibles soluciones <small>No exhaustivo</small>
Alta complejidad geológica		
Heterogeneidad de la roca	<ul style="list-style-type: none"> • Reto para definir localizaciones para perforar pozos • Dificultad para predecir comportamiento productivo • Dificultad para diseñar y ejecutar fracturas 	<ul style="list-style-type: none"> • Información de características petrofísicas • Modelos de caracterización estática y dinámica • Fracturas energizadas y/o con fluidos no dañinos
Múltiples acumulaciones con escasa comunicación vertical	<ul style="list-style-type: none"> • Retos de diseño para perforación y terminación de pozos • Mayor riesgo de perforar pozos no productivos 	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos no convencionales • Terminaciones múltiples
Baja energía del yacimiento		
Liberación temprana de gas en solución	<ul style="list-style-type: none"> • Pérdida del mecanismo natural de arrastre del crudo al pozo • Riesgo de que una alta proporción de los hidrocarburos no se recupere en la etapa primaria de explotación 	<ul style="list-style-type: none"> • Inyección de fluidos para mantener la presión del yacimiento • Aplicación de sistemas artificiales de producción • Implementación de procesos de recuperación secundaria y mejorada
Baja capacidad de flujo de la roca (Baja permeabilidad)		
Dificultad para el flujo de hidrocarburos hacia los pozos	<ul style="list-style-type: none"> • Alto consumo de energía en el yacimiento • Baja productividad inicial de los pozos • Alta declinación de la producción 	<ul style="list-style-type: none"> • Fracturamientos energizados y/o con aceite • Perforación bajo balance • Fluidos de perforación compatibles con la roca • Disparos de alta penetración y bajo daño

Fig. 5.4. Retos tecnológicos de Chicontepec. (PEMEX, 2010)

De esta manera, si analizamos las cifras pertenecientes a reservas, podremos tener una idea mucho más clara de lo que representa extraer el aceite de los yacimientos de Chicontepec.

En la **Fig. 5.2** podemos observar que las reservas probadas (1P), al 1 de enero de 2009, se aproximan a un volumen de 668 [mmbpce], equivalentes a tan solo el 0.5% del aceite original in situ. Mientras que si consideramos el total de reservas probadas, probables y posibles (3P), tan sólo sería posible recuperar el 12% del aceite original, correspondiente a 17,393 [mmbpce].

En el año 2006, ante la necesidad imperante de Petróleos Mexicanos (PEMEX) por mantener la producción de hidrocarburos a niveles estables después del comienzo de la declinación estrepitosa en la producción de Cantarell (**Fig. 5.5**) cuya producción actual se encuentra en el orden de los 522,000 [bpd] de aceite, el director de PEMEX Exploración y Producción (PEP), Carlos Morales Gil, anunció un agresivo proyecto de perforación de pozos (**Fig. 5.6**), con el fin de convertir a Chicontepec en una cuenca que pudiera producir de 22.712 [mbpd] y 26.9 [mmpcd] de gas natural durante ese año; a 550-600 [mbpd] de aceite hacia el año 2021.

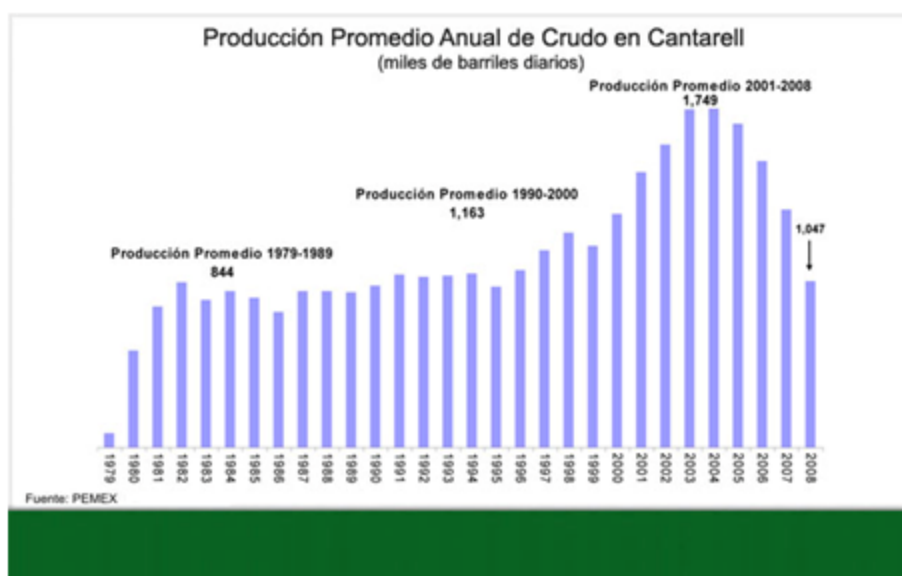


Fig. 5.5. Producción promedio anual de crudo en Cantarell. Después de 2004, cuando alcanzó su pico de producción, la declinación en la producción ha sido sustancial. (PEMEX, 2008)

Al año 2008, el Proyecto Chicontepec o Aceite Terciario del Golfo (ATG), considerado de importancia estratégica nacional, contemplaba perforar 16,000 pozos de desarrollo en el periodo 2002-2020, equivalente a perforar cerca de 1,000 pozos por año.

Capacidad de ejecución Intervenciones a pozos

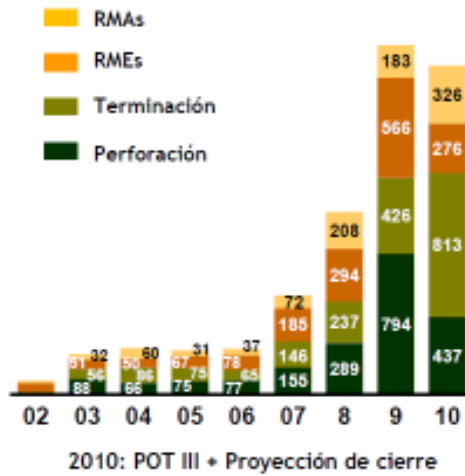


Fig. 5.6. Intervenciones a pozos realizadas en Chicontepec del año 2002 al año 2010. A partir del año 2007 la perforación de pozos se triplicó, hasta llegar a su máximo en 2009. (PEMEX, 2010)

Desafortunadamente, aunque la inversión aumentó de manera exponencial a partir de 2006, (Fig. 5.7) al pasar de 3 [mmm\$] hasta 23 [mmm\$] en 2009, los incrementos marginales en la producción (Fig. 5.8) ponen en evidencia el mal esquema de explotación que siguió PEMEX para incrementar la producción de la Cuenca de Chicontepec.

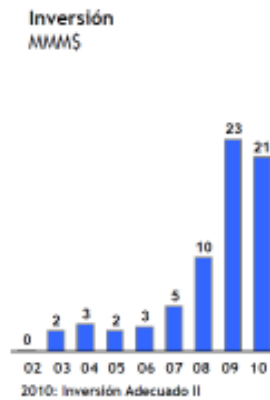


Fig. 5.7. Inversión realizada en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo en el periodo 2002-2010. Nótese que de 2007-2009 la inversión se triplicó para tan solo obtener 10 [mbls] de producción

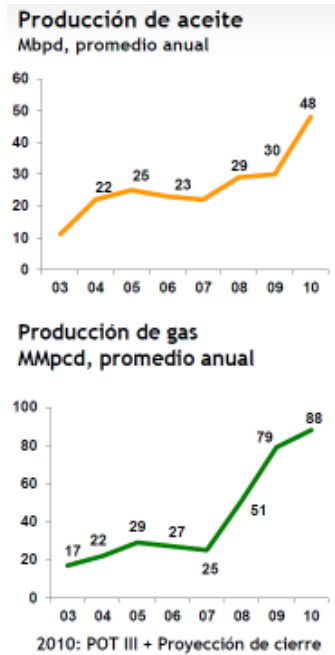


Fig. 5.8. Producción de aceite y gas en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo durante el periodo 2003-2010. (PEMEX, 2010)

De hecho, si observamos la información contenida en la gráfica de la Fig. 5.9, nos podremos dar cuenta que el incremento de producción en Chicontepec ha sido resultado de perforaciones nuevas, terminaciones y reparaciones. Sin embargo, no hay datos que indiquen la aplicación de tecnologías de recuperación secundaria o mejorada a escala de campo, para contribuir a la producción.

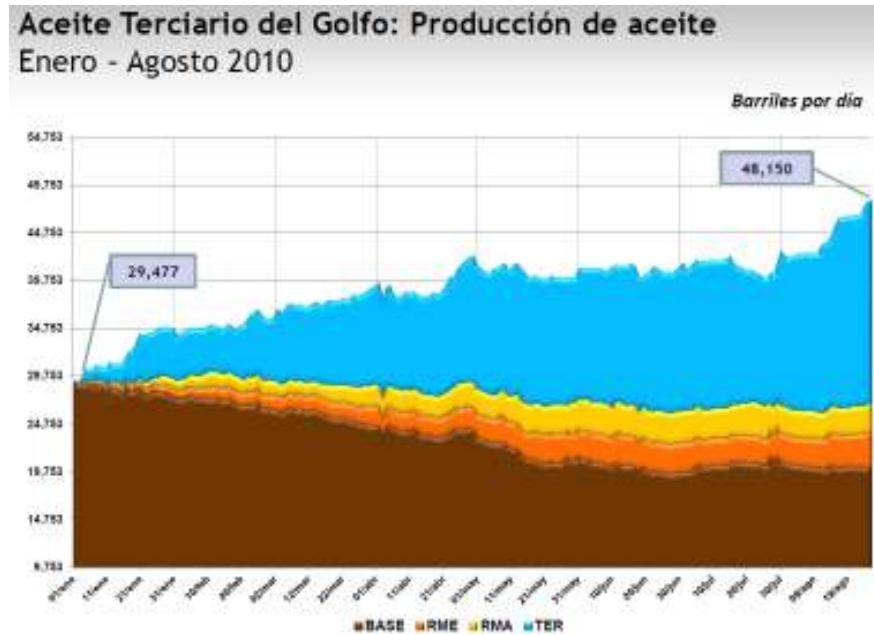


Fig. 5.9. Producción de aceite en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo atribuible a: Producción Base, Reparaciones Menores (RME), Reparaciones Mayores (RMA) y Terminaciones de pozos (TER). (PEMEX, 2010)

Como consecuencia de esto, durante el 2009 el Presidente de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Juan Carlos Zepeda, anunció un replanteamiento de los objetivos del proyecto, dados los pobres resultados obtenidos, incluyendo la revisión de ocho contratos firmados con igual número de compañías para la perforación de 1,746 pozos entre abril de 2009 y julio de 2012, con un costo de 1,637 millones de dólares. Adicionalmente, se planteó la suspensión, de manera temporal de la explotación de Chicontepec.

En 2010 PEMEX, reconociendo la incertidumbre acerca de cómo explotar la cuenca, cambia su estrategia de explotación, al pasar de un programa de perforación extensiva a uno con el objetivo de mejorar la productividad de los yacimientos y pozos recientemente perforados.

Para ello, la paraestatal opta por la adjudicación directa de contratos a las empresas Schlumberger, Weatherford, Halliburton, Baker Hughes y Tecpetrol, para la construcción de cinco laboratorios de campo en Chicontepec (**Fig. 5.10**), los cuales tienen como objetivo operar en los Campos Agua Fría, Presidente Alemán, Remolino, Corralillo y Coyotes; todos ellos pertenecientes al área de Chicontepec.



Fig. 5.10. Área destinada a cada una de las 5 empresas que obtuvieron los contratos por adjudicación directa. (PEMEX, 2010)

De esta manera, cada uno de estos laboratorios permitirá probar y evaluar nuevas tecnologías, que le darán a las compañías contratistas flexibilidad para definir la estrategia de explotación y operación de los Campos en Chicontepec de forma integral.

De acuerdo con los reportes presentados por la paraestatal en los primeros meses de 2011, PEMEX está por debajo de las metas de producción de aceite en la cuenca, aún cuando éstas fueron replanteadas desde 2009. Actualmente, en Chicontepec se tienen 1,691 pozos operando pero se tienen otros 1,020 sin producción.

A pesar de los esfuerzos realizados para elevar la productividad de la cuenca, actualmente se tendrían que estar produciendo alrededor de 57 [mbpd] de aceite; sin embargo, a enero de 2011 no se llega a más de 45 [mbpd]. Mientras que en el caso del gas natural se tendrían que estar produciendo 96 [mmpcd] y la producción actual se encuentra casi en 92 [mmpcd].

De esta manera, se puede concluir que la solución a los problemas de productividad en Chicontepec, a mediano y largo plazos, no se encuentra en la perforación de pozos nuevos o en operaciones de reparación menores o mayores.

Por el contrario, se debe adoptar un sistema que se enfoque en la investigación de nuevas tecnologías, incluyendo procesos de recuperaciones terciaria y/o mejorada, que permitan mejorar la productividad en los pozos existentes. De esta manera, se optimizará el uso de los recursos disponibles en solucionar el problema de raíz, el cual involucra atacar directamente las condiciones del sistema roca-fluido de los yacimientos.

5.3 Ubicación

La Cuenca de Chicontepec se encuentra ubicada en la Región Norte (**Fig. 5.11**) de PEMEX Exploración y Producción (PEP); y administrativamente conforma el Activo integral Aceite Terciario del Golfo (**Fig. 5.12**).



Fig. 5.11. La Región Norte está constituida por una parte continental y otra marina. (PEMEX, 2009)



Fig. 5.12. Ubicación geográfica de los activos integrales que conforman la Región Norte. El Activo Integral Aceite Terciario del Golfo se encuentra marcado dentro del círculo ámbar. (PEMEX, 2009)

Chicontepec cuenta con una extensa área de 123 [km] de largo y 25 [km] de ancho, la cual se encuentra formada por un complejo sistema de abanicos submarinos y sedimentos turbidíticos, depositados en un ambiente marino profundo en el Golfo de México.

La Cuenca de Chicontepec se encuentra en la Cuenca Tampico-Misantla, en la parte Noroeste de México y es el equivalente estratigráfico al Grupo Wilcox en Texas. Localizada exactamente entre la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de la Faja de Oro; extendiéndose rumbo Noroeste-Sureste a lo largo de la Costa del Golfo de México (Fig. 5.13 y Fig. 5.14).

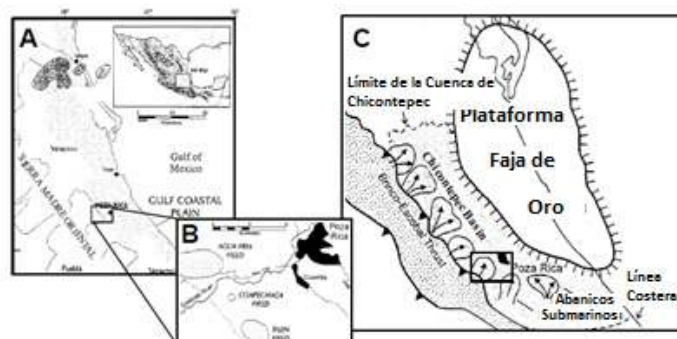


Fig. 5.13. A-B) Ubicación del Campo Tajín. C) Mapa paleogeográfico de la Cuenca de Chicontepec. (Maghssood Abbaszadeh et al., 2003)

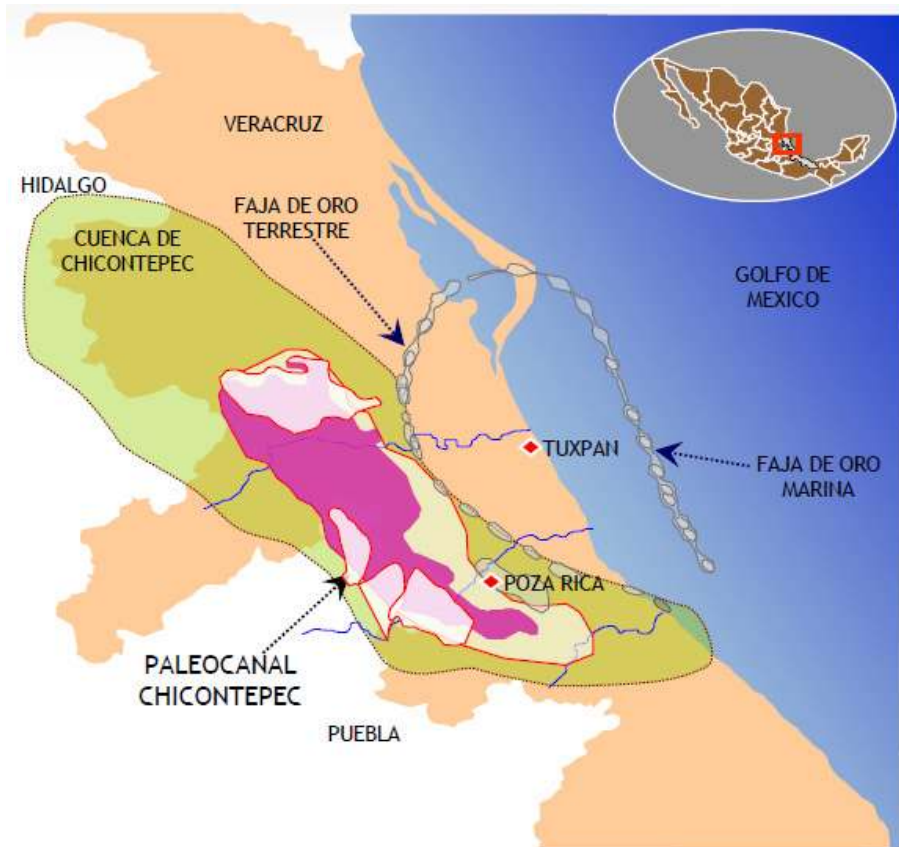


Fig. 5.14. Ubicación de la Cuenca de Chicontepec. (PEMEX, 2010)

La producción primaria ha sido establecida en varios campos tanto en la Región Norte como en el Sur (Fig. 5.15) de la cuenca; teniéndose producción comercial de hidrocarburos en los Campos Tajín, Coapechaca, Agua Fría, Soledad, Miquetla, Presidente Alemán y otros de menor importancia (Fig. 5.13). Ubicados en la porción sur de la cuenca; al oeste de ciudad de Poza Rica; Veracruz.

5.4 Modelo geológico y composición mineralógica ^[31]

El modelo geológico consiste en la descripción de los rasgos geológicos y estructurales de un yacimiento (fallas, delimitación de unidades geológicas, identificación de facies y su distribución).

En Chicontepec (Fig. 5.16) los yacimientos consisten de cuerpos de areniscas con intercalaciones de lutitas de edad Paleoceno Superior-Eoceno Inferior, en donde la distribución litológica de más de la mitad del espesor conocido de la Formación Chicontepec consiste de lutitas y lutitas limosas. El resto es una secuencia de cuerpos de areniscas en capas delgadas con intercalaciones de lutitas y limolitas.

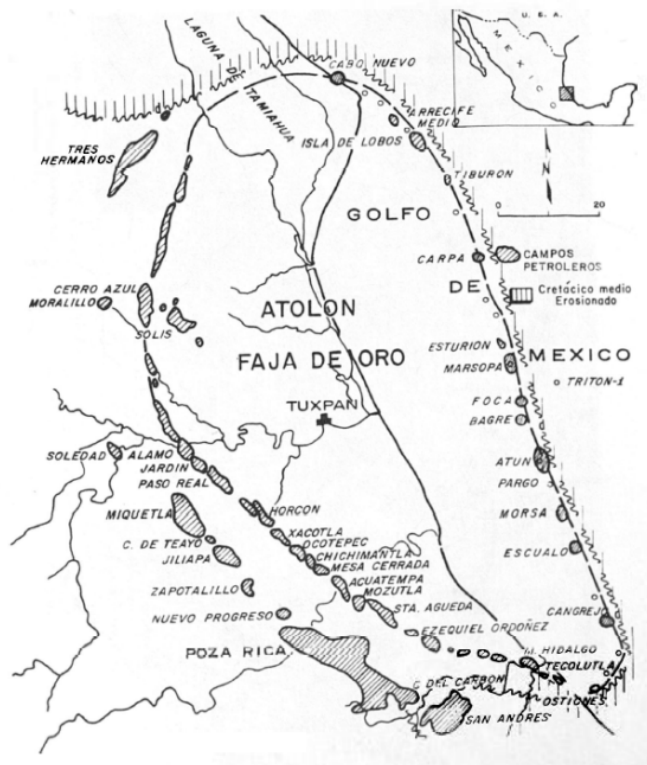


Fig. 5.15. Campos que se encuentran actualmente produciendo en la Cuenca de Chicontepec. (Carrillo Bravo, José; PEMEX, 1980)

BIOZONA		FORMACION	AMBIENTE	
EOCENO	MEDIO	Fm. Guayabal	-100m - 200m	Narítica Externa
	INFERIOR	Fm. Aragon	- 500m	Batial Superior
PALEOCENO	SUP	Superior	- 1000m	Batial Medio
	MEDIO	Medio		
	INF	Inferior		Batial Inferior
		Basal		
		K. SUPERIOR Fm Méndez		

Fig. 5.16. La Formación Chicontepec está compuesta por sedimentos del Paleoceno Inferior, Paleoceno Medio, Paleoceno Superior y del Eoceno Inferior. (Díaz Viera, Martín A. & Casar González, Ricardo; Instituto Mexicano del Petróleo, 2005)

Sin embargo, con el fin de realizar una mejor descripción del modelo geológico y mineralógico, se utilizó información de los Campos Tajín, Coapechaca y Agua Fría, ya que éstos se encuentran localizados en el área de sedimentación de uno los abanicos submarinos, a lo largo de los márgenes de la cuenca, proporcionando así información vital para la comprensión de Chicontepec.

En estos campos se tienen 184 pozos perforados (111 en Tajín, 3 en Coapechaca y 70 en agua Fría) y además se cuenta con información de sísmica 3D, la cual cubre una amplia porción de los campos (Fig. 5.17).

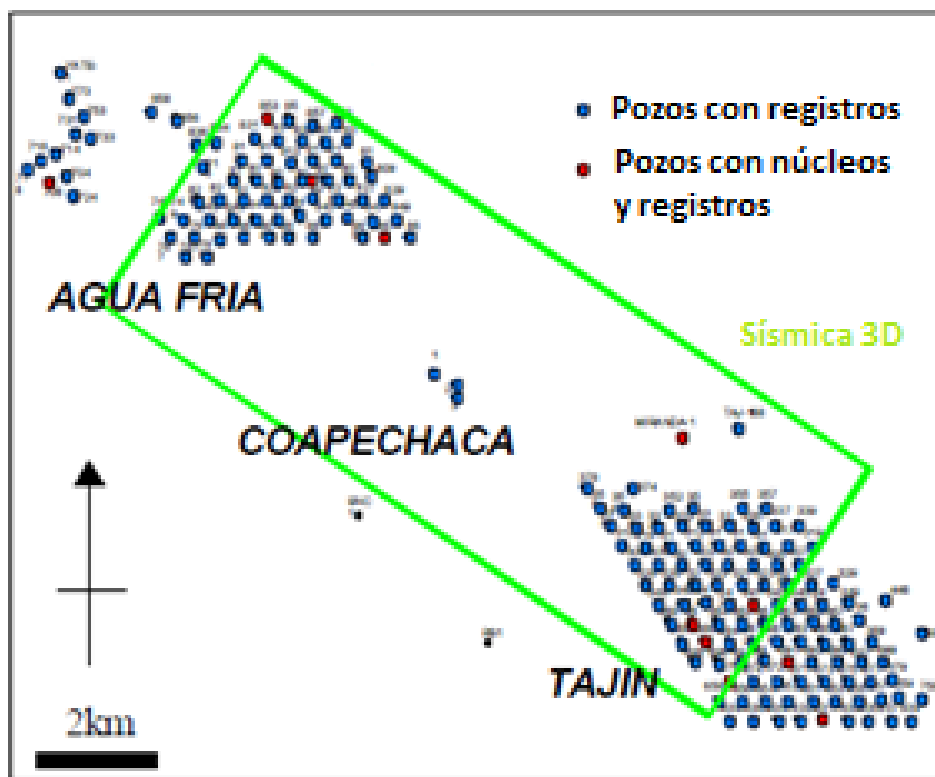


Fig. 5.17. Mapa detallado de los Campos Tajín, Coapechaca y Agua Fría dentro de la Cuenca de Chicontepec. En él se muestran los pozos perforados y el área estudiada mediante sísmica 3D. (Maghsood Abbaszadeh et al., 2003)

5.4.1 Secuencia estratigráfica

Se condujeron análisis geológicos y sedimentológicos, basados en el concepto de secuencia estratigráfica, con el propósito de realizar un modelo de distribución de facies y de división de estratos.

Para ello, se utilizaron registros de pozo y secciones sísmicas. La **Fig. 5.18** muestra los resultados de la secuencia estratigráfica de en los Campos Tajín, Coapechaca y Agua Fría.

Las unidades de yacimiento en estos campos se dividen en 12 secuencias de depositación: AF100, AF85, TAJ100, TAJ85, TAJ60, AF70-TAJ50, AF60-TAJ40, AF58-TAJ20, AF52, AF50, AF30 y AF10 en orden estratigráfico ascendente.

Los horizontes de las secuencias AF100 y AF85 se encuentran ausentes en el Campo Tajín, debido a que fueron erosionadas después de la depositación. De manera similar los horizontes de las secuencias: TAJ100, TAJ85 y TAJ60 se encuentran ausentes en el área de Agua Fría, debido a que no hubo sedimentación por el acarreo de sedimentos.

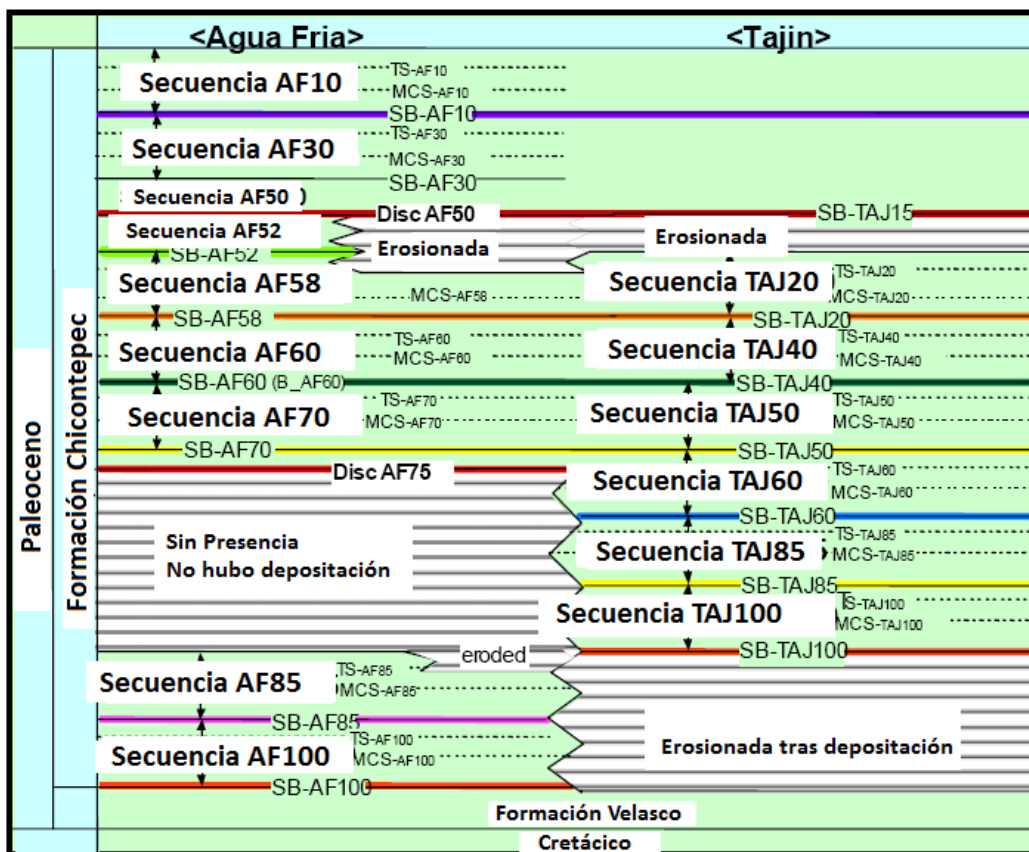


Fig. 5.18. Secuencia estratigráfica del intervalo de yacimiento de la Formación Chicontepec del Paleoceno, en los Campos Tajín, Coapechaca y Agua Fría. El eje vertical está dominado por el tiempo geológico (TS = Superficie Transgresiva, MCS = Sección Mínimamente Condensada, SB = Secuencia Frontera). (Maghsood Abbaszadeh et al., 2003)

El horizonte de la secuencia AF52 y la parte más alta de la secuencia AF58-TAJ20, se encuentran ausentes en el Campo Tajín, debido a que fueron erosionadas después de su depositación (**Fig. 5.18** y **Fig. 5.19**).

Se identificaron tres superficies de secuencia estratigráfica tipo SB, MCS y TS entre cada secuencia de depositación, donde:

- SB (Sequence Boundary), representa la frontera entre dos secuencias de depositación apiladas verticalmente.
- MCS (Minor Condensed Section), corresponde a un horizonte limolítico en sistemas de flujo de ambientes marinos someros.
- TS (Transgressive Surface), el cual representa una frontera entre sistemas de flujo de ambientes marinos someros y sistemas de flujo transgresivos de una secuencia de depositación.

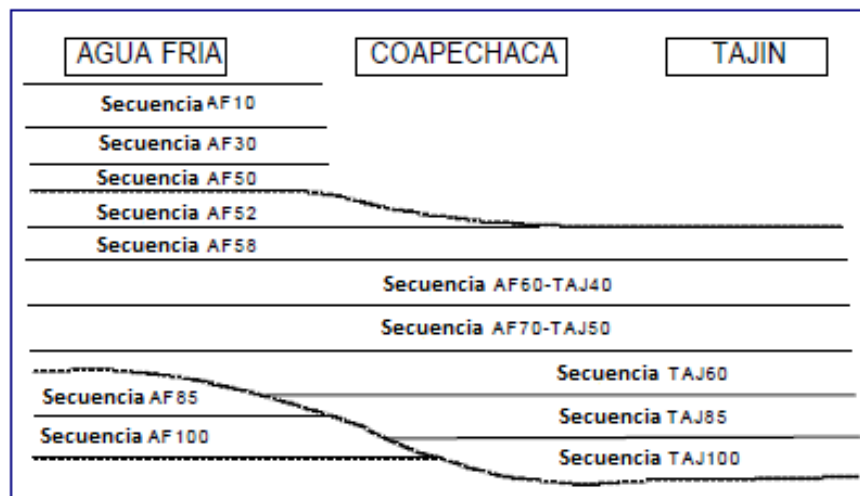


Fig. 5.19. Ilustración esquemática de los patrones de apilamiento de las secuencias depositacionales de los Campos Tajín, Coapechaca y Agua Fría. El eje vertical es dominado por la profundidad. Las líneas en negrita representan las superficies principales de erosión. (Maghsood Abbaszadeh et al., 2003)

5.4.2 Clasificación de facies

Las facies fueron clasificadas y divididas con base en los análisis de facies en registros (Rayos Gama, Resistividad y Densidad-Neutrón), para posteriormente ser correlacionadas con las facies encontradas en muestras de núcleos. De esta manera se permitió identificar la litología y facies sedimentarias intrínsecas.

Como resultado, se identificaron cuatro facies principales de turbiditas: SA, NA, MA y M. La Fig. 5.20 describe la principal litología, ambientes sedimentarios y patrones característicos de los registros para cada una de las facies.

Los resultados de los análisis petrográficos indican que las Facies NA y una parte de las Facies SA y MA, muestran características prometedoras de roca de yacimiento de excelente calidad.

5.4.3 Modelo depositacional

Se crearon mapas de distribución de facies de los Campos Tajín y Agua Fría, para cada subsecuencia (SB-MCS, MCS-TS y TS-SB), para lo cual primero se graficaron las facies a partir de registros pozo por pozo y posteriormente se estimó su distribución.

Facies	Columna	Descripción de la litología	Facies núcleo	Sistema sedimentario inferido	Características del registro		
					Rayos Gamma	Resist	Densidad de n.
SA		Conglomerado Areniscas Alternancias de areniscas y lutitas (Turbiditas de alta densidad)	Facies 4 Facies 5 Facies 6	Abanico superior/ Abanico intermedio de canal distributivo de abanico radial arenoso Canal de canal-sistema leve			neutron phi densidad bulto
NA		Capas normales alternadesde areniscas y lutitas (Turbiditas de baja densidad)	Facies 6	Abanico intermedio de un abanico arenoso radial o canal de un sistema leve-leve			neutron phi densidad bulto
MA		Alternancias de areniscas ricas en lutitas y lutitas (Altrernancia lutiticas) (Turbiditas de baja densidad)	Facies 7 Facies 5	Abanico inferior de un abanico radial de areniscas o canal de sistema leve-leve			neutron phi densidad bulto
M		Lutites (Sedimentos hemipelágicos)	Facies 3 Facies 8 Facies 9	Pendiente Suolo de cuenca cuenca			densidad bulto neutron phi

Fig. 5.20. Clasificación de facies de la Formación Chicontepec basada en los datos obtenidos del Campo Tajín, a través de registros y descripción de núcleos. (Maghsood Abbaszadeh et al., 2003)

Los sistemas depositacionales, tales como canales y lóbulos, fueron interpretados en base a los estimados de la distribución de facies. Además, a las gráficas de facies obtenidas a partir de registros, se incluyeron facies sísmicas en 3D con el objetivo de determinar la distribución de los sistemas depositacionales, para todas las áreas que contaban con estudios de sísmica 3D.

Las facies sísmicas fueron categorizadas y mapeadas, para cada secuencia de deposición utilizando el software "Stratimagic"®.

Posteriormente, basados en la interpretación de cada uno de estos mapas, se infiere que la parte Oeste de los Campos Tajín y Agua Fría corresponden con la pendiente adyacente al margen Oeste de la cuenca, mientras que la parte Este se piensa puede corresponder al eje central del canal.

Principalmente, sedimentos clásticos fueron transportados desde el Oeste hacia el suroeste a través de canales o lóbulos depositacionales de abanicos submarinos (Fig. 5.21).

En las Secuencias AF85, TAJ100 y TAJ85, la distribución de las areniscas turbidíticas tiende a ser laminar; mientras que patrones de distribución en forma de dique de canal predominan en las Secuencias TAJ60, AF70-TAJ50, AF60-TAJ40, AF58-TAJ20, AF30 y AF10.

5.4.4 Diagénesis y alteración de propiedades

Se realizó un análisis petrográfico para evaluar los factores diagenéticos que controlan las propiedades de yacimiento de las turbiditas de Chicontepec. Primero, el tipo de poros y cementantes de las turbiditas fueron descritos utilizando secciones delgadas provenientes de pozos selectos.

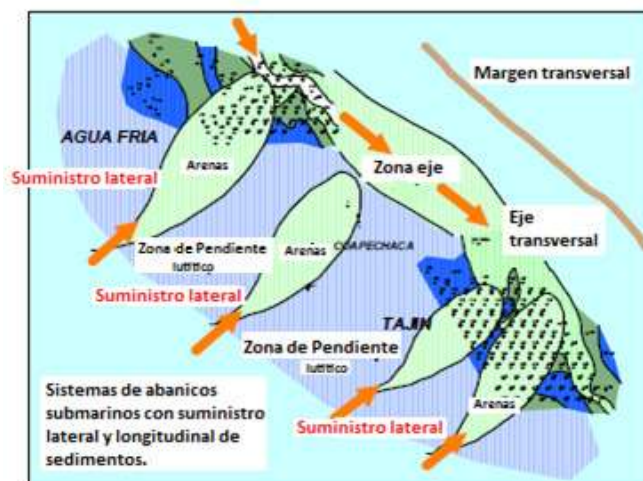


Fig. 5.21. Sistema deposicional generalizado para las turbiditas de Chicontepec en los Campos Tajín, Coapechaca y Agua Fría. (Maghsood Abbaszadeh et al., 2003)

Con base en dichos patrones de ocurrencia de los cementantes y tipo de poros, se creó la historia diagenética de Chicontepec:

Después de la depositación, las turbiditas de Chicontepec fueron enterradas a una profundidad aproximada de 1,000 [m]. Conforme la profundidad a la que las turbiditas se encontraban enterradas fue incrementando, el cuarzo y la calcita rellenaron el espacio poroso de las areniscas, dando lugar a una reducción de la porosidad.

Posteriormente, agua bajosaturada disolvió la calcita que actuaba como cementante durante el levantamiento en las etapas medias y tardías de la diagénesis, dando lugar a una recuperación y mejoramiento de la porosidad, principalmente por fracturamiento y disolución.

Las fracturas se encuentran abiertas y parcialmente cementadas con calcita (Fig. 5.22a) o bien impregnadas de aceite (Fig. 5.22b). Además, las fracturas principales o de mayor tamaño (Fig. 5.23) se encuentran distribuidas y uniformemente espaciadas, mostrando un movimiento de deslizamiento por esfuerzo, evidenciando la conectividad con las fracturas no sistemáticas.

El análisis microsísmico, llevado a cabo en el campo durante la perforación, ha mostrado que las fracturas principales tienen una orientación hacia el Noreste (**Fig. 5.23**). Eventos microsísmicos más pequeños, con una orientación Noroeste, capturan los efectos de las fracturas secundarias.

La porción inferior de las turbiditas de Chicontepec se encuentra altamente cementada, a excepción de pequeñas zonas donde se encuentra presente la disolución. Por otro lado, la intensidad de la cementación es baja y la disolución es importante en la porción superior de las turbiditas de Chicontepec.

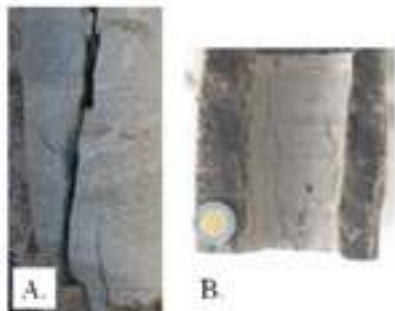


Fig. 5.22. Las fracturas parcialmente cementadas con calcita (A) e impregnadas de aceite (B) son comunes en los núcleos de areniscas de Chicontepec. (Noel Tyler, Herón Gachuz Muro, Jesús Rivera-R, Juan Manuel Rodríguez Domínguez, Santiago Rivas-Gómez & Roger Tyler, 2004)



Fig. 5.23. Areniscas de Chicontepec mostrando una red compleja de fracturas principales y secundarias en un afloramiento (Francisco Espinosa, PEP), así como su orientación. Lo anterior se determinó utilizando pruebas de microsísmica. (Noel Tyler, Herón Gachuz Muro, Jesús Rivera-R, Juan Manuel Rodríguez Domínguez, Santiago Rivas-Gómez & Roger Tyler, 2004)

5.5 Análisis Petrofísico

Para hacer el análisis petrofísico de la Cuenca de Chicontepec, se utilizó información de registros de los 184 pozos pertenecientes a un área de estudio dentro de los Campos Coapechaca, Tajín y Agua Fría, la cual fue analizada a intervalos de 0.15 [m].

Es importante mencionar que el Campo Agua Fría representa a una serie de yacimientos característicos de la Cuenca de Chicontepec.

De acuerdo a estudios geológicos y geofísicos, se han establecido entre 8 y 16 intervalos mayores, con yacimientos presentes en Chicontepec. En el Campo Agua Fría, 10 de estos intervalos se encuentran presentes en la columna geológica, representado así un sistema de yacimientos típico para realizar el análisis de las propiedades petrofísicas de la cuenca.

La curva de GR (Rayos Gama) de cada pozo tenía su propia línea de arenas y lutitas, por lo cual se requirió de valores límites individuales de GR para cada pozo y de normalización a una escala convencional.

El cálculo del volumen de lutitas (V_{sh}) fue realizado utilizando curvas normalizadas de GR y algoritmos petrofísicos estándar. Cuando una curva de GR era deficiente, el V_{sh} se calculó basándose en la diferencia normalizada entre los registros RHOB – PHIN o RHOB –DT.

Al dibujar una gráfica de lecturas GR vs. V_{sh} computadas, se pudo observar que un $V_{sh} < 0.4$ corresponde a las facies SA+NA; por lo tanto este valor es utilizado como un criterio base para la definición de las arenas. Por otro lado, un valor de $V_{sh} > 0.6$ representa a las lutitas y un valor $0.4 < V_{sh} < 0.6$ corresponde a lutitas arcillosas.

5.5.1 Modelo de Porosidad

La porosidad total (ϕ_T) se calculó a partir de los registros sónico, neutrón y densidad, a una resolución de 0.25 [m] (cerca de 1 [pie]), mediante métodos petrofísicos estándar.

El mejor valor de porosidad de todos los métodos fue aquel que requirió la menor manipulación de los datos obtenidos de los registros originales. Adicionalmente, los valores de ϕ_{sh} en los registros sónico, neutrón y densidad son respectivamente 0.314, 0.312 y 0.107.

Posteriormente, para poder hacer el cálculo de la porosidad efectiva (ϕ_e) a partir de la porosidad total (ϕ_T), se aplicó un modelo de lutitas laminadas y otro de lutitas dispersas, dependiendo del tipo de facies, donde el modelo de lutitas laminadas considera una distribución alternada múltiple de capas de lutitas y arenas para las Facies SA y NA (**Fig. 5.20**).

Por otro lado, el modelo de lutitas dispersas aplica a las Facies MA y M (**Fig. 5.20**), principalmente porque en estas facies existe una laminación tan delgada, que el ambiente se comporta como un sistema de lutitas con arenas dispersas.

Modelo de Lutitas Laminadas:

$$\phi_T = (1 - V_{sh})\phi_e + V_{sh}\phi_{sh} \quad (\text{Ec. 5.1})$$

Modelo de Lutitas Dispersas:

$$\phi_T = \phi_e + V_{sh}\phi_{sh} \quad (\text{Ec. 5.2})$$

Si se desean comparar los datos de registros con aquellos obtenidos a partir de los núcleos, sería necesario convertir los datos de escala de núcleo, a escala de registro, debido a que la resolución de cada uno de ellos es de 2 [pg] y 20 [pg] respectivamente.

Dicha conversión se logra utilizando la siguiente fórmula:

$$\phi_{log-scale} = (NTG)(\phi_{core-scale}) \quad (\text{Ec. 5.3})$$

donde:

$NTG = 1 - V_{sh}$, para las Facies SA y NA

$NTG = 1$, para las Facies MA y M

El mismo concepto aplica para la permeabilidad. En la **Fig. 5.24** se muestra un gráfica de Porosidad de Núcleos vs. Porosidad de Registro.

De acuerdo con la información mostrada en la figura anterior, se puede observar que el rango de porosidad efectiva en la Formación Chicontepec va desde 0.1 -24 [%]. Sin embargo, la mayoría de los datos de porosidad, tomados de los distintos pozos, se encuentra en el rango de 0.2 – 14 [%], datos que indican una gran variación en la distribución y selección de granos a lo largo de la cuenca.

Por otro lado, cabe mencionar que si bien existen porciones de la cuenca en donde los valores de porosidad efectiva son buenos, esto no es indicador obligado de una buena calidad de yacimiento. Para esto, será necesario realizar un estudio de la distribución de permeabilidad a lo largo de la cuenca para determinar las secciones de mejores condiciones de explotación.

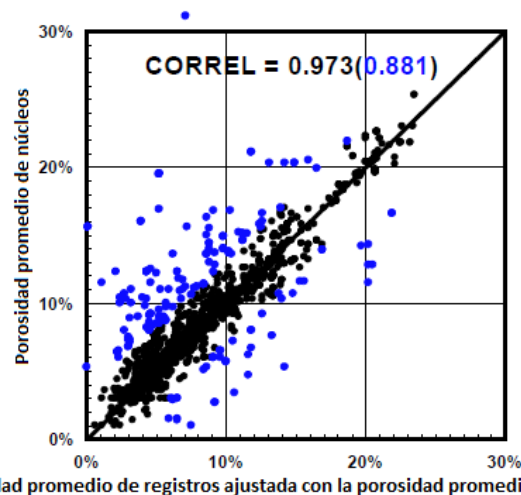


Fig. 5.24. Comparación de la porosidad efectiva predicha de registros vs. Porosidad efectiva medida de núcleos. Los puntos en azul muestran datos en donde la lectura registro vs. lectura de núcleo, representa una diferencia mayor de 3%. (Maghsood Abbaszadeh et al., 2003)

5.5.2 Modelo de Permeabilidad

Se desarrolló un modelo predictivo completo de la permeabilidad, basado en registros para los Campos Tajín y Agua Fría, como una función de seis parámetros. Éstos incluyen las tres propiedades petrofísicas derivadas de los registros ϕ_e , V_{sh} y S_w ; clasificación de las facies geológicas, intervalos subsecuentes a través de la secuencia estratigráfica; y cuatro compartimientos de las zonas superior-inferior de Tajín y superior-inferior de Agua Fría.

Sin embargo, cabe mencionar que el modelo de permeabilidad no está basado en intervalos individuales de la secuencia.

La **Fig. 5.25** compara los resultados de la permeabilidad predicha y la permeabilidad de los núcleos. El coeficiente de correlación resultante de la **Fig. 5.25** es de alrededor de 95%, indicando un buen modelo de predicción de permeabilidad.

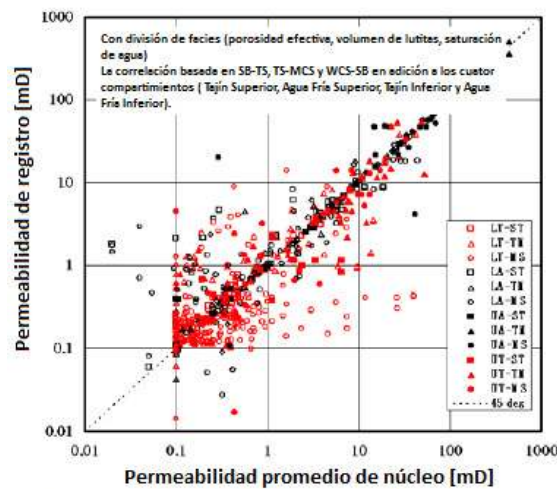


Fig. 5.25. Evolución del modelo de predicción de permeabilidad, $k = f$ (porosidad efectiva, volumen de lutitas, saturación de agua, subsecuencia y compartimiento). (Maghsoud Abbaszadeh et al., 2003)

Adicionalmente, para realizar un análisis más detallado de la **Fig. 5.25**, se utilizaron los datos de registros obtenidos de los Pozos AF-846, AF-822 y Antares-1, que se muestran en la **Fig. 5.26**. Los cuales fueron tomados para identificar la comunicación litológica de estratos y a su vez nos permiten obtener las siguientes conclusiones:

1. La permeabilidad de las secuencias estratigráficas correspondientes a la Formación Chicontepec del Paleoceno tiende a decrecer en forma descendente con la profundidad.
2. Los intervalos de alta permeabilidad se encuentran situados principalmente en las zonas superiores de Agua Fría (Secuencia AF10 hasta la Secuencia AF70) y Tajín (Secuencia TAJ40 y TAJ50).

3. Los intervalos de alta permeabilidad se encuentran localizados dentro de un rango de profundidades que va desde los 1000 - 1350 [mvbnm], aunque dicho rango de profundidades puede variar en algunos casos, debido a los esfuerzos de deformación que pudieron ocasionar plegamientos en las formaciones modificando su acomodamiento a través de los yacimientos.
4. Dentro de dichos intervalos, los valores más altos de permeabilidad se encuentran en las secuencias de depositación de la Unidad Agua Fría, con valores que van desde los 10-200 [mD], mientras que en las secuencias de la unidad Tajín los valores más altos de permeabilidad van desde 1- 10[mD].
5. Las zonas de baja permeabilidad se encuentran principalmente en las zonas inferiores y diagenéticamente cementadas de Tajín (Secuencia TAJ60 hasta TAJ100) y Agua Fría (Secuencia AF85 y Secuencia AF100).
6. Los valores de permeabilidad en dichas secuencias se encuentran en un rango de 0.1 – 1 [mD].

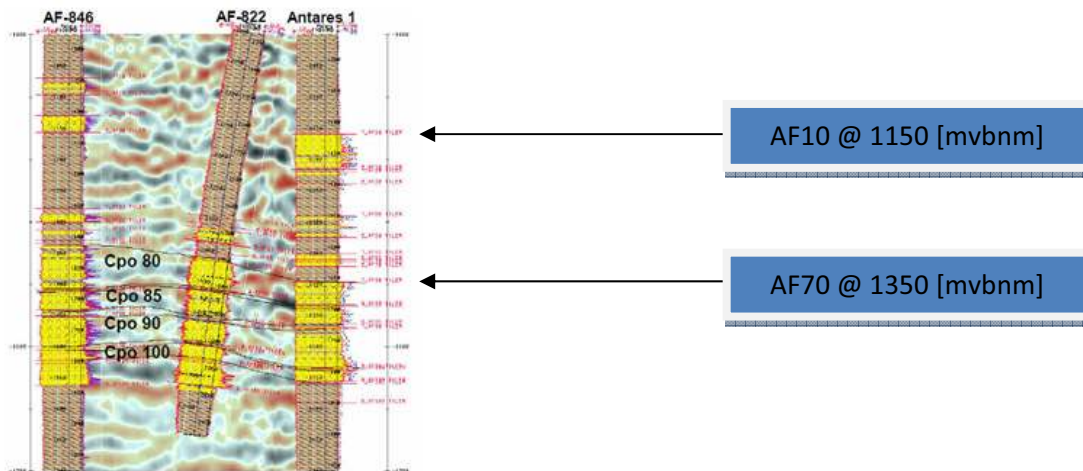


Fig. 5.26. Comunicación litológica entre las subunidades ("Cuerpos 80, 85, 90, 100") de los Pozos Inyectores AF-846, AF-822 y Antares-1. (P. Birkle, K. Pruess & T. Xu, 2009)

De igual manera, los estudios de sensibilidad sobre la predicción de la permeabilidad, como una combinación de varios parámetros independientes, muestran que la porosidad y las subsecuencias son los principales factores.

En los siguientes apartados de este capítulo se describe información puntual de permeabilidad, tomada de núcleos correspondientes a la Unidad Agua Fría y Coapechaca, los cuales también podrán ser tomados como información de referencia, ya que utilizando dichos valores se realizaron las pruebas correspondientes a la inyección de agua.

5.6 Composición del aceite ^[10]

En la Provincia Tampico-Misantla, donde se encuentra la Cuenca de Chicontepec, se han reconocido dos rocas potencialmente generadoras en el Jurásico Superior: las correspondientes con la Formación Santiago del Oxfordiano y las correspondientes con la Formación Pimienta del Tithoniano (González y Holguín, 1991).

Sin embargo, la calidad y la composición del aceite de un yacimiento pueden ser afectadas por muchos factores, los cuáles pueden actuar individualmente o de manera superpuesta.

De hecho, entre los principales factores que gobiernan la calidad y composición del aceite destacan: el ambiente de depósito de la roca generadora que dio origen al aceite, el grado de madurez de la roca generadora al momento de la expulsión, el mecanismo de expulsión de la roca generadora, los procesos de biodegradación y la historia de relleno de los yacimientos (**Fig. 5.27**).



Fig. 5.27. Factores que afectan la composición final del aceite de un yacimiento (Modificado de Connan, 1984).

De acuerdo con Maldonado R. (2001), los aceites biodegradados del Tithoniano se encuentran en profundidades someras y con temperaturas alrededor de los 50 – 80 [°C]. Información que coincide perfectamente con los yacimientos de Chicontepec, los cuales tienen una temperatura promedio de 80 [°C] y se encuentran a profundidades que van desde los 1000- 2500 [mbnm].

Aunque, si bien la información específica del aceite almacenado en cada uno de los yacimientos que constituyen al Activo Aceite Terciario del Golfo (ATG) es difícil de conseguir y especificar en este trabajo de tesis, sí se cuenta con información general acerca de las características del aceite encontrado a lo largo de la cuenca.

Para ello se muestra la **Fig. 5.28**, la cual proporciona información general sobre las propiedades del aceite encontrado en los yacimientos que conforman la Cuenca de Chicontepec o Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (ATG). Adicionalmente, en la misma figura también se muestra un mapa de la distribución de espesores y calidad de aceite en Chicontepec.

Fluido

Tipo de fluido:	Aceite Negro
Tipo de empuje:	Expansión de gas disuelto liberado
Densidad del aceite:	18 – 45 ° API (24 promedio)
Presiones iniciales:	80 – 360 kg/cm ²
Presión de burbuja:	50 – 330 kg/cm ²
Viscosidad:	0.5 – 17 cp

Distribución de espesores y calidad

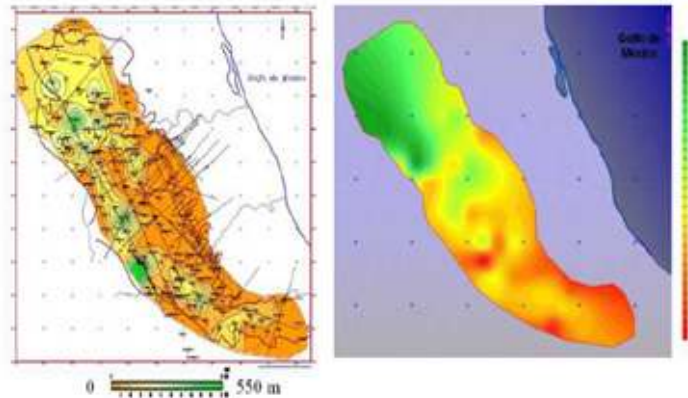


Fig. 5.28 Propiedades promedio del aceite encontrado en los yacimientos de la Cuenca de Chicontepec. (PEMEX, 2009)

Como se puede observar en la imagen, se corrobora, que existe una gran variación entre la calidad y composición del aceite dentro de los yacimientos, a lo largo de toda la cuenca, por las razones anteriormente explicadas^[30].

5.7 Composición del agua congénita

Dado que encontrar información al respecto sobre las propiedades del agua congénita de cada uno de los yacimientos que conforman la Cuenca de Chicontepec es difícil, en la investigación realizada para llevar a cabo este trabajo de tesis, se utilizó información del agua de formación obtenida de una arenisca representativa del intervalo “Cuerpo 70” del Pozo Coapechaca-595, a una profundidad de 1663.13 [m].

El intervalo al que se hace mención se encuentra ubicado en una zona de buena permeabilidad, correspondiente a una de las secuencias superiores de la unidad Agua Fría.

Por tanto, se considera, que dada la relevancia de esta unidad, la muestra de agua obtenida goza de la misma relevancia a lo largo de los yacimientos ubicados en las zonas de mejor calidad de la cuenca.

En la **Tabla 5.1** se muestra un análisis de las principales especies minerales encontradas en solución en la muestra de agua obtenida del pozo Coapechaca-595 ^[32].

Tabla 5.1. Análisis químico del agua de yacimiento obtenida del Pozo Coapechaca-595.

Especies Acuosas	Agua de Yacimiento	
	[mg/kg]	[mol/kg]
Cl ⁻	23,373	6.593E-01
HCO ₃ ⁻	1281.2	2.100E-02
SO ₄ ²⁻	472.9	4.919E-03
Li ⁺	11.30	1.628E-03
Na ⁺	11,254	4.895E-01
Mg ²⁺	271.2	1.116E-02
SiO ₂ (ac.)	54.65	9.127E-04
K ⁺	606.4	1.551E-02
Ca ²⁺	1082.1	2.700E-02
Sr ²⁺	84.07	9.594E-04
I ⁺	36.86	3.062E-04
Ba ²⁺	2.30	1.674E-05
Fe ²⁺	1.923	3.443E-05

5.8 Prueba piloto de inyección de agua en el Campo Agua Fría (1999) ^[33]

Es de suponer que debido a la calidad y cantidad de información con la que se cuenta, se optó por realizar la prueba de inyección en el Campo Agua Fría, el cual se encuentra localizado en el Activo Integral Poza Rica-Altamira, localizado en la parte Este de la región central de México, en el Estado de Veracruz, aproximadamente a 5 kilómetros de la ciudad de Poza Rica y a 250 kilómetros al Noreste de la Ciudad de México (**Fig. 5.29**). Se trata de un yacimiento turbidítico altamente heterogéneo, tanto vertical como horizontalmente; la calidad del yacimiento es un problema ya que las areniscas se encuentran cementadas y contienen una pequeña pero crítica cantidad de arcillas hidrofílicas que tienden a hincharse. Además de que los yacimientos son naturalmente fracturados.

El sistema multicompartimentado de yacimientos está típicamente compuesto de sistemas de canales complejos, que están flanqueados y también descansando sobre areniscas lobulares, cuyos depósitos varían en grado desde abanico distal y suelo de cuenca a escala interpozo; la variabilidad de las facies, resultado de procesos de depositación típicos de abanicos submarinos complementados con la inestabilidad tectónica, produjeron un sistema de yacimientos altamente heterogéneos en este campo.

Para identificar áreas de calidad superior en el yacimiento, se construyeron mapas de porosidad y permeabilidad promedios, calculados a partir de registros de pozos, para los yacimientos con un potencial clave para la inyección de agua. Estos mapas mostraron una relación directa con la tendencia de arenas netas para ese yacimiento. Combinando la información de las arenas netas y los mapas de facies con los mapas de propiedades petrofísicas la dirección de flujo de los fluidos inyectados pudo ser estimada.

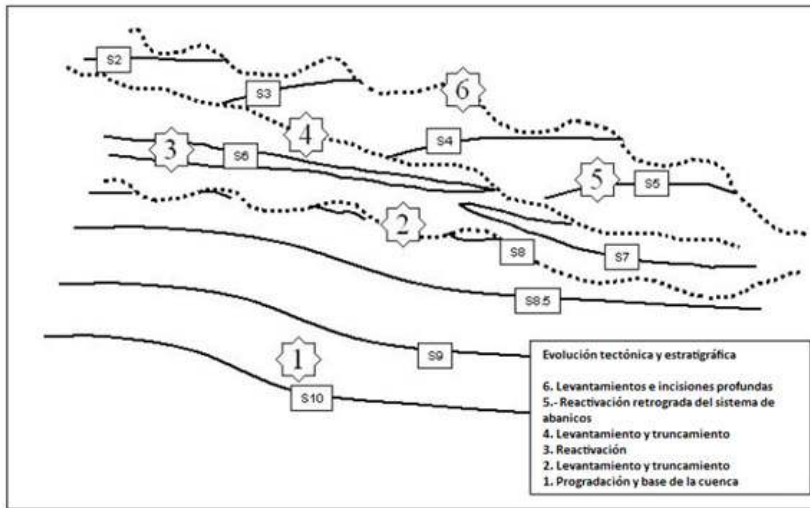


Fig. 5.29. Arquitectura estratigráfica en un campo de la Región Sur-Central del Sistema de Abanicos de Chicontepec, mostrando la interacción entre tectonismo y sedimentación. (Noel Tyler, Herón Gachuz Muro, Jesús Rivera-R, Juan Manuel Rodríguez Domínguez, Santiago Rivas-Gómez & Roger Tyler, 2004)

Es común encontrar, entre 8 y 16 intervalos mayores de arenas con yacimientos están presentes en Chicontepec. En el campo bajo estudio, 10 de estos intervalos fueron considerados como candidatos potenciales para la inyección de agua [29].

Esta área piloto para inyección de agua consistió básicamente en un patrón invertido de cinco puntos; compuesto por cuatro pozos productores (Pozos B, C, D y E), y un inyector (Pozo A). Fue implantado para verificar la respuesta del yacimiento a la inyección de agua, en dos cuerpos de arenas que serán denotados como S1 y S2. La prueba se encuentra localizada en un complejo de canales en uno de los yacimientos y en facies lobulares de abanico submarino del segundo yacimiento. El espesor total de las arenas fue de entre 128 a 253 [pies], mientras que la profundidad a la cima de cuerpo de arena más somero se encontraba entre los 4675 a 5022 [pies]. La Fig. 5.30 muestra un esbozo de la distribución de los pozos en donde se llevo a cabo la prueba piloto. La Tabla 5.2 muestra las distancias y áreas calculadas entre el inyector y los pozos productores. Este patrón no está confinado.

Tabla 5.2. Distancias y áreas calculadas entre el Pozo Inyector y los Pozos Observadores en la zona de ejecución de la prueba piloto.

Pozo Observador	Distancia del Pozo Inyector [pie] (m)	Área calculada [acres]
B	1,175 (360)	12.3
C	1,250 (381)	12.5
D	1,483 (452)	13.2
E	1,840 (561)	13.6

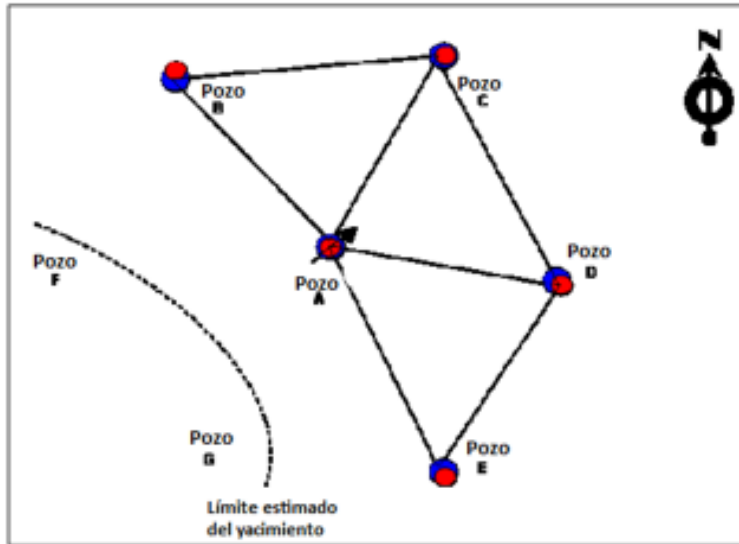


Fig. 5.30. Distribución de los pozos productores e inyectores dentro del área de la prueba piloto. (Noel Tyler, Herón Gachuz Muro, Jesús Rivera-R, Juan Manuel Rodríguez Domínguez, Santiago Rivas-Gómez & Roger Tyler, 2004)

Las condiciones iniciales de este campo fueron: aceite ligeramente bajosaturado con una presión de yacimiento de alrededor de 3195 [psig] (225 [kg/cm²]) y un factor de volumen de la formación de 1.1621 [bls/STB], la temperatura del yacimiento es de 158 [°F] (70 [°C]). Al momento en que se llevó a cabo la prueba, había 77 pozos perforados en el campo, 65 de los cuales se encontraban operando con BN. La producción del campo hasta ese momento era de 2400 [bpd]. La **Fig. 5.31** muestra la producción mensual de aceite, gas y agua de este campo.

5.8.1 Inyección de agua congénita sin tratamiento ^{[29] [33]}

Se realizaron pruebas de inyektividad, las cuales permitieron determinar que debido al contenido de arcillas se produciría una pérdida del 40% al 80% de permeabilidad como reacción a la inyección de salmuera artificial; de igual manera, la inyección de agua dulce dio una pérdida similar de permeabilidad (70%). La inyección de agua conteniendo KCl (5%) no produjo daño.

Con respecto a lo anterior resultó claro que el agua inyectada requerirá tratamiento y la adición de un inhibidor. También se debe mencionar que una mezcla de agua producida por varios campos en el área, con un tratamiento mínimo, fue usada como agua de inyección.

Se experimentó con pruebas a múltiples gastos de inyección. Seis diferentes gastos incrementales fueron inyectados al Pozo A durante la prueba, variando desde 240 hasta 4000 [bpd], con una inyección final estabilizada en 2600 [bpd].

Las pruebas de decremento de presión fueron llevadas a cabo al final de cada uno de los periodos de inyección, con el fin de estimar cualquier variación en la permeabilidad de la formación debido al agua inyectada. Una prueba de interferencia entre el Pozo inyector A y dos productores, Pozos B y C, fue llevada a cabo al final de la prueba piloto, para calcular las propiedades principales del yacimiento. La **Fig. 5.32** muestra la respuesta de presión en los pozos productores.

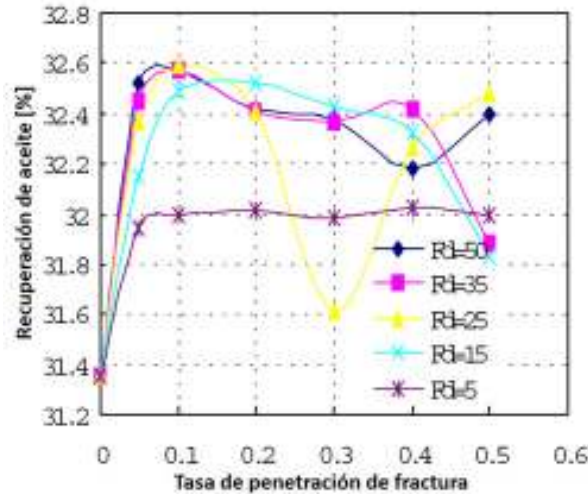


Fig. 5.31. Producción mensual de aceite, agua y gas. (Noel Tyler, Herón Gachuz Muro, Jesús Rivera-R, Juan Manuel Rodríguez Domínguez, Santiago Rivas-Gómez & Roger Tyler, 2004)

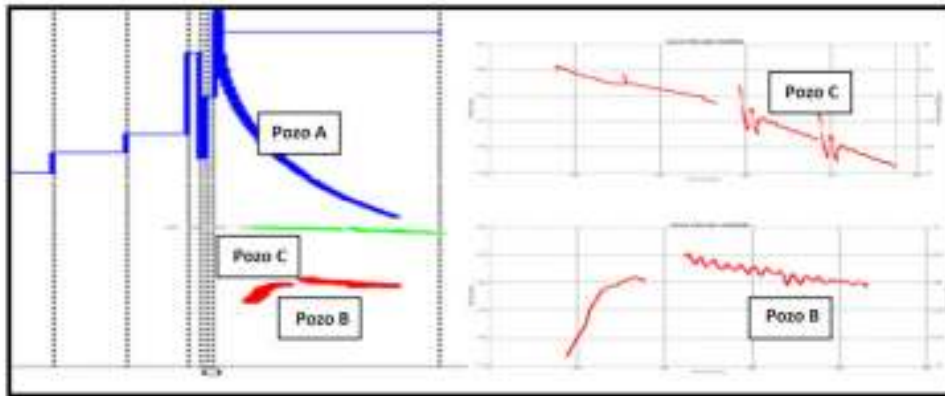


Fig. 5.32. Respuesta de presión observada en los Pozos Observadores B y C desde el Pozo Inyector A. (Noel Tyler, Herón Gachuz Muro, Jesús Rivera-R, Juan Manuel Rodríguez Domínguez, Santiago Rivas-Gómez & Roger Tyler, 2004)

5.8.2 Resultados

Una prueba de inyección de trazadores fue llevada a cabo en el inicio de la prueba. Tres trazadores químicos y un trazador radioactivo fueron inyectados durante la prueba. Los trazadores químicos inyectados fueron Ácidos Benzoicos Fluorados (FBA) con bajos límites de detección (hasta 50 [ppt]), los cuales fueron inyectados en etapas diferentes de las pruebas de inyección a múltiples gastos, como pequeños baches, con el objetivo principal de detectar la presencia de fracturas naturales sensibles a la presión, entre las formaciones S1 y S2, así como también detectar la presencia de heterogeneidades en estas formaciones, que pudieran afectar adversamente el barrido de la inyección del agua, tales como barreras potenciales al flujo, tendencias de flujo y problemas potenciales por canalización de agua. Debe mencionarse que los trazadores químicos fueron inyectados como baches de poco volumen, mientras que los trazadores radioactivos fueron inyectados como un flujo continuo.

Ninguno de los trazadores FBA fue detectado en pruebas tempranas realizadas a muestras del agua producida; esto fue tomado como un indicador que no existían fracturas naturales de tamaño considerable que conectaran al pozo inyector con los pozos productores en los intervalos de S1 y S2

Un trazador radioactivo emisor beta de baja energía y fase agua (agua tritiada, HTO), con bajos niveles de detección (alrededor de 1 [pCi/ml]) fue inyectado en la fase final de la prueba a gastos múltiples, una vez que el gasto de inyección se mantuvo a un nivel más o menos constante.

Como puede verse en la **Fig. 5.33**, el trazador HTO arribó a los cuatro pozos productores. Los tiempos de irrupción varían desde 77 hasta 238 días después de la inyección; puede verse de la **Tabla 5.3** y **Tabla 5.4**, que el intervalo de tiempo de irrupción del trazador en los cuatro pozos productores no indica una canalización significativa durante la prueba piloto. Después de la irrupción, la producción de HTO fue continua en los cuatro pozos productores (**Fig. 5.33**), indicando un movimiento uniforme del agua inyectada a través de la formación productora.

Los cálculos de balance de masa de los trazadores sugieren que la respuesta observada en éstos representan el movimiento de fluidos a través de un volumen limitado del yacimiento, lo cual podría corresponder a una o pocas capas delgadas de alta permeabilidad en el yacimiento.

Los tiempos de llegada del trazador HTO a los cuatro pozos productores (**Tabla 5.4**), sugieren que el movimiento del agua inyectada, desde el pozo inyector, ocurre en un patrón radial.

Como puede verse en la **Tabla 5.5**, los cálculos de velocidades aparentes de flujo de la respuesta a los trazadores en dos de los pozos productores son más bajas que la dirección de mayor velocidad de flujo en un factor de 2 a 3. Ésta es una clara indicación de fuertes variaciones en la permeabilidad de la formación en diferentes direcciones en la zona de la prueba piloto. Debe mencionarse que los resultados obtenidos de las pruebas de trazadores, correspondieron en buena medida con la dirección del flujo de fluidos inferida con las correlaciones de la tendencia de arenas netas y mapas de registros de facies, desarrollados para el área en donde se realizó la prueba, así como para otros cuerpos de arena en el yacimiento.



Fig. 5.33. Perfiles de concentración del trazador “agua tritiada” capturados en los cuatro pozos productores. (Noel Tyler, Herón Gachuz Muro, Jesús Rivera-R, Juan Manuel Rodríguez Domínguez, Santiago Rivas-Gómez & Roger Tyler, 2004)

Tabla 5.3. Tiempo de irrupción de los trazadores químicos en los pozos productores.

Pozo de Observación	Trazadores detectados	Tiempo de irrupción [días]
B	FBA1	162
	FBA2	139
	FBA3	117
C	FBA2	139
	FBA3	117
D	Ninguno	---
E	Ninguno	---

Tabla 5.4. Tiempos de irrupción del trazador radioactivo "HTO" en los pozos productores.

Pozo de Observación	Tiempo de irrupción [días]	Distancia del Pozo Inyector [pies] (m)
B	77	1,175 (360)
C	77	1,250 (381)
D	144	1,483 (452)
E	238	1,840 (561)

Tabla 5.5. Velocidades superficiales aparentes, calculadas en base a los tiempos de irrupción y distancia entre el Pozo Inyector y los Pozos Productores, tanto para el trazador radioactivo (HTO) y los trazadores químicos (FBA).

Pozo de Observación	Velocidades aparentes de los trazadores químicos (FBA) y radioactivos (HTO) [m/d]			
	FBA1	FBA2	FBA3	HTO
B	2.06	2.40	2.83	4.27
C	ND*	2.33	2.78	4.16
D	ND*	ND*	ND*	2.24
E	ND*	ND*	ND*	1.52

ND = No Detectado

Como puede verse en la **Tabla 5.6**, el número de irrupciones y ocasiones de llegada de los trazadores en concentración máxima en el Pozo de observación B, no son los mismos para los diferentes trazadores. Se observa que el orden de llegada de los trazadores siguió un orden inverso a aquel en el que fueron inyectados; el trazador HTO (el último inyectado) irrumpió primero, seguido por el tercero en orden de inyección, luego el segundo inyectado y por último el primer trazador inyectado (FBA1). Esto es una indicación de que distintas rutas de flujo se encontraban disponibles para cada uno de los trazadores en el momento en que estos fueron inyectados.

Debido a que las principales variables, que cambiaron a condiciones de yacimiento en el momento en que se encontraban fluyendo los diferentes trazadores a través de la formación productora, fueron la presión y la distribución de fluidos a través del yacimiento, se cree que las interacciones roca-fluidos (tales como la imbibición), así como las condiciones locales de geometría de poros (tales como el tamaño de poro y la distribución de las garganta de poro), y amplias variaciones en las propiedades petrofísicas entre capas adyacentes, entre otros posibles factores, han producido el efecto aparente de disminuir los tiempos de irrupción, ya que los trazadores fueron inyectados en momentos en donde los valores acumulativos de agua inyectada eran más altos.

Tabla 5.6. Principales características de los trazadores capturados en el Pozo B de observación. Distancia al Pozo Inyector = 1079 [pies] (329 [m]).

Trazador	Tiempo transcurrido desde el comienzo de la inyección del trazador [días]	Tiempo de irrupción [días]	Tiempo de llegada del pico de concentración del trazador [días]	Concentración pico del trazador (FBA) [ppb] (HTO) [pCi/ml]	Longitud del pulso del trazador [días]
FBA1	0	162	167	7	7
FBA2	16	139	144	20	14
FBA3	38	117	126	30	14
Agua Tritiada (HTO)	74	77	2 picos @ 84 y 168	25	203
*Perfil del trazador incompleto. El muestreo concluyó antes de alcanzar la concentración cero en las muestras.					

Como una respuesta clara a la inyección de agua, la presión de yacimiento aumenta y se presentan modestos decrementos en la RGA de los pozos productores; sin embargo, no se observaron incrementos claros en los gastos de producción al final de la prueba piloto. Se cree que esto puede ser debido a la corta duración de la prueba. La presión de fondo fluyendo en el Pozo B cambió de 720 [psig] al comienzo de la inyección a 975 [psig] al final de la prueba, mientras que en el Pozo C, ésta varió de 426 a 720 [psig]. En el Pozo inyector A, la presión de fondo cambió de 1800 [psig] en el principio, a una presión de cierre de 3601 psig, al final de la prueba. La **Tabla 5.7** muestra los volúmenes acumulados de agua inyectada al momento de irrupción del frente de desplazamiento en los pozos productores, así como las áreas de barrido calculadas, y las propiedades del yacimiento promedio en el área de la prueba piloto.

Tabla 5.7. Volumen acumulado de agua inyectada al momento de la irrupción, y área barrida por el frente de desplazamiento en cada pozo productor. También se muestran las propiedades promedio del yacimiento en el área de la prueba piloto.

Pozo Productor	Espesor promedio [m]	K [mD]	Kh [mD.m]	Volumen acumulado de agua inyectada al momento de irrupción [STB]	Área de barrido, calculada al momento de la irrupción [m ²]
B	137.8	1.2	50.4	298,207	35,472
C	157.4	1.4	67.2	309,047	36,401
D	131.2	3.5	140.0	596,338	39,373
E	116.4	3.2	113.6	389,447	38,180

5.9. Simulación de prueba de inyección de agua con TOUGHREACT®

El análisis detallado de un largo grupo de datos de campo en Chicontepec indica una gran dependencia de la permeabilidad a cambios pequeños en la porosidad. La naturaleza convergente-divergente de los canales de poros explica la posibilidad del posible taponamiento de las gargantas de poro por la precipitación, mientras que los espacios vacíos permanecen en el cuerpo de los poros. Para incluir estos efectos dentro de la simulación, la siguiente ecuación de Verma-Pruess fue aplicada para la Zona 1 (Distancia del pozo inyector: 0 [m] – 20 [m]):

$$\frac{k}{k_i} = \left(\frac{\phi - \phi_c}{\phi_i - \phi_c} \right)^n \quad (\text{Ec. 5.4})$$

en donde ϕ_c es el valor de porosidad “crítica” en el cual la permeabilidad se vuelve cero, y n es un exponente de ley de potencias. Los parámetros ϕ_c y n son dependientes del medio.

Para la Zona 2 (Distancia del pozo de inyección: 20 [m] – 200 [m]), se empleó una ley cúbica.

$$k = k_i \left(\frac{\phi}{\phi_i} \right)^3 \quad (\text{Ec. 5.5})$$

en donde k_i y ϕ_i representan la permeabilidad y porosidad inicial, respectivamente. Esta ley supone una permeabilidad cero solo bajo condiciones de cero porosidad.

El modelo de Verma-Pruess de reducción permeabilidad (Ec. 5.4) es aplicable a escalas pequeñas, mientras que en escalas más grandes se puede esperar una menor pérdida de permeabilidad por reducción de porosidad. De acuerdo con esto, la Ec. 5.4 es usada dentro de los 20 m de distancia desde el pozo inyector, mientras que la ecuación de Kozeny (Ec. 5.5) es usada a distancias mayores.

TOUGHREACT® [34] [35] fue utilizado en la simulación a escala de yacimiento para la inyección de agua a temperatura ambiente (30 [°C], 86 [°F]), en un yacimiento con una temperatura inicial de 80 [°C] (176 [°F]).

El modelo TOUGHREACT® puede ser aplicado para medios porosos fracturados, en una, dos o tres dimensiones, con heterogeneidades físicas y químicas. El modelo puede acomodar cualquier número de especies químicas presentes en el líquido, gas y fase sólida, con un amplio rango de procesos termodinámicos, físicos y químicos subsuperficiales. Los procesos más importantes para el flujo de calor y de fluidos son: 1) el flujo de fluidos en las fases líquida y gaseosa ocurre bajo fuerzas de presión y gravedad; 2) los efectos de la presión capilar son considerados para la fase líquida, y 3) el flujo de calor ocurre por conducción, convección y difusión. El transporte de las especies acuosas y gaseosas por advección (corrientes de flujo) y difusión molecular es considerado tanto en la fase líquida como en la gaseosa.

Como no se encuentran disponibles núcleos extraídos directamente de los pozos propuestos para la inyección, se seleccionaron muestras representativas a partir de secciones litológicas análogas, en núcleos de pozos adyacentes. La densidad de la roca seca, volumen de poros y porosidad efectiva fueron determinados bajo condiciones superficiales. La permeabilidad absoluta al gas fue obtenida experimentalmente usando la Ley de Darcy [32].

Una arenisca representativa del intervalo de inyección (“Cuerpo 70”) del Pozo Coapechaca-595 a una profundidad de 1663.13 [m], fue utilizada para el experimento de flujo. Basado en la Norma API RP 40: “Prácticas Recomendadas para el Análisis de Núcleos” (API 1998), una permeabilidad de Klinkenberg de 464 [mD] al gas y una porosidad efectiva de 14% fueron medidas para el núcleo de 1.5”, bajo condición hidrostática, con una presión de confinamiento estable de 56 [kg/cm²] (822.8 [psi]). El proceso de limpieza y de saturación aparente es similar al descrito anteriormente para el caso del núcleo con agua destilada.

El hinchamiento de las arcillas como proceso dominante bajo condiciones estáticas causó un decremento significativo en la permeabilidad de 464 [mD] a 220 [mD], durante un periodo de saturación de 3 días.

Durante el experimento de laboratorio con agua de yacimiento a 25 [°C], k_L se redujo de 220 [mD] a 78 [mD] en un corto periodo de tiempo de 52 minutos con una gasto de entre 2.0 [cm³/min] (etapa inicial) y 1.5 [cm³/min] (etapa final) y un rendimiento total de 12 volúmenes de poro (93.1 [ml]) (Fig. 5.34). En continuación, las condiciones experimentales fueron gradualmente cambiadas a una T = 80[°C], con el fin de simular la llegada de agua tibia al yacimiento calentado. En un tiempo de 80 minutos y un volumen de flujo de 80 [ml], la k_L continuó decreciendo de 78 [mD] a 50 [mD]. El continuar el flujo a 80 [°C] durante 310 minutos y un volumen total de flujo de 620 [ml] ($Q=1.0$ [cm³/min] @ $k_L=50-42$ [mD], $Q=2.0$ [cm³/min] @ $k_L= 40-8$ [mD]) causó un nivel bajo de estabilización alrededor de 10 [mD].

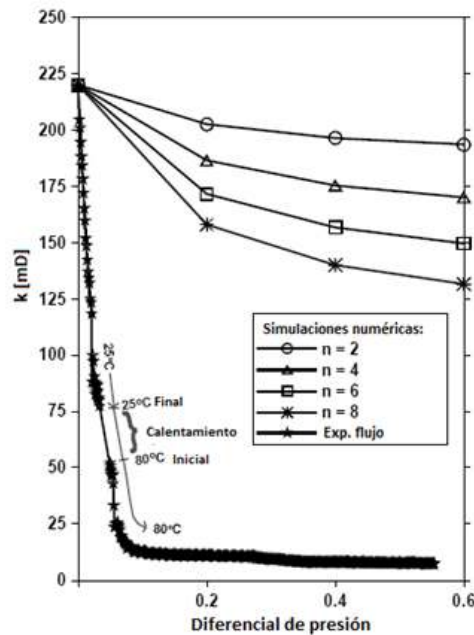


Fig. 5.34. Comparación de la evolución de la permeabilidad, durante experimentos de inyección de agua de mar a núcleos y durante simulaciones numéricas con TOUGHREACT® empleando diferentes exponentes en la Ley de Potencias. (P. Birkle, K. Pruess & T. Xu, 2009)

Aunque el continuar por 480 minutos con volumen total de flujo de 920 [ml], los valores de k_L permanecieron relativamente estables entre 8 y 10 [mD]. Conforme el gasto fue cambiado durante el experimento de inyección, una comparación directa entre el comportamiento de la

presión y la permeabilidad debió ser realizada, bajo condiciones de gasto idénticas. La **Fig. 5.35** muestra el incremento general de Δp con el decremento de la permeabilidad durante el experimento de inyección, por ejemplo, de 0.071 [atm] (1.04 [psi]) @ 220 [mD], a 0.131 [atm] (1.92 [psi]) @ 118 [mD] a un gasto constante de 2.0 cm³/min.

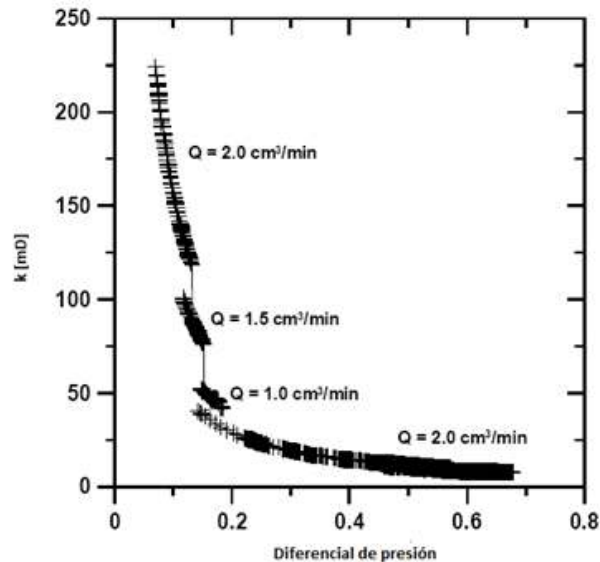


Fig. 5.35. Correlación entre las diferenciales de presión medidas y las permeabilidades resultantes durante la inyección de agua congénita a diferentes gastos. (P. Birkle, K. Pruess & T. Xu, 2009)

El comparar la composición mineralógica del núcleo antes y después del experimento de flujo, nos permite identificar especialmente en la zona de entrada del núcleo, picos de intensidad incremental en el diagrama de difracción de Rayos X, indicando la acumulación de minerales secundarios. La **Fig. 5.36** y **Fig. 5.37** muestran, a través de espacios rodeados por bloques, el incremento neto entre la composición primaria y final de los picos mineralógicos individuales. Mientras que los bloques de color gris indican los picos por probables procesos de disolución.

La precipitación de calcita domina la parte de la entrada, aunque la formación de dolomías secundarias, ankerita y cuarzo también es indicada. Como una observación importante, la parte de la entrada en el núcleo es dominada por procesos de precipitación, mientras que la disolución es dominante en la parte de salida del núcleo.

Las concentraciones decrecientes de solutos acuosos, especialmente Ca^{2+} , HCO_3^- y SO_4^{2-} en las muestras de fluido de salida en comparación con la composición inicial del agua del yacimiento (**Tabla 5.8**), confirman la precipitación de minerales carbonatados y sulfatados en condiciones sobresaturadas.

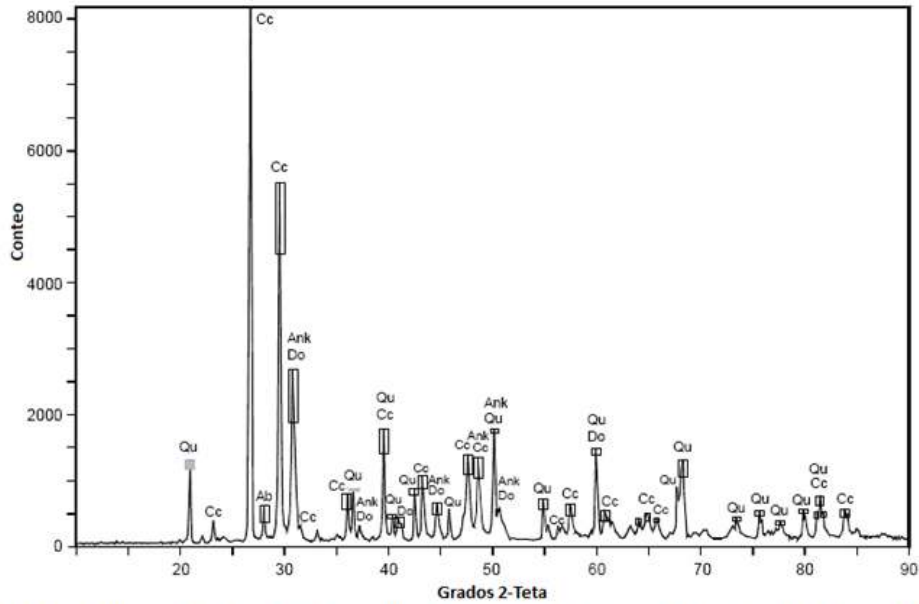


Fig. 5.36. Cambio de la composición mineralógica en la cara de inyección de un núcleo durante la inyección de agua de yacimiento. Los picos negros representan la composición mineralógica después del experimento, los espacios de forma rectangular reflejan el pico de incremento neto durante el experimento (probablemente por procesos de precipitación), mientras que los espacios en gris indican los picos de decremento por procesos de disolución (Qu = Cuarzo, Cc = Calcita, Do = Dolomía, Ab = Albita, Ank = Ankerita). (P. Birkle, K. Pruess & T. Xu, 2009)

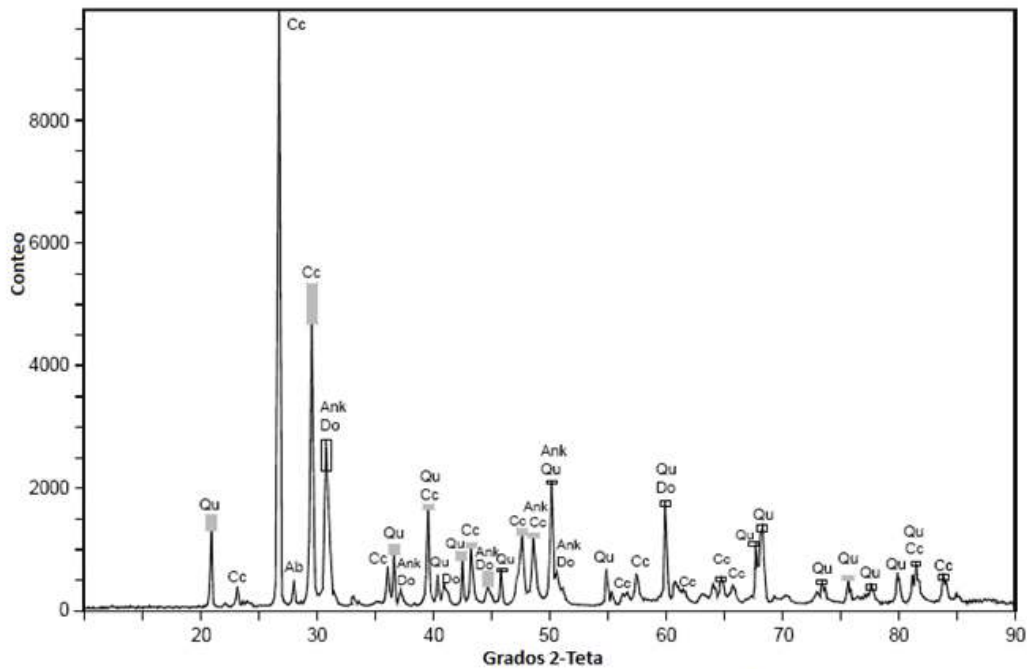


Fig. 5.37. Cambio en la composición mineralógica de la sección del efluente del núcleo durante la inyección de agua de yacimiento. Los datos y acotaciones corresponden a los de la Fig. 5.36. (P. Birkle, K. Pruess & T. Xu, 2009)

Tabla 5.8. Comparación del análisis químico del agua de yacimiento, antes y después de la inyección, con respecto a los resultados de la simulación de TOUGHREACT® (Duración 6 días).

Especies Acuosas	Sección de entrada del agua de yacimiento en el núcleo		Sección del efluente		Efluente de la simulación numérica	
	[mg/kg]	[mol/kg]	[mg/kg]	[mol/kg]	[mg/kg]	[mol/kg]
Cl ⁻	23,373	6.593E-01	23,494	6.627E-01	23,371	6.59E-01
HCO ₃ ⁻	1281.2	2.100E-02	473.7	7.764E-03	479.6	7.86E-03
SO ₄ ²⁻	472.9	4.919E-03	224.8	2.340E-03	378.9	3.95E-03
Li ⁺	11.30	1.628E-03	11.27	1.623E-03	11.3	1.63E-03
Na ⁺	11,254	4.895E-01	11,159	4.858E-01	11,251	4.89E-01
Mg ²⁺	271.2	1.116E-02	264.8	1.089E-02	284.4	1.17E-02
SiO ₂ (ac.)	54.65	9.127E-04	54.40	9.085E-04	54.55	9.11E-04
K ⁺	606.4	1.551E-02	600.8	1.537E-02	606.4	1.55E-02
Ca ²⁺	1082.1	2.700E-02	819.9	2.046E-02	846.1	2.11E-02
Sr ²⁺	84.07	9.594E-04	80.50	9.187E-04	0.13	1.49E-06
I ⁺	38.86	3.062E-04	35.72	2.815E-04	38.9	3.07E-04
Ba ²⁺	2.30	1.674E-05	2.30	1.675E-05	0.21	1.50E-06
Fe ²⁺	1.923	3.443E-05	1.926	3.449E-05	12.8	2.29E-04

Los datos químicos analíticos del agua de yacimiento utilizados como datos de entrada (**Tabla 5.8**), y la composición mineralógica fueron tomados del núcleo 2 del Pozo Coapechaca-595 (**Tabla 5.9**). Los parámetros petrofísicos para una simulación 1D del experimento de inyección a núcleo, son mostrados en la **Tabla 5.10**. El exponente n de la ley de potencias de la ecuación de Verma & Pruess (**Ec. 5.4**) fue utilizado como parámetro en la calibración con el fin de simular diferentes casos.

Tabla 5.9. Lista de minerales considerados en las simulaciones a escala de núcleo, realizadas con agua destilada y de yacimiento (los valores para esta última encerrados en paréntesis).

Mineral	Fración Volumétrica inicial	Precipitación/disolución	Energía de activación [kJ/mol]	Área específica superficial [cm ² /g]
Primarios:				
Cuarzo	0.33 (0.38)	Cinético	87.7	9.8
Calcita	0.35 (0.37)	Equilibrio	-	9.8
Dolomía	0.07 (0.06)	Cinético	52.2	9.8
Albita	0.04 (0.04)	Cinético	69.8	9.8
Ankerita	0.19 (0.13)	Cinético	62.76	9.8
Caolinita	0.01 (0.01)	Cinético	22.2	151.63
Illita	0.01 (0.01)	Cinético	35.0	151.63
Secundarios:				
Calcita (CaCO ₃)		Equilibrio	-	-
Barita (BaSO ₄)		Equilibrio	-	-
Celestina (SrSO ₄)		Equilibrio	-	-
Estroncianita (SrCO ₃)		Equilibrio	-	-
SiO ₂ (amorfo)		Cinético	60.9	9.8
Na – Esmectita		Cinético	35.0	151.63
Ca – Esmectita		Cinético	35.0	151.63

Tabla 5.10. Parámetros utilizados en la simulación de una inyección de agua destilada y agua congénita.

Parámetros de inyección	Inyección de agua destilada	Inyección de agua congénita
Número de mallas	10	10
Porosidad inicial	12.0%	14.0%
Porosidad crítica	11.3%	13.0%
Permeabilidad inicial K_i	60 [mD]	220 [mD]
Densidad	2.265 [g/cm ³]	2.33 [g/cm ³]
Correlación porosidad-permeabilidad	Ec. 5.1 (Verma & Pruess, 1988)	Ec. 5.1 (Verma & Pruess, 1988)
Longitud del núcleo	36 [mm]	36 [mm]
Espaciamiento entre mallas	3.6 [mm]	3.6 [mm]
Duración de la simulación	0.28 [días]	0.6 [días]
Gasto de inyección	1 – 8 [cm ³ /min]	2 [cm ³ /min] (0.333E-04 [kg/s])
Exponente “n” de la Ley de Potencias	8	2 a 8

La **Fig. 5.34** muestra los resultados de cuatro simulaciones con valores de n entre dos y ocho. Se observa que la permeabilidad inicial de 220 [mD] decrece a valores de entre 193.5 [mD] (n=2) y 131.6 [mD] (n=8), en un periodo de 0.6 días (864 min).

Como se mencionó anteriormente, los parámetros de ϕ_c y n en la **Ec. 5.4** son dependientes del medio. Una fractura con apertura b, tiene una permeabilidad

$$k_i = \frac{b_i^2}{12}. \quad (\text{Ec. 5.6})$$

en donde el subíndice i denota valores al tiempo inicial. Debido a la precipitación de minerales, la apertura de la fractura decrece, o b es menor que b_i .

Para la porosidad ϕ , tenemos la siguiente relación

$$\frac{\phi}{\phi_i} = \frac{b}{b_i} \quad (\text{Ec. 5.7})$$

Combinando la **Ec. 5.3** y **Ec. 5.4**, tenemos:

$$\frac{k}{k_i} = \left(\frac{\phi}{\phi_i} \right)^2 \quad (\text{Ec. 5.8})$$

Por lo tanto, si la permeabilidad está dominada por las fracturas y la precipitación ocurre uniformemente en la superficie de las fracturas, el parámetro n es 2. Para el medio a escala de yacimiento, idealmente los parámetros ϕ_c y n en la **Ec. 5.4** deben ser calibrados de datos experimentales de campo, como se demostró en Xu et al. (2004) quien calibró estos dos parámetros usando los índices de inyección observados para reproducir la pérdida de inyectividad debido a la precipitación de silicatos. La relación de la **Ec. 5.4** capturó muy bien la precipitada pérdida de inyectividad, y las cantidades simuladas de silicatos amorfos precipitados fue consistente con las cantidades estimadas de los datos de campo.

La principal razón para el decremento en la permeabilidad del núcleo es la precipitación de minerales secundarios como la calcita (CaCO_3) y celestina (SrSO_4). Un máximo de precipitación de calcita de 0.053% del volumen total de roca ocurre en la sección de influjo del núcleo, después de 0.6 días de simulación (**Fig. 5.38**).

Las mediciones de la composición de fluidos antes y después del experimento de flujo confirman la precipitación de calcita simulada, ya que fueron observados decrementos pronunciados para el HCO_3^- y Ca^{2+} . Adicionalmente, la reducción en las concentraciones de SO_4^{2-} y Sr^{2+} confirma la precipitación del mineral sulfatado celestina (**Tabla 5.8**). Para el HCO_3^- , la reducción simulada de 1281.2, mg/kg a 479.6 mg/kg se encuentra en perfecta correspondencia con la declinación final aproximada de 1281.2 mg/kg a 473.7 mg/kg durante el experimento de flujo (**Fig. 5.39**).

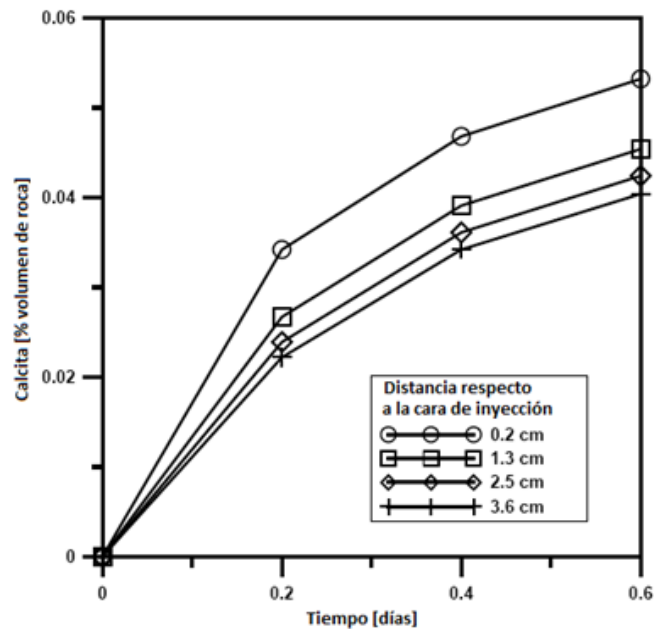


Fig. 5.38. Simulación numérica de la precipitación de calcita durante un experimento de inyección, a una distancia de 0.2, 1.3, 2.5 y 3.6 [cm] desde la cara de inyección del núcleo. La duración de la prueba fue de 0.6 días. (P. Birkle, K. Pruess & T. Xu, 2009)

En general, la correspondencia en las concentraciones de solutos entre datos experimentales y simulados es buena. Sin embargo, un pequeño decremento en la concentración de Sr^{2+} fue observado en el experimento mientras que un decremento grande de este componente fue observado en la simulación (**Tabla 5.8**), lo cual sugiere que la precipitación de celestina (SrSO_4) está cinéticamente controlada para la escala de este experimento, en vez del equilibrio especificado en la simulación. La concentración de Ba^{2+} permaneció sin cambios durante el experimento, pero se observó una gran caída en la concentración de este componente durante la simulación (**Tabla 5.8**), lo cual sugiere que la precipitación de barita (BaSO_4) no ocurre en el experimento y debería ser removida o especificada con una tasa cinética muy baja en la simulación.

Un pequeño incremento en la concentración de Fe^{2+} fue observado durante el experimento, pero durante la simulación se observó un gran incremento de este componente, sugiriendo que la abundancia de ankerita puede ser pequeña en el ensamble mineral primario y/o existe una tasa cinética muy baja para la disolución de la ankerita.

El comparar el decremento en la permeabilidad en el experimento de flujo con resultados simulados nos permite observar un decremento mucho más pronunciado en la permeabilidad, durante el experimento de laboratorio (Fig. 5.34). La fuerte caída de la permeabilidad durante el experimento de flujo es causada por diferentes procesos.

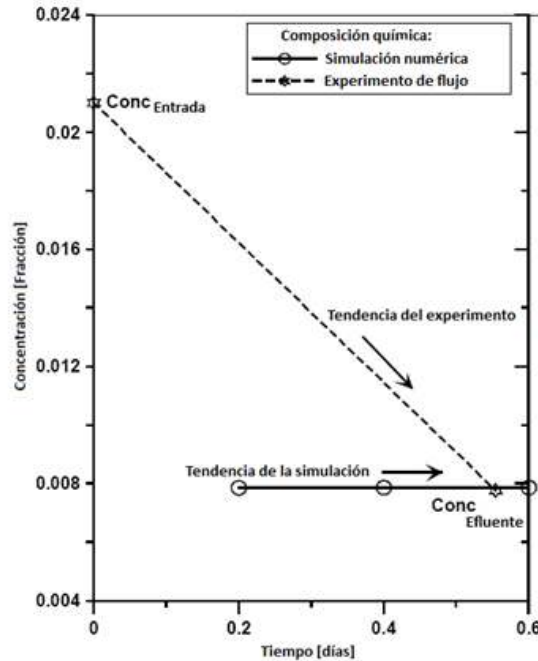


Fig. 5.39. Comparación de las concentraciones de HCO_3^- antes y después del experimento de flujo, con respecto a las obtenidas de simulaciones numéricas durante un periodo de 0.6 días. (P. Birkle, K. Pruess & T. Xu, 2009)

El decremento durante condiciones estáticas (sin flujo) es atribuido principalmente al hinchamiento de las arcillas, mientras que en condiciones dinámicas de flujo, varios procesos contribuyen a la reducción de la permeabilidad, incluyendo efectos térmicos debidos al calentamiento del sistema de flujo, taponamiento de poros por partículas en suspensión y materiales orgánicos, y la precipitación de minerales secundarios.

Una cuantificación separada de los procesos individuales es extremadamente difícil. Alrededor del 20%, el cual corresponde a la declinación de la permeabilidad de 220 [mD] a 13.6 [mD], puede ser atribuido a la precipitación de minerales secundarios, mientras que un estimado del 80% de la reducción en la permeabilidad puede ser atribuida al hinchamiento de las arcillas, los efectos de confinamiento y otros procesos durante condiciones estáticas (de 464 a 220 [mD]) y dinámicas (de 131.6 a 10 [mD]). Mientras, las simulaciones numéricas con TOUGHREACT® consideran exclusivamente la disolución y precipitación mineral.

5.9.1 Inyección de agua de formación (congénita) al yacimiento

En la etapa inicial del programa de recuperación mejorada de hidrocarburos en el Activo Integral Poza Rica-Altamira, un total de 16,060 [bpd] (barriles por día) de agua de formación de los Campos Coapechaca, Tajín y Agua Fría, se planeó inyectar hacia varios horizontes permeables de cinco pozos inyectoros (AF-822, AF-841, AF-846, AF-864, Antares-1), comenzando en 2007.

El espesor total de la columna de inyección varía entre 138.90 [m] (Antares-1) y 317.96 [m] (AF-864) a una profundidad de 1317 [mbnm] y 1554 [mbnm]. Las subunidades 80, 85, 90 y 100 (“Cuerpos”) representan los horizontes de las areniscas como potenciales intervalos de inyección (**Tabla 5.11**), separados por unidades de poco permeables a impermeables, ricas en arcillas.

Tabla 5.11. Gastos de inyección planeados para los pozos AF-822, AF-841, AF-846, AF-864 y Antares-1. También se incluyen sus subunidades respectivas (65, 80, 85, 90, 100 y 105).

Pozo	Subunidades / Gasto de inyección [bpd]						Total
	65	80	85	90	100	105	
AF-822	-	1,142	887	568	558	566	3,721
AF-841	-	1,431	540	193	-	809	2,973
AF-846	-	1,174	726	821	465	516	3,702
AF-864	33	1,290	819	-	541	537	3,220
ANT-1	-	794	626	888	136	-	2,444
Total	33	5,831	3,598	2,470	1,700	2,428	16,060

Con el fin de explorar las posibles reacciones químicas durante el proceso de inyección, el “Cuerpo 90” con un espesor de 50 [m] en el Pozo AF-846 y un gasto de inyección programado de 821 [bpd] (1.51 [kg/s]) fue seleccionado como prototipo para un modelo numérico de una sola capa.

La capa 1-D fue dividida en 80 bloques de malla, con 30 bloques de 0 a 20 [m] del pozo inyector, 30 bloques de 20 a 200 [m], y 20 bloques de 200 a 5000 [m] (**Fig. 5.40**). La temperatura inicial del yacimiento y su presión fueron tomados como valores promedio de 80 [°C] y 240 [bar] a partir de datos Presión-Temperatura en el intervalo de inyección. Una temperatura de inyección constante de 30 [°C] fue supuesta.

Los valores de la porosidad efectiva (ϕ_{eff}) fueron de entre 1.6% y 16.3%, medidos en 83 núcleos de los Pozos de Agua Fría y Coapechaca, los cuales reflejan las condiciones de heterogeneidad petrofísica en el yacimiento.

Con el fin de evaluar un posible rango de condiciones, un caso de referencia con los datos considerados más representativos (caso 1: $k_L=50$ [mD], $\phi_{eff}=16.3\%$) es discutido y comparado con una caso optimista (caso 2: $k_L=500$ [mD], $\phi_{eff}=16.3\%$) y un caso pesimista como el “peor” de los casos (caso 3: $k_L=5.0$ [mD], $\phi_{eff}=12.0\%$) (**Tabla 5.12**). El taponamiento completo del yacimiento está definido como el caso, cuando la porosidad crítica es alcanzada (**Ec. 5.4**) en la cual la permeabilidad se vuelve cero, y la presión de inyección excede la presión original del yacimiento (240 [bar]) por 60 [bar].

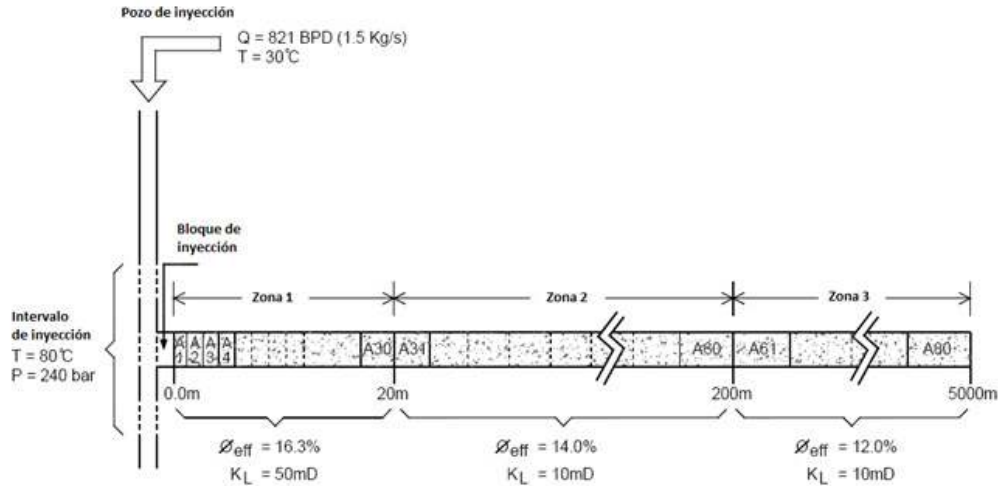


Fig. 5.40. Modelo de mallas de una sola capa, con los parámetros petrofísicos utilizados en la simulación numérica de la inyección de agua de formación al Campo Agua Fría (Caso 1). (P. Birkle, K. Pruess & T. Xu, 2009)

Tabla 5.12. Parámetros ingresados para cada uno de los casos de estudio.

Parámetro	Caso 1: Caso de referencia	Caso 2: Caso optimista	Caso 3: Caso pesimista
Zona 1 (Distancia radial desde el pozo: 0.0 – 20.0 [m])			
k_L	50.0 [mD]	500.0 [mD]	5.0 [mD]
Φ_{ef}	16.3%	16.3%	12.0%
Zona 2 (Distancia radial desde el pozo: 20.0 – 200.0 [m])			
k_L	10.0 [mD]	100.0 [mD]	5.0 [mD]
Φ_{ef}	14.0%	14.0%	10.0%
Zona 3 (Distancia radial desde el pozo: 200.0 – 5000.0 [m])			
k_L	10.0 [mD]	100.0 [mD]	5.0 [mD]
Φ_{ef}	14.0%	14.0%	10.0%

5.9.1.1 Datos geoquímicos

Se seleccionaron como rocas representativas para el intervalo de inyección, litarenitas homogéneas y detríticas con una óptima permeabilidad de Klinkenberg (620 [mD]) y valores de porosidad efectiva (16.3%). El tipo y abundancia inicial de los minerales primarios del yacimiento fueron tomados de análisis mineralógicos del Cuerpo 90 (Núcleo 3) a una profundidad de 1753.72 [m] del Pozo Coapechaca-595. La abundancia de 2% a 4% de minerales arcillosos, principalmente illita y caolinita, determinada semicuantitativamente por difracción de Rayos X, fue especificada para un total del 100% (Tabla 5.13).

Tabla 5.13. Lista de minerales considerados en la simulación.

Mineral	Fración Volumétrica inicial	Precipitación/disolución	Energía de activación [kJ/mol]	Área específica superficial [cm ² /g]
Primarios:				
Cuarzo	0.39	Cinético	87.7	9.8
Calcita	0.30	Equilibrio	-	9.8
Dolomía	0.06	Cinético	52.2	9.8
Oligoclasa	0.12	Cinético	69.8	9.8
Ankerita	0.08	Cinético	62.76	9.8
Muscovita	0.01	Cinético	69.8	9.8
Caolinita	0.02	Cinético	22.2	151.63
Illita	0.02	Cinético	35.0	151.63
Secundarios:				
Calcita (CaCO ₃)		Equilibrio	-	-
Barita (BaSO ₄)		Equilibrio	-	-
Celestina (SrSO ₄)		Equilibrio	-	-
Estroncianita (SrCO ₃)		Equilibrio	-	-
SiO ₂ (amorfo)		Cinético	60.9	9.8
Na – Esmectita		Cinético	35.0	151.63
Ca – Esmectita		Cinético	35.0	151.63

La composición química de la salmuera inyectada fue especificada de datos analíticos de muestras representativas de campo, tomadas de la estación de recolección “Central de Almacenamiento y Bombeo (CAB) Poza Rica, en marzo de 2005. Las columnas 2 y 3 en la **Tabla 5.8** muestran la concentración de los componentes acuosos primarios del agua de formación considerada para la inyección.

Basados en las especies acuosas presentes, un total de 40 complejos acuosos fueron seleccionados de la base de datos termodinámicos de TOUGHREACT® ya que éstos tenían el potencial de formarse durante la inyección (**Tabla 5.14**).

Tabla 5.14. Lista de los compuestos acuosos tomados en cuenta debido a su potencial para formar productos secundarios durante el proceso de inyección.

Compuestos Acuosos	Compuestos Acuosos	Compuestos Acuosos
OH ⁻	NaOH (ac.)	NaHCO ₃ (ac.)
HAlO ₂ (ac.)	H ₃ SiO ₄ ⁻	MgHCO ₃ ⁺
Al(OH) ²⁺ (ac.)	Fe(OH) ₂ (ac.)	CO ₃ ²⁻
Al(OH) ₃ (ac.)	H ₂ S (ac.)	KCl (ac.)
CaCl ₂ (ac.)	H ₂ (ac.)	MgSO ₄ (ac.)
NaCl (ac.)	SO ₂ (ac.)	KSO ₄ ⁻
FeHCO ₃ ⁺	Al ³⁺	CaOH ⁺
FeCl ₄ ²⁻	NaAlO ₂ (ac.)	NaCO ₃ ⁻
CaHCO ₃ ⁺	Al(OH) ₂ ⁺	Fe ³⁺
CO ₂ (ac.)	CaCl ⁺	HS ⁻
CaCO ₃ (ac.)	CaSO ₄ (ac.)	CH ₄ (ac.)
MgCl ⁺	FeCl ⁺	Ácido Acético (ac.)
NaSO ₄ ⁻	FeCO ₃ (ac.)	HSO ₃ ⁻
NaHSiO ₃ (ac.)		

5.9.1.2 Caso 1 (caso de referencia)

Asumiendo un valor de k_L inicial de 50 [mD] y una elevada ϕ_{eff} de 16.3%, se encontró que la inyección de agua congénita sin tratamiento causó el taponamiento del yacimiento después de

130 días. Durante este periodo, la presión inicial del yacimiento se incrementó de 240 [bar] a 296.2 [bar], en las cercanías del pozo, inhibiendo la futura inyección de fluidos al pozo (**Fig. 5.41a**). Una pequeña caída en la porosidad efectiva de 16.3% a 13.5% (**Fig. 5.41b**) causó una fuerte caída en la permeabilidad de 50 [mD] a 0.93 [mD] (**Fig. 5.42**). Las reacciones químicas afectaron la permeabilidad del yacimiento exclusivamente a una distancia de 2.5 [m] desde el pozo inyector, mientras que las permeabilidades originales de 50 [mD] y 10 [mD] a una distancia de 10.1 y 52.0 [m], respectivamente, permanecieron sin cambios.

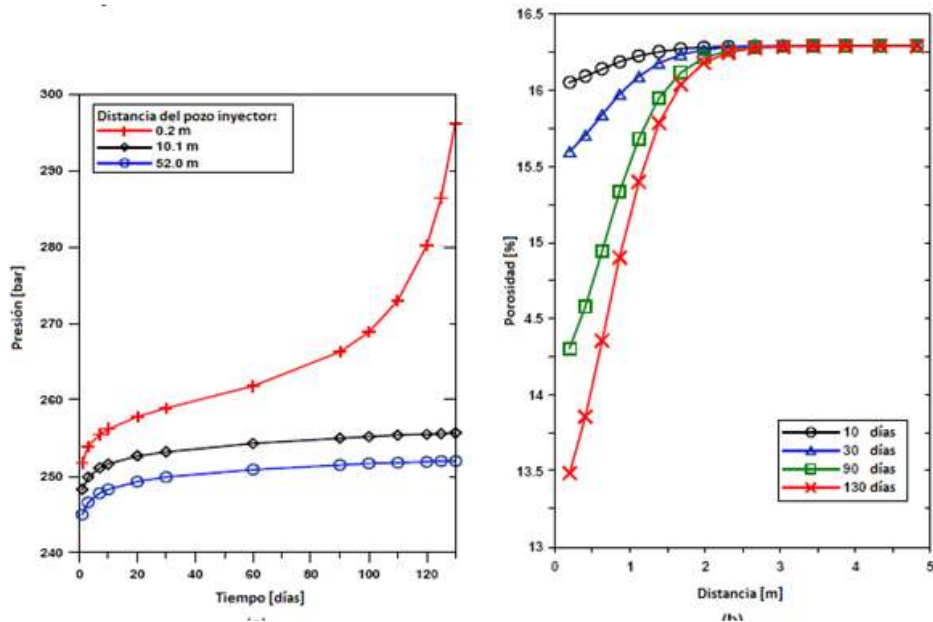


Fig. 5.41. Variación de la presión de yacimiento a una distancia de 0.2 [m], 10.1 [m] y 52 [m] del pozo inyector (**Fig. 5.41a**). También se muestran los cambios en la porosidad primaria a diferentes tiempos (10, 30, 90 y 130 días) a una distancia de 5 [m] del pozo inyector (**5.41b**). (P. Birkle, K. Pruess & T. Xu, 2009)

La fuerte caída en la inyectividad de la formación se debe a la precipitación continua de minerales secundarios, principalmente calcita (CaCO_3) (**Fig. 5.43a**) y celestina (SrSO_4), la cual es promovida por la solubilidad retrógrada de estos minerales. Después de 130 días, un máximo de 2.24% y 0.85% del volumen total de la formación alrededor del pozo inyector está totalmente llena de calcita y celestina secundaria. Simultáneamente, una pequeña cantidad de 0.27% del volumen total de la formación del mineral anquerita [$\text{Ca}(\text{Fe}, \text{Mg}, \text{Mn})\text{C}_2\text{O}_6$], ha sido disuelta en la vecindad del pozo, pero este efecto está superpuesto en condiciones generalmente sobresaturadas (**Fig. 5.43b**). Otros minerales no son reactivos, o con un impacto despreciable en el comportamiento hidráulico de la formación.

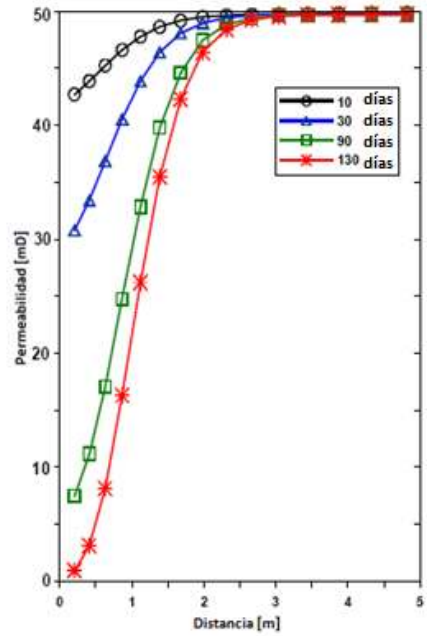


Fig. 5.42. Cambios en la permeabilidad durante la inyección de agua congénita sin tratamiento a diferentes tiempos (10, 30, 90 y 130 días) a una distancia de 5 [m] del pozo inyector. (P. Birkle, K. Pruess & T. Xu, 2009)

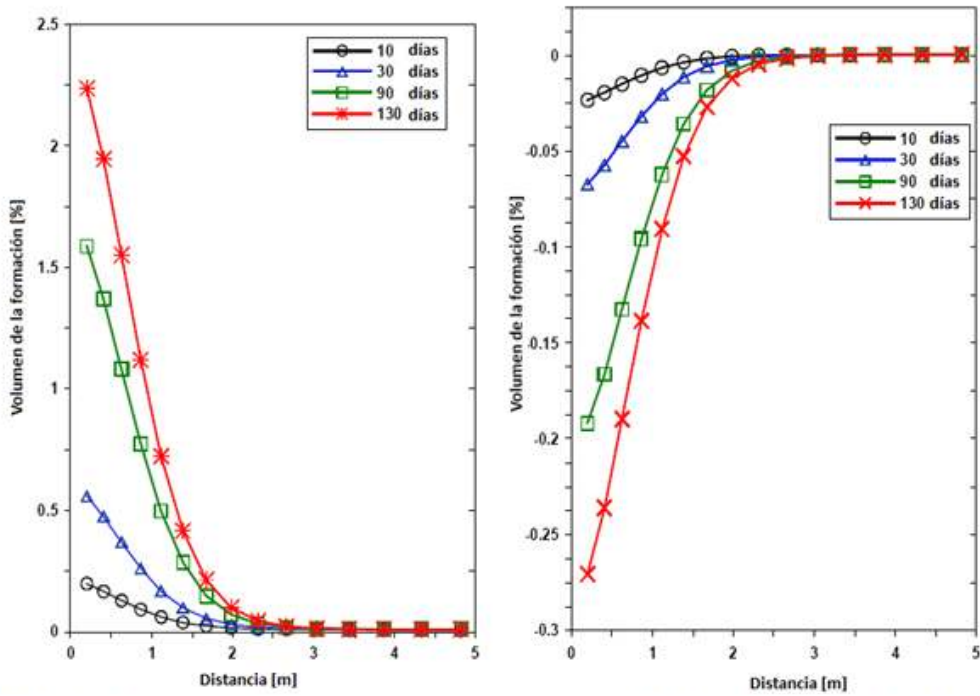


Fig. 5.43. Simulación numérica de la acumulación de calcita debido a la precipitación (Fig. 5.43a) y disolución de ankerita (Fig. 5.43b). Se toman diferentes tiempos (10, 30, 90 y 130 días) a una distancia de 5 [m] del pozo inyector. (P. Birkle, K. Pruess & T. Xu, 2009)

Los cambios en la mineralogía debido a los procesos de interacción agua-roca deben también ser reflejados en variaciones en la composición del fluido. Como la calcita y celestina representan los minerales con mayor precipitación, sus componentes acuosos HCO_3^- , Ca^{2+} , Sr^{2+} y SO_4^{2-} tenderán a decrecer en concentración durante la inyección.

La tasa cinética de la calcita es rápida, por lo tanto las concentraciones a la entrada del modelo se reequilibran inmediatamente al inicio de la simulación. La precipitación de la calcita causa un decremento de Ca^{2+} de 3.1×10^{-2} [mol/kg] a una concentración estable de 2.7×10^{-2} [mol/kg] en la vecindad del pozo. Las temperaturas bajas cercanas al pozo inyector, causadas por la temperatura de 30 [°C] de los fluidos inyectados, permiten una mayor solubilidad de la calcita y concentraciones mucho mayores de HCO_3^- y Ca^{2+} en comparación con aquellas zonas en las que la temperatura del yacimiento es la original (80°C).

El incremento de sus concentraciones a una distancia de 10 [m] se debe a la temperatura cambiante del frente, mientras que las condiciones hidroquímicas permanecen estables a una distancia de 50 [m] debido a la temperatura contante de 80 [°C] (Fig. 5.44a). La propagación del frente de temperatura (Fig. 5.45) desde el pozo inyector a través de la formación está ocasionando el enfriamiento del yacimiento, incrementando las concentraciones de HCO_3^- y Ca^{2+} (Fig. 5.44b) debido a la creciente solubilidad de la calcita.

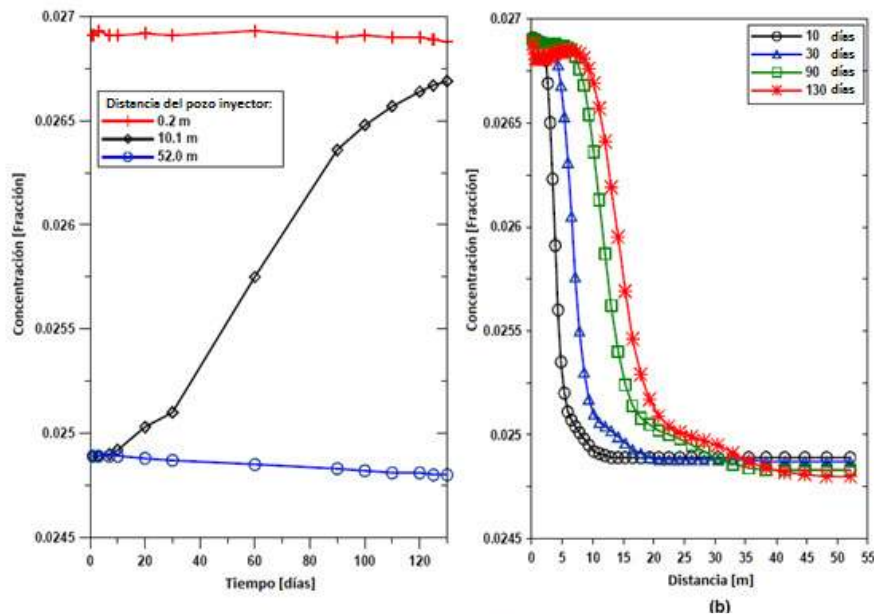


Fig. 5.44. Simulación numérica de la concentración de especies acuosas de calcio a una distancia de 0.2, 10.1 y 53.0 [m] del pozo inyector (Fig. 5.44a). Concentración de calcio en diferentes tiempos (10, 30 90 y 130 días) a una distancia de 50 [m] del pozo inyector (Fig. 5.44b). (P. Birkle, K. Pruess & T. Xu, 2009)

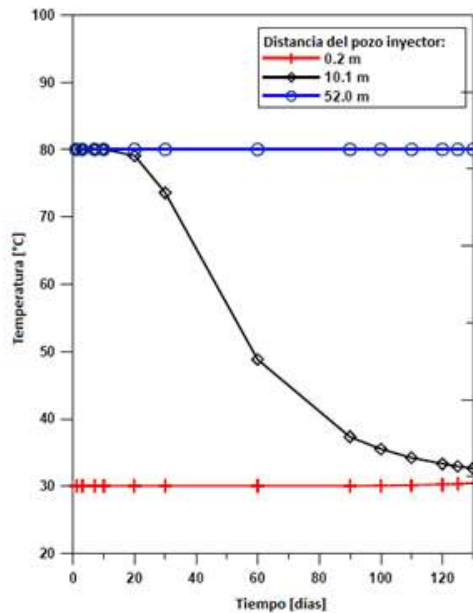


Fig. 5.45. Simulación numérica de la distribución de temperaturas en el intervalo de inyección a una distancia de 0.2, 10.1 y 52.0 [m] del pozo inyector durante los 130 días de inyección. (P. Birkle, K. Pruess & T. Xu, 2009)

5.9.1.3 Caso 2 (caso optimista)

En el caso óptimo de un abundante fracturamiento artificial a través del intervalo de inyección, una permeabilidad horizontal promedio de 500 [mD] es utilizada como dato de entrada para las condiciones iniciales del yacimiento. En comparación con el caso previo, el incremento de 50 [mD] a 500 [mD] no afecta significativamente el patrón químico de la interacción agua-roca, debido a que los mismos gastos de inyección fueron aplicados, pero ocasionan una menor velocidad en el taponamiento del pozo. El incremento en la presión de yacimiento de 240 [bar] a 300 [bar] se extendió de 130 [días] (Caso 1) a 145 [días] (Caso 2).

5.9.1.4 Caso 3 (peor caso o caso pesimista)

Con el fin de simular un potencial escenario de baja permeabilidad, un valor inicial de 5 [mD] fue seleccionado para la k_L , y el valor inicial de ϕ_{eff} fue reducido de 16.3% a 12%. Como resultado general, las condiciones hidráulicas menos favorables aceleran el proceso de formación de incrustaciones. En un periodo de 30 días, la presión del yacimiento se incrementa de 240 [bar] a 347.4 [bar] debido a la reducción del espacio poroso de 12.0% a 11.46% en el área cercana al pozo inyector (Fig. 5.46).

El continuar con la simulación hasta 60 días, la presión se elevó hasta valores poco realistas (taponamiento severo) por encima de 700 [bar]. De manera similar a los casos anteriores, la permeabilidad se ve reducida (de 5 [mD] a 1.5 [mD]) por la precipitación de calcita y celestina. La zona afectada está limitada a una distancia radial de menos de 10 [m] alrededor del pozo inyector.

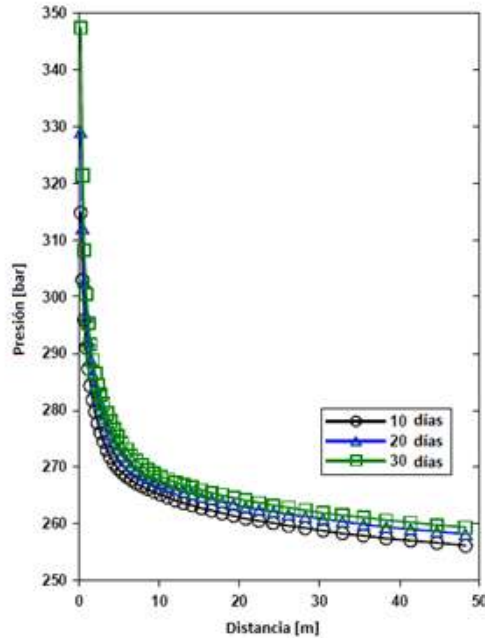


Fig. 5.46. Perfiles de presión durante la inyección de agua congénita a un yacimiento de baja permeabilidad a diferentes tiempos (10, 20 y 30 días), a una distancia de 50 [m] del pozo inyector. (P. Birkle, K. Pruess & T. Xu, 2009)

Se puede concluir que la inyección de agua sin tratamiento al yacimiento causará el taponamiento del intervalo de inyección. Las variaciones en la permeabilidad primaria y porosidad alteran el tiempo de taponamiento por incrustaciones. El asumir una permeabilidad de 5 [mD] (Caso 3), provoca que la presión se eleve hasta los 300 [bar] a tan solo 24 horas de haber comenzado la inyección. El taponamiento completo del yacimiento por obstrucción mecánica y precipitación de minerales se espera ocurra después de 30 días (Tabla 5.15). Los valores de k_i mayores, como los de 50 [mD] (Caso 1) y 500 [mD] (Caso 2) pueden extender el tiempo en el cual ocurrirá el taponamiento entre 130 y 150 días.

Tabla 5.15. Comparación de los resultados de la simulación para los 3 casos mostrados (Distancia: 0.2 [m] del pozo inyector).

Parámetro	Caso 1: Caso de referencia	Caso 2: Caso optimista	Caso 3: Caso pesimista
k_i inicial [mD]	50.0	500.0	5.0
Porosidad efectiva inicial [%]	16.3	16.3	12.0
1. Incremento de presión de 240 [bar] a 300 [bar]			
Tiempo [días]	130	145	1
k_i final [mD]	0.93	1.01	4.78
Porosidad efectiva final [%]	13.50	13.19	11.97
Presión final [bar]	296.2	265.0	293.9
Precipitación de calcita [% Vol. formación]	2.24	2.47	0.02
2. Taponamiento total del pozo inyector			
Tiempo [días]	145	150	30
k_i final [mD]	0.09	1.04	1.50
Porosidad efectiva final [%]	13.18	13.09	11.46
Presión final [bar]	497.9	418.9	347.4
Precipitación de calcita [% Vol. formación]	2.48	2.55	0.43

5.9.2 Inyección de agua tratada al yacimiento

Los resultados de los experimentos de flujo llevados a cabo en laboratorio, estudios químicos-mineralógicos del agua de yacimiento y núcleos de pozos, así como simulaciones numéricas, indican que la sobresaturación de diversas especies acuosas (especialmente Ca^{2+} , Mg^{2+} , HCO_3^- y SO_4^{2-}) causa la precipitación de minerales secundarios, tales como la calcita [CaCO_3], celestina [SrSO_4], ankerita [$\text{Ca}(\text{Fe}, \text{Mg}, \text{Mn})\text{C}_2\text{O}_6$] y dolomía [$\text{Ca Mg}(\text{CO}_3)_2$]. Los sólidos suspendidos (SST, turbiditas), dureza total (Ca^{2+} , Mg^{2+}) y presencia de bicarbonatos, azufre, sílice, bario, hierro y materia orgánica (grasas y aceites, demanda química de oxígeno, carbón total orgánico, color) pueden causar la precipitación mineral y taponamiento de poros durante el proceso de inyección. La tecnología para el tratamiento y purificación del agua de yacimiento está enfocada en la remoción de los contaminantes mencionados por atenuación con cal y Na_2CO_3 , oxidación con H_2O_2 , acidificación para remover los solutos de carbonato, filtración con columnas de arena y absorción con carbón activado.

Con el fin de corroborar la eficiencia del diseño de tratamiento, se corrieron simulaciones numéricas con el agua ya tratada, derivadas de los experimentos de laboratorio con la secuencia de tratamiento diseñada. Los parámetros ingresados tanto petrofísicos como mineralógicos fueron mantenidos como en el *Caso 1*, pero con la composición química modificada del agua de yacimiento (Tabla 5.16).

Tabla 5.16. Composición hidroquímicas del agua de yacimiento tratada para su inyección en el Campo Agua Fría.

Especies acuosas	Concentración [mol/kg]	Especies acuosas	Concentración [mol/kg]
H^+	3.4674×10^{-3}	Cl^-	0.5098×10^0
Ca^{2+}	4.8154×10^{-4}	O_2 (ac.)	6.6657×10^{-5}
Mg^{2+}	4.1966×10^{-4}	F^-	1.0527×10^{-4}
Na^+	0.4020×10^0	Br^-	1.1128×10^{-3}
K^+	8.4760×10^{-3}	I^-	4.8855×10^{-5}
Fe^{2+}	3.4916×10^{-5}	Sr^{2+}	3.8803×10^{-5}
SiO_2 (ac.)	4.8780×10^{-4}	Ba^{2+}	8.0090×10^{-5}
HCO_3^-	4.3005×10^{-3}	$\text{B}(\text{OH})_2$ (ac.)	2.6457×10^{-3}
SO_4^{2-}	1.7198×10^{-3}	Li^+	3.0548×10^{-3}
AlO_2^-	2.657×10^{-12}		

El proceso de tratamiento aplicado mejora considerablemente la inyectividad del pozo y la capacidad de flujo del yacimiento. El inyectar a un gasto másico de 1.51 [kg/s] a una capa espesa de alrededor de 50 [m], produjo que la porosidad y permeabilidad de la roca almacén incrementaran de 16.3% y 50 [mD] a un máximo valor de 19.7% y 210.9 [mD], respectivamente, en un plazo de 180 días (Fig. 5.47). El incremento en el espacio poroso promueve condiciones de presión estable en el yacimiento, la cual solo se incrementó de manera muy pequeña desde un valor de 240 [bar] a 259.7 [bar] en las regiones cercanas al pozo.

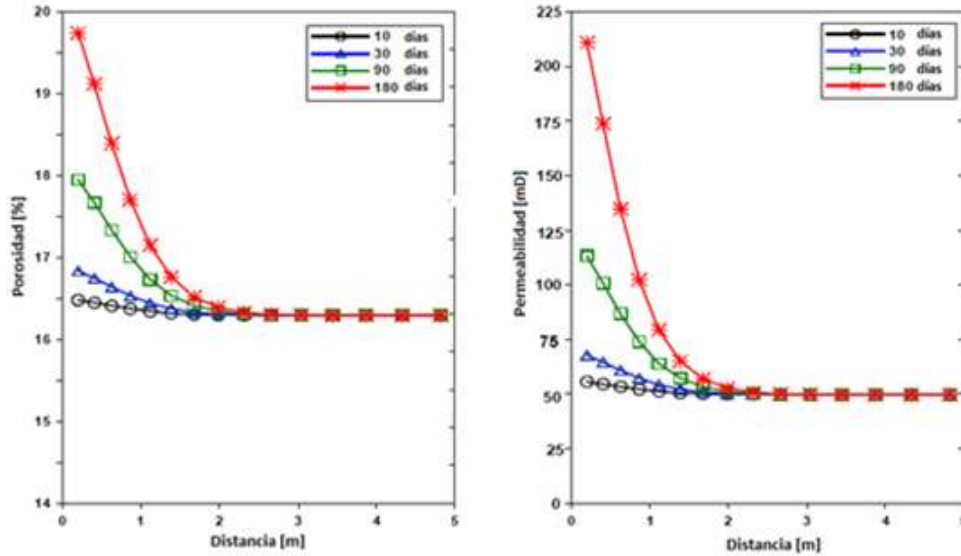


Fig. 5.47. Inyección de agua de yacimiento tratada: Simulación numérica de las variaciones de porosidad (izquierda) y permeabilidad (derecha) del yacimiento, en diferentes tiempos (10, 30, 90 y 180 días), a una distancia de 5 [m] del pozo inyector. (P. Birkle, K. Pruess & T. Xu, 2009)

Los resultados de la simulación indican que la principal razón a la que se deben las condiciones hidráulicas estables en el yacimiento es la falta de precipitación de minerales secundarios. En contraste, las condiciones bajosaturadas del fluido inyectado causaron la disolución de la calcita (Fig. 5.48) y minerales de ankerita de la formación. En general, el uso de agua tratada, la cual se desempeñó adecuadamente en los experimentos de flujo en laboratorio, evitó la precipitación excesiva y permitió que la inyección de agua prosiguiera.

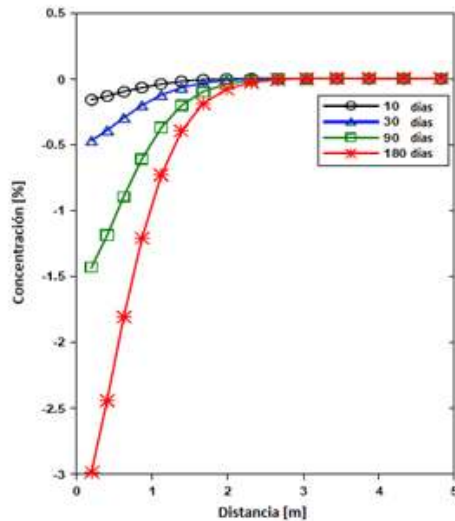


Fig. 5.48. Inyección de agua de yacimiento tratada: Simulación numérica de la disolución de calcita a diferentes tiempos (10, 50, 90 y 180 días), a una distancia de 5 [m] del pozo inyector. (P. Birkle, K. Pruess & T. Xu, 2009)

Los experimentos petrofísicos de inyección a núcleos con agua de yacimiento tratada y núcleos idénticos utilizados para el caso de inyección con agua sin tratamiento muestran un decremento

similar en la permeabilidad tal y como los que se observaron en el caso de agua sin tratamiento, ya que los efectos geomecánicos se encuentran dominando el comportamiento del flujo a través del núcleo. Por el otro lado, los análisis químicos de entrada y salida de agua muestran procesos de reactividad químicas durante el experimento de inyección.

De manera similar que en el modelo de predicción, las concentraciones de CO_3^{2-} , SO_4^{2-} y Ca^{2+} se elevan de 1,362 a 1,420 [mg/kg], 75.7 a 90.0 [mg/kg] y 5.3 a 8.7 [mg/kg], respectivamente, debido al comienzo de los procesos de disolución para carbonatos y minerales sulfatados. El Ca^{2+} y SO_4^{2-} incrementan su concentración inicial alrededor de 64% y 19% respectivamente (**Fig. 5.49**).

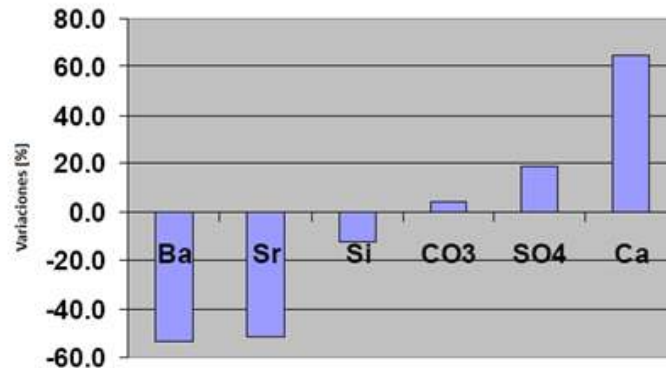


Fig. 5.49. Experimento de inyección a un núcleo con agua de yacimiento tratada: Variación relativa de la composición química de las muestras de agua tomadas a la entrada y salida del núcleo. (P. Birkle, K. Pruess & T. Xu, 2009)

5.9.3 Limitante en la permeabilidad del yacimiento

La remoción de solutos específicos del agua de yacimiento permite la inyección continua en el Campo Agua Fría, sin el taponamiento del pozo debido a la precipitación de minerales secundarios, como se mostró en la sección previa. Por otro lado, las condiciones de baja permeabilidad pueden representar una limitación natural en la migración de fluidos a través del espacio poroso.

En el caso de inyectar agua con una permeabilidad de 50 [mD], la calcita y ankerita se disuelven durante la inyección, causando un incremento en la permeabilidad (de 5.0 a 22.3 [mD], **Fig. 5.50**) y porosidad (de 12.0 a 14.7%). Las reacciones químicas rápidas de la calcita restringen el taponamiento a una distancia radial de 2.5 [m] alrededor del pozo inyector.

Por el otro lado, el incremento en la presión de 240.00 [bar] a un valor máximo de 408.1 [bar] después de 180 días indica que, aunque un incremento significativo en la porosidad y permeabilidad ocurre debido a los procesos de disolución, el gasto másico de inyección planeado de 1.51 [kg/s] en una capa de 50 [m] de espesor no puede ser mantenida por permeabilidades tan bajas como 5 [mD] (**Fig. 5.50**).

El tratamiento de los fluidos puede prevenir las incrustaciones y formación de tapones durante la inyección, pero la baja permeabilidad puede ser una limitante natural para los gastos de inyección.

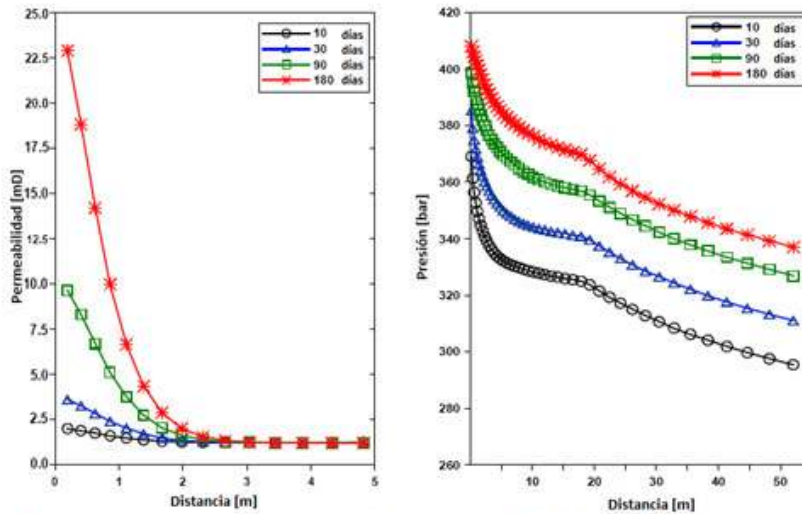


Fig. 5.50. Inyección de agua de yacimiento tratada bajo condiciones de permeabilidad reducida: Simulación numérica de las variaciones de permeabilidad del yacimiento (izquierda) y en la presión (derecha), en diferentes tiempos (10, 30, 90 y 180 días). (P. Birkle, K. Pruess & T. Xu, 2009)

5.9.4 Análisis de resultados

Dependiendo del valor de entrada seleccionado para la permeabilidad primaria de la formación, un periodo de entre 30 y 150 días es postulado como el máximo tiempo de vida para los pozos inyector, antes de que el taponamiento por incrustaciones pueda causar un incremento inaceptable en la presión.

La pérdida de inyectividad después de 5 meses de inyección de agua en el Pozo AF-847, llevada a cabo como parte de un proyecto piloto en 1999, es consistente con la simulación al mismo periodo de tiempo para el taponamiento de la formación.

La precipitación de minerales carbonatados también es reconfirmada por el éxito parcial en la restauración de la inyectividad del Pozo AF-847 por acidificación con HCl, así como el observado decremento en las concentraciones de HCO_3^- y Ca^{2+} durante los experimentos de flujo en laboratorio.

El tratamiento del agua de yacimiento para remover las especies acuosas seleccionadas, especialmente Ca^{2+} , Sr^{2+} , HCO_3^- y SO_4^{2-} , mejorará considerablemente la inyectividad del pozo inyector. Adicionalmente, las condiciones bajasaturadas del agua tratada mejoraran considerablemente las características de permeabilidad del yacimiento por la disolución de materiales carbonatados.

Aunque el sistema de tratamiento propuesto permitirá evitar el taponamiento por procesos químicos en el intervalo de inyección, los resultados de la simulación muestran que la existencia de condiciones de permeabilidad menos favorables puede limitar la capacidad hidráulica de los pozos inyector, ya que mientras un pozo de inyección con una k_L de entre 50 y 500 [mD] puede permitir una inyección de 821 [bpd] en una capa de 50 [m] de espesor, el caso de inyección pesimista con una permeabilidad natural extremadamente baja, de 5 [mD], no puede ser capaz de

manejar tal gasto de inyección debido a la disolución de minerales carbonatados. Con el fin de determinar la inyectividad adecuada en los pozos seleccionados, pruebas de incremento de presión o de gasto variable deben ser llevadas a cabo antes de iniciar la inyección de agua a gran escala.

5.10. Análisis técnico comparativo sobre la inyección de agua de baja salinidad aplicada en Chicontepec

Los primeros resultados obtenidos de la prueba piloto de inyección de agua, realizada en 1999 al Pozo AF-847 en la Cuenca de Chicontepec ^[29], plantearon la posibilidad de inyectar agua congénita sin tratamiento, para mejorar la recuperación de aceite en yacimientos de buena calidad dentro de la cuenca. Desafortunadamente, debido a la corta duración de la prueba, y a pesar de observar pequeños aumentos en la producción y presión del pozo inyector, los resultados no fueron concluyentes.

Posteriormente, gracias a la elaboración de pruebas de inyección detalladas en núcleos y simulaciones a través del programa TOUGHREACT®, se pudo determinar que, de haber continuado con la inyección de agua congénita, se hubiera conducido a un taponamiento progresivo de la formación, principalmente por la precipitación de calcita e hinchamiento de arcillas.

Partiendo de este análisis y con el objetivo de solucionar el problema anterior, P. Birkle et al. (2009) ^[32] plantean la inyección de agua congénita tratada, eliminando de la solución a aquellas especies minerales que favorecen la precipitación secundaria y el hinchamiento de arcillas. Para lo cual se muestra la **Tabla 5.17** con la concentración de cada una de las especies minerales que conforman la salmuera tratada para su inyección en el Campo Agua Fría.

Tabla 5.17. Composición hidroquímica del agua congénita tratada para su inyección en el Campo Agua Fría.

Especies acuosas	Concentración [mol/kg]	Especies acuosas	Concentración [mol/kg]
H ⁺	3.4674 x 10 ⁻³	Cl ⁻	0.5098 x 10 ⁰
Ca ²⁺	4.8154 x 10 ⁻⁴	O ₂ (ac.)	6.6657 x 10 ⁻⁵
Mg ²⁺	4.1966 x 10 ⁻⁴	F ⁻	1.0527 x 10 ⁻⁴
Na ⁺	0.4020 x 10 ⁰	Br ⁻	1.1128 x 10 ⁻³
K ⁺	8.4760 x 10 ⁻³	I ⁻	4.8855 x 10 ⁻⁵
Fe ²⁺	3.4916 x 10 ⁻⁵	Sr ²⁺	3.8803 x 10 ⁻⁵
SiO ₂ (ac.)	4.8780 x 10 ⁻⁴	Ba ²⁺	8.0090 x 10 ⁻⁵
HCO ₃ ⁻	4.3005 x 10 ⁻³	B(OH) ₂ (ac.)	2.6457 x 10 ⁻³
SO ₄ ²⁻	1.7198 x 10 ⁻³	Li ⁺	3.0548 x 10 ⁻³
AlO ₂ ⁻	2.657 x 10 ⁻¹²		

De hecho, un análisis más detallado de los datos mostrados en la tabla anterior nos permite determinar que el agua propuesta para inyección tendría una concentración de sólidos en solución de 24,815 [[ppm]], lo cual se muestra en la **Tabla 5.18**.

Tabla 5.18. Conversión de la concentración de los datos de la Tabla 5.17 a [ppm].

Especie	Peso molecular	Concentración [mol/kg]	g	[mg/l] ó [ppm]
H	1.0080	0.0000	0.0000	0.0000
Ca	40.0800	0.0005	0.0193	19.3001
Mg	24.3120	0.0004	0.0102	10.2028
Na	22.9698	0.4020	9.2339	9233.8596
K	39.1020	0.0085	0.3314	331.4286
Fe	55.8470	0.0000	0.0019	1.9500
SiO ₂	60.0848	0.0005	0.0293	29.3094
HCO ₃	61.0173	0.0043	0.2624	262.4050
SO ₄	96.0616	0.0017	0.1652	165.2067
AlO ₂	58.9803	0.0000	0.0000	0.0000
Cl	35.4530	0.5098	18.0739	18073.9394
O	15.9994	0.0001	0.0011	1.0665
F	18.9984	0.0001	0.0020	2.0000
Br	79.9090	0.0011	0.0889	88.9227
I	126.9044	0.0000	0.0062	6.1999
Sr	87.6200	0.0000	0.0034	3.3999
Ba	137.3400	0.0000	0.0011	1.1000
B(OH) ₃	61.8331	0.0026	0.1636	163.5919
Li	6.9390	0.0031	0.0212	21.1973
			Σ[ppm]	28415.0796

De esta manera y de acuerdo a las definiciones establecidas por el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS), la inyección aún estaría clasificada como una inyección de alta salinidad. Pero sobre todo, dado que se está evitando cualquier tipo de interacción entre el sistema roca-fluidos, aún estaríamos hablando de una inyección de agua propuesta como método de recuperación secundaria.

Cabe destacar que en el trabajo se menciona, además del efecto de reducción en la precipitación de minerales secundarios e hinchamiento de arcillas, un incremento en la permeabilidad durante la simulación de inyección efectuada. Esto debido a que las condiciones de bajosaturación del agua inyectada permiten la disolución de minerales carbonatados adicionales “abriendo” el área de los poros.

Sin embargo, las incongruencias encontradas entre los resultados de las pruebas a núcleos y la simulación efectuada, no permiten asegurar con total certeza la existencia de procesos de disolución a escala de yacimiento. De este modo, los resultados sólo permiten confirmar que el tratamiento de agua propuesto mantiene la inyectividad de los pozos durante intervalos hasta cierto punto indefinidos de tiempo, sin producir efectos adversos que ocasionen daño a la formación.

Es así como, debido a las características mineralógicas y geológicas de los yacimientos de Chicontepec, la inyección de agua convencional se vuelve una opción poco recomendada, debido a las complicaciones que ésta involucra.

Por otra parte, la inyección de agua de baja salinidad es una Tecnología de Recuperación Mejorada de Aceite en desarrollo, que si bien ya se aplica a escala de campo con resultados favorables, aún no es comprendida en su totalidad, ya que incluso los autores difieren en cuanto a los mecanismos responsables del aumento en la recuperación de aceite.

Dicho lo anterior, hasta este momento aún no es posible establecer una serie de criterios básicos de escrutinio que permitan establecer la elegibilidad de un yacimiento para la aplicación de la tecnología. Sin embargo, sí se cuenta con registros históricos y pruebas de laboratorio, que permiten conocer el efecto de inyectar agua de baja salinidad en una formación con características mineralógicas, petrofísicas y de fluidos específicas.

En este apartado del capítulo y tomando como base el conocimiento disponible sobre los yacimientos de la Cuenca de Chicontepec, se desarrollarán los resultados obtenidos de aquellas pruebas de laboratorio y a escala de campo que arrojaron resultados favorables a la inyección de agua de baja salinidad, para posteriormente realizar un estudio comparativo de cada una de dichas pruebas y determinar las áreas de oportunidad en los yacimientos de Chicontepec.

También parece importante mencionar que la inyección de agua de baja salinidad no representa la solución definitiva a los problemas de producción en Chicontepec. Más bien se trata, como cualquier tecnología de Recuperación Mejorada, de una tecnología que tiene aplicaciones limitadas a ciertas condiciones y características de yacimiento, las cuales ya se trataron con anterioridad en los **Capítulos 3 y 4** de esta tesis.

En cualquier caso, sólo la experimentación y pruebas a escala de campo, realizadas en los propios yacimientos de la Cuenca de Chicontepec, permitirán establecer el potencial de la inyección de agua de baja salinidad en los yacimientos de esta región. Sin embargo, en este trabajo se establecerán bases sólidas que favorecerán el interés por continuar estudios más detallados sobre la aplicación de la tecnología en México.

5.10.1 Resultados obtenidos en laboratorio

En este apartado se analizarán los resultados obtenidos en pruebas de inyección realizadas a núcleos.

En la literatura existen muchos documentos que hablan sobre los beneficios de inyectar agua de baja salinidad, con respecto a inyectar agua de alta salinidad. Desafortunadamente, muchos de estos documentos no cuentan con un análisis detallado en cuanto a las propiedades de la roca y fluidos utilizados; así como la concentración y composición de las salmueras utilizadas para la inyección.

Es por ello que para este trabajo se han seleccionado 3 experimentos conducidos por diferentes autores en los cuales se detalla de manera muy precisa el procedimiento seguido y las condiciones sobre las cuales la inyección de agua de baja salinidad ha producido resultados favorables.

Posteriormente se compararan las propiedades de la roca y fluidos de aquellos experimentos en donde la inyección de agua de baja salinidad resultó favorable con las propiedades de la Cuenca de Chicontepec con el fin de hacer un análisis.

Para estos tres casos es importante mencionar que al tratarse de pruebas en laboratorio las condiciones a las que fueron llevadas a cabo los experimentos no representan las condiciones de algún yacimiento en particular, por lo cual los resultados solo deberán tomarse como un referente en cuanto a las posibilidades de aplicar la tecnología a las condiciones citadas.

Incluso no se menciona en dichas pruebas si el aceite empleado para la inyección se trata de aceite vivo o muerto. Por lo cual se vuelve a remarcar que los resultados deben ser manejados con cierta cautela al momento de emitir juicios.

5.10.1.1 Nina Loahardjo, Xina Xie, Peigui Yin & Norman R. Morrow (2007) ^[36]

La magnitud del incremento en la recuperación de aceite por la inyección de agua de baja salinidad es altamente dependiente de las características e interacciones específicas entre el sistema aceite-salmuera-roca de cada caso particular y por lo tanto no puede ser predicha.

En este documento se experimentó con la recuperación en etapas terciaria y secundaria para dos tipos diferentes de aceite, utilizando salmueras cuyo rango de salinidad iba desde 350 [ppm] hasta 35,000 [ppm]. Ambas etapas de inyección produjeron un aumento en la recuperación de aceite.

Se utilizaron cuatro muestras de núcleos de un yacimiento de areniscas, cuyas características se muestran en la **Tabla 5.19**. Adicionalmente, un análisis mineralógico en detalle indicó que los núcleos contenían cuarzo, esquisto y arcillas (principalmente caolinita, esmectita y trazas de illita); además de que los núcleos presentaban una pobre selección de tamaño de grano y se encontraban cementados.

Tabla 5.19. Muestras de núcleos de yacimiento.

No. de núcleo	Profundidad [m]	Longitud [cm]	Diámetro [cm]	ϕ [%]	K_g [mD]	Área BET [m ² /g]	Capacidad MIE [mEq/g]
2060/1	2060	7.859	3.914	27.4	394.6	-	-
2060/4	2065.04	7.15	3.885	26	479	-	-
2065/1	2065.04	7.429	3.919	27.6	461.7	1.48+/-0.02	0.0144
2065/3B	2065.22	6.137	3.883	20.0	885.7	-	-

En las pruebas realizadas durante este experimento se demuestra que la inyección de baja salinidad provoca cambios complejos en la superficie de los poros y los patrones de mojabilidad. Esto debido a que al restaurar los núcleos después de una prueba de inyección de agua de baja salinidad se observaron incrementos en la recuperación de aceite con inyección de agua convencional, demostrando alteraciones en las propiedades de los núcleos.

Dichos cambios en las propiedades de la roca fueron observados a partir de incrementos en la permeabilidad relativa al agua, acompañado de una modesta producción de partículas finas; y el incremento en la permeabilidad al gas.

En estos experimentos las pruebas fueron efectuadas utilizando dos tipos de crudo denominados como LC (utilizado en la mayoría de las pruebas) y WP; de los cuales se muestran sus propiedades en la **Tabla 5.20**.

Tabla 5.20. Propiedades del aceite.

Aceite crudo	C6 asfaltenos [wt%]	Número ácido [mgKOH/g aceite]	Número básico [mgKOH/g aceite]	P @ 22 [°C] [g/ml]	μ_o @ 22 [°C] [cp]	μ_o @ 60 [°C] [cp]
LC	3.2	0.16	1.82	0.9023	56	18
WP	6.3	1.46	2.49	0.9125	111.2	20.1

Las salmueras utilizadas fueron agua de mar sintética basada en la composición del Mar del Norte, agua de mar diluida y/o soluciones de cloruro de sodio (NaCl) con diferentes concentraciones. El agua de mar diluida 10 veces con agua destilada fue denominada como agua de mar 0.1, mientras que el agua de mar diluida 100 veces fue designada como agua de mar 0.01. La **Tabla 5.21** muestra la composición del agua de mar.

Tabla 5.21. Composición del agua de mar sintética.

Composición	NaCl	KCl	CaCl ₂	MgCl ₂	Sólidos en solución (TDS)	μ_w @ 60 [°C] [cp]
Concentración [g/l]	28.0	0.935	1.19	5.368	35.493	0.6

En cada inyección el gasto, q , tuvo un rango de 0.2 a 0.25 [ml/min] (1 [pie/día]). El volumen de aceite producido y el cambio de presión junto con el pH del efluente fueron registrados.

Todas las inyecciones fueron llevadas a cabo a una temperatura de 60 [°C], mostrándose los resultados en la **Tabla 5.22**. Un ciclo (C) con motivos de éste experimento es definido como inyectar salmuera seguido del restablecimiento de la saturación inicial de agua a través de la inyección de crudo; mientras que una restauración (R) se refiere a relimpiar y reaÑejar el núcleo.

Tabla 5.22. Saturación inicial de agua, fluidos de prueba y recuperación final de aceite para cada experimento.

Restauración/ # Ciclo	Aceite crudo	Swi	Salmuera inyectada	Rf [%OOIP]	
Núcleo 2065/1					
R1/C1	LC	0.330	Agua de mar Agua de mar 0.1	63.2 71.6	
Núcleo 2065/3B					
R1/C1	WP	0.105	Agua de mar	64.5	
R1/C2		0.112		69.1	
Núcleo 2060/4					
R1/C1	LC	0.216	Agua de mar	50.9	
R2/C2		0.287	Agua de mar 0.1	66.7	
R3/C3		0.252	Agua de mar 0.01	80.6	
R4/C4		0.287	Agua de mar Agua de mar 0.1 Agua de mar 0.01	75.3 78.0 79.3	
R5/C5	WP	0.335	Soluciones NaCl 35,000 [ppm] 3,500 [ppm] 350 [ppm]	62.9 69.3 80.0	
R6/C6			0.265	Agua de mar Agua de mar diluida (1,500 [ppm])	58.1 59.4
R6/C7				Agua de mar Agua de mar diluida (1,500 [ppm])	28.8 30.0
R7/C8			0.24	Agua de mar	68.5
R7/C9	0.39	80.3			
Núcleo 2060/1					
R1/C1	LC	0.331	Agua de mar Agua de mar 0.1 Agua de mar 0.01	54.0 66.9 71.2	
R1/C2			0.569	Agua de mar	84.8
R2/C3			WP	0.280	Agua de mar Agua de mar diluida (1,500 [ppm])
R3/C4	0.246	Agua de mar Agua de mar diluida (1,500 [ppm])			62.9 73.6

5.10.1.1.1 Núcleo 2065/1

Después de R1 ($S_{wi} = 33.0\%$), se determinó la mojabilidad del núcleo a través de imbibición espontánea a 60 [°C], encontrándose que el núcleo era pobremente mojado por agua, para el caso de las salmueras utilizadas.

La prueba R1/C1 mostrada en la Fig. 5.51 comenzó con una inyección directa de agua de mar, para obtenerse una recuperación máxima de 63.2% del aceite original in situ. Después se cambió a inyección de agua de mar 0.1, ocasionando que la ΔP se incrementara de 2 [psi] a 11 [psi], para estabilizarse en 13.5 [psi].

La respuesta a la inyección de agua de baja salinidad se observó a los 0.42 PV inyectados, hasta llegar a una recuperación máxima de 71.6% (8.4% de recuperación adicional de aceite) del aceite original in situ.

Después de inyectar 3.6 PV de Agua de mar 0.1, se observaron elevadas R_{wo} de 18.3, mientras que el pH del efluente se mantuvo relativamente constante y no se observó migración de partículas finas.

Posteriormente, el núcleo fue limpiado y saturado con agua de mar, para ser inyectado con 65 PV de solución de cloruro de sodio de 35,000 [ppm], con el motivo de probar la inyección de agua de baja salinidad posterior a la remoción de los iones divalentes de la roca. Al final de la prueba se observó la migración de partículas finas y un daño significativo al núcleo; además de un incremento significativo en el pH del efluente.

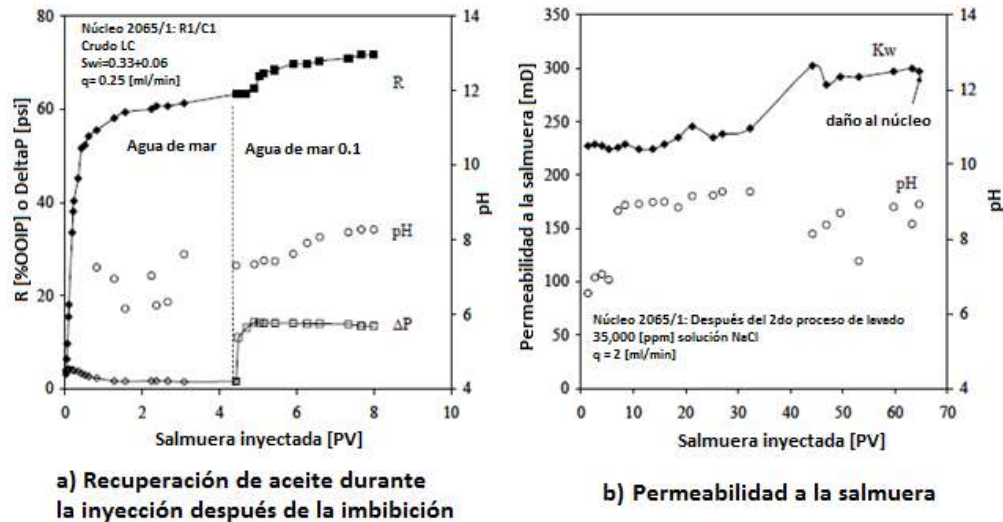


Fig. 5.51. Recuperación de aceite durante la inyección, y permeabilidad a la salmuera del Núcleo 2065/1. (Nina Loahardjo, Xina Xie, Peigui Yin & Norman R. Morrow, 2007)

5.10.1.1.2 Recuperación Secundaria por inyección de agua de mar – Núcleos 2060/4, 2060/1 y 2065/3B

La recuperación de aceite obtenida mediante la inyección de agua de mar se muestra en la **Fig. 5.52a** para el Núcleo 2060/4 R1/C1 y el Núcleo 2060/1 R1/C1, en donde las curvas de recuperación muestran una tendencia consistente para este tipo de inyección.

Por otra parte, el Núcleo 2065/3B fue restaurado con aceite WP y agua de mar con una $S_{wi} = 10.5\%$. Posteriormente se inyectó agua de mar en etapa secundaria, obteniéndose una recuperación de 64.5% de aceite original in situ.

Después de esta prueba, el núcleo volvió a ser saturado con aceite WP y agua de mar hasta una saturación de agua inicial de 11.2%. El inyectar agua de mar de nueva cuenta produjo una recuperación de 69.1% del aceite original in situ, en comparación con el 64.5% obtenido en la inyección anterior.

Tang & Morrow (1999) mostraron que la inyección cíclica de agua puede alterar la recuperación de aceite, de tal manera que este comportamiento puede afectar los beneficios obtenidos por la inyección de agua de baja salinidad.

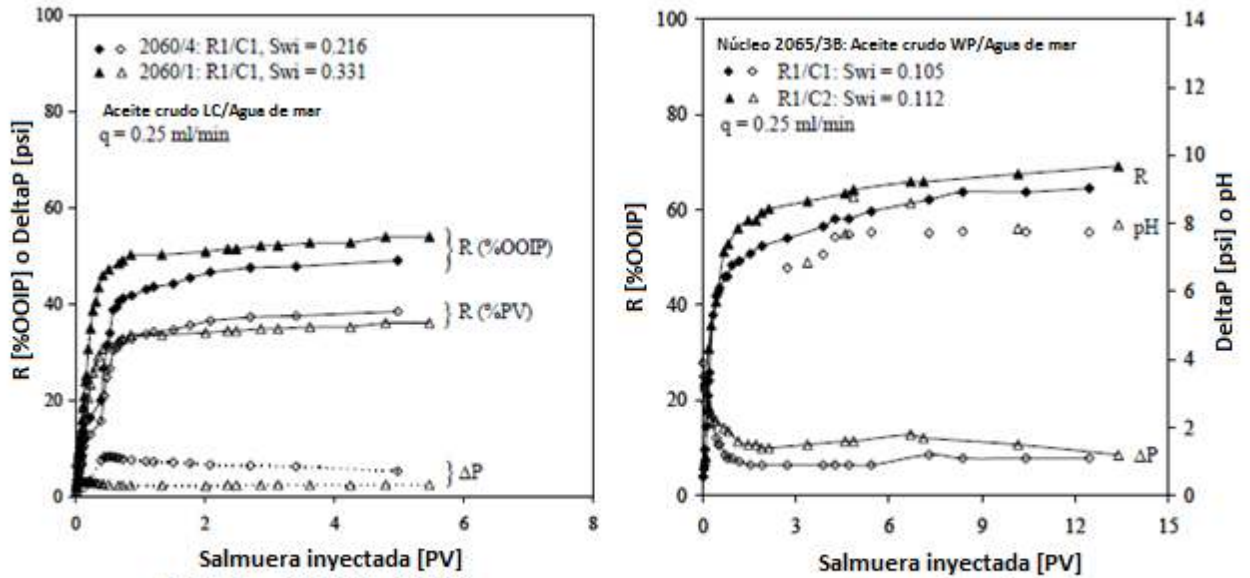


Fig. 5.52. Recuperación de aceite en etapa secundaria por inyección de agua de mar. (Nina Loahardjo, Xina Xie, Peigui Yin & Norman R. Morrow, 2007)

5.10.1.1.3 Núcleo 2060/4

Se llevaron a cabo siete restauraciones en total para éste núcleo (Tabla 5.22), sin identificarse variaciones importantes en la permeabilidad al gas después de ellas. Adicionalmente en las primeras cinco se utilizó aceite del tipo LC, mientras que en las últimas dos restauraciones se utilizó aceite WP.

Para este núcleo se estudió el efecto en la recuperación de aceite durante la inyección de salmuera diluida en etapa secundaria durante las primeras 3 pruebas, para lo cual el núcleo fue restaurado tras cada una de ellas como se muestra en la Fig. 5.53a.

Los beneficios de la inyección de agua de baja salinidad se observan claramente, obteniéndose recuperaciones incrementales con cada reducción sucesiva en la salinidad. Sin embargo se cree que para la prueba R3/C3 (agua de mar 0.01), la recuperación de 80% del aceite original in situ fue resultado de la exposición previa del núcleo al agua de baja salinidad durante la prueba R2/C2, demostrando así la alteración progresiva en las características y propiedades del núcleo tras cada prueba de inyección de agua de baja salinidad.

El pH del efluente para cada una de las pruebas se mantuvo relativamente constante. Además, la inyección de agua de mar mostró la caída más grande en la ΔP y el valor más pequeño de ΔP ; mientras que la inyección de agua de mar 0.01 mostró el máximo valor de ΔP y la menor caída en la ΔP .

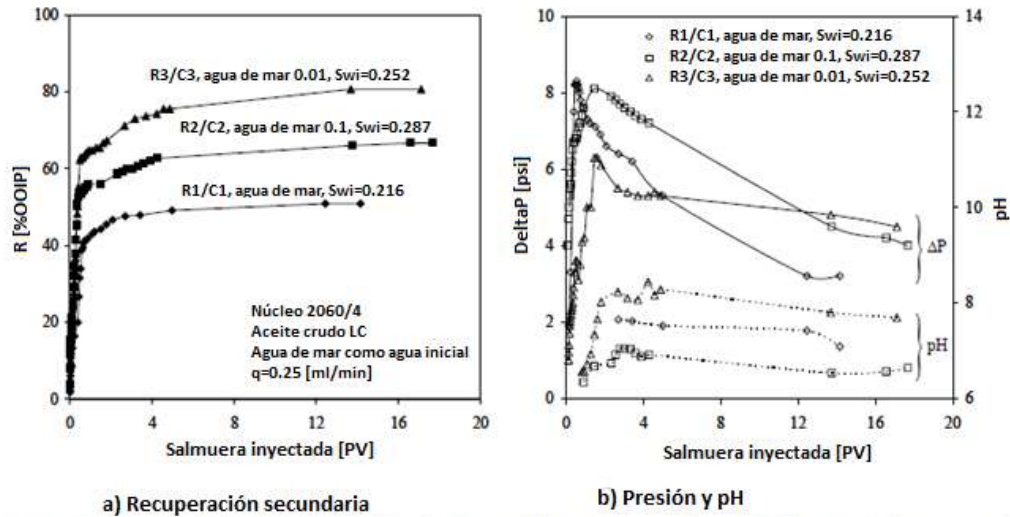


Fig. 5.53. Efecto de la salinidad de la salmuera en la recuperación en etapa secundaria para el núcleo 2060/4. (Nina Loahardjo, Xina Xie, Peigui Yin & Norman R. Morrow, 2007)

Para la prueba R4/C4 se estudió la inyección de agua en etapa terciaria inyectando agua de mar, agua de mar 0.1 y agua de mar 0.01 secuencialmente (Fig. 5.54a). En esta prueba, de nueva cuenta se demostró la alteración de las propiedades del núcleo debido a la realización de experimentos anteriores, aún cuando el núcleo fue restaurado, ya que la inyección de agua de mar dio lugar a una recuperación final de 75.3%, un 24% mayor que aquella obtenida en la prueba R1/C1.

Las inyecciones de baja salinidad posteriores a la inyección de agua de mar no parecieron aportar algún incremento en la recuperación con respecto a la inyección de agua convencional. Solamente se observaron incrementos en la ΔP , mientras que el pH se mantuvo neutral en las pruebas.

Para la prueba R5/C5 (Fig. 5.54b), la saturación inicial de agua fue de 33.5% y no pudo ser reducida tras inyectar aceite. Posteriormente el núcleo fue inyectado secuencialmente con soluciones de cloruro de sodio a 35,000 [ppm], 3,500 [ppm] y 350 [ppm].

La recuperación final tras la inyección secuencial de salmueras fue de 77.9%. Y aunque en un principio la recuperación con la inyección de solución de NaCl a 35,000 [ppm] fue menor que con la inyección de agua de mar (Prueba R4/C4, Figura 5a), después de la inyección de soluciones de NaCl de menor concentración, la recuperación fue similar entre R5/C5 y R4/C4.

Cada vez que la salinidad de la solución de NaCl era reducida, la recuperación adicional de aceite fue acompañada por un incremento en la ΔP . De hecho un examen microscópico del aceite producido mostró la presencia de pequeñas gotas de agua formando una emulsión.

El pH de la efluente incrementó de 6.5 a 9.3 (Fig. 5.54b) y a diferencia de la prueba en el Núcleo 2065/1 no se observó daño significativo al núcleo.

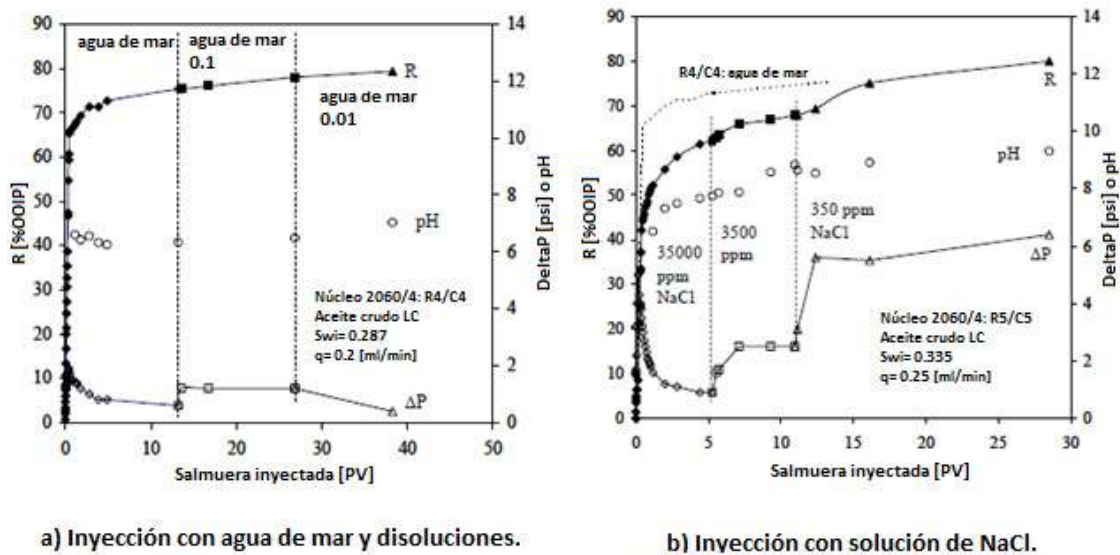


Fig. 5.54. Respuesta a la reducción secuencial de salinidad para el Núcleo 2060/4. (Nina Loahardjo, Xina Xie, Peigui Yin & Norman R. Morrow, 2007)

Con fines comparativos, la prueba R6/C6 se llevó a cabo utilizando aceite WP, el cual al ser de mayor viscosidad permitió saturaciones de agua inicial menores. Después de la inyección de agua de mar la inyección con agua con 1,500 [ppm] no mostró beneficios adicionales, además de que no se observaron cambios importantes en la ΔP y pH del efluente (Fig. 5.55a).

Para la prueba R6/C7 (Fig. 5.55b) se llevó a cabo una inyección cíclica en donde la recuperación secundaria con aceite WP para agua de mar fue menor que en la prueba R6/C6; y la salmuera de 1,500 [ppm] no mostró beneficios adicionales en la recuperación.

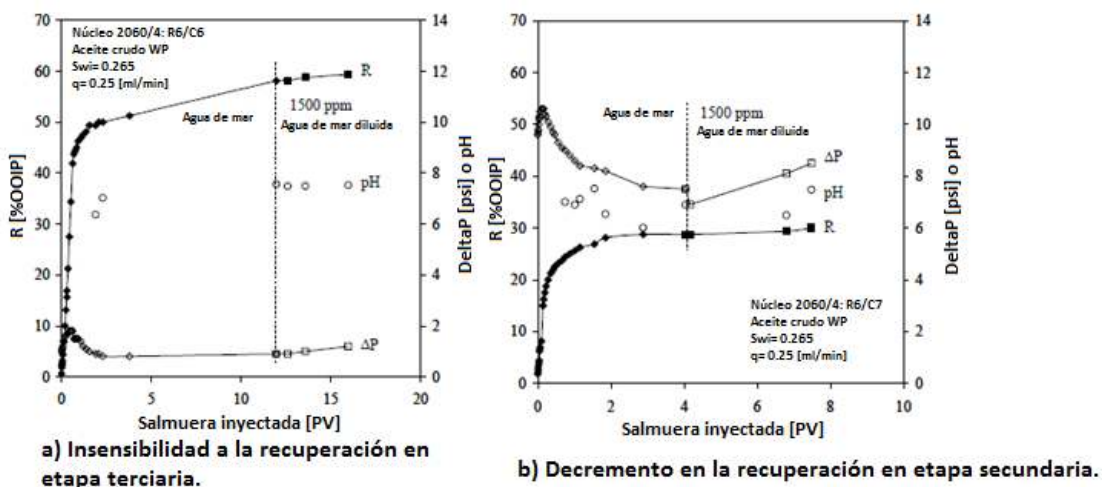


Fig. 5.55. Ciclos consecutivos después de 6 restauraciones en el Núcleo 2060/4. (Nina Loahardjo, Xina Xie, Peigui Yin & Norman R. Morrow, 2007)

Por lo tanto después de 6 restauraciones el Núcleo 2060/4 dio bajas recuperaciones secundarias y no respondió a la inyección en etapa terciaria de salmuera diluida.

Para la prueba R7/C8 (Fig. 5.56a) la inyección de agua de mar en un núcleo saturado con aceite WP dio una recuperación final de 56% del aceite original in situ, sin embargo en este caso se probó el resultado de inyectar agua después de un cese de inyección de 3 días. La inyección de agua adicional produjo una recuperación de 12% adicional de aceite.

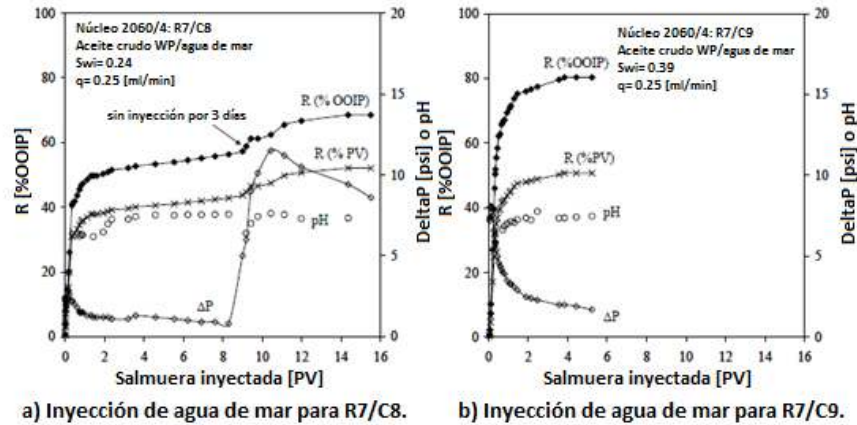


Fig. 5.56. Recuperación de aceite por inyección de agua de mar después de la séptima restauración (el núcleo comenzó a fracturarse). (Nina Loahardjo, Xina Xie, Peigui Yin & Norman R. Morrow, 2007)

5.10.1.1.4 Núcleo 2060/1

En total se llevaron a cabo tres restauraciones y ciclos asociados a ellas en este núcleo. Se utilizó crudo LC para la primera restauración y crudo WP para la segunda y tercera restauraciones.

Dos inyecciones mostradas en la Fig. 5.57 fueron llevadas a cabo para verificar el cambio en la recuperación de aceite por inyección de agua de mar y posteriormente de salmuera diluida. Para todos los casos de inyección de agua de baja salinidad en la prueba R1/C1 (Fig. 5.57a) se mostró un incremento en la recuperación de aceite conforme la salinidad del agua inyectada fue reduciendo.

Así mismo se observó un incremento dramático en la ΔP al cambiar de inyección de agua de mar a agua de mar 0.1 de 2.4 – 27 [psi], para posteriormente estabilizarse en 12 [psi] durante el resto de la prueba. El pH se mantuvo neutral durante la duración del experimento.

Para la prueba R1/C2 (Fig. 5.57b) se inyectó agua de mar para eliminar cualquier remanente de agua de baja salinidad para posteriormente inyectar aceite LC. En este caso, la recuperación para R1/C2 por inyección de agua de mar fue excepcionalmente alta (84.8% del aceite original in situ) en comparación con R1/C1.

Sin embargo, tanto en R1/C1 como en R1/C2 las recuperaciones finales de aceite fueron similares.

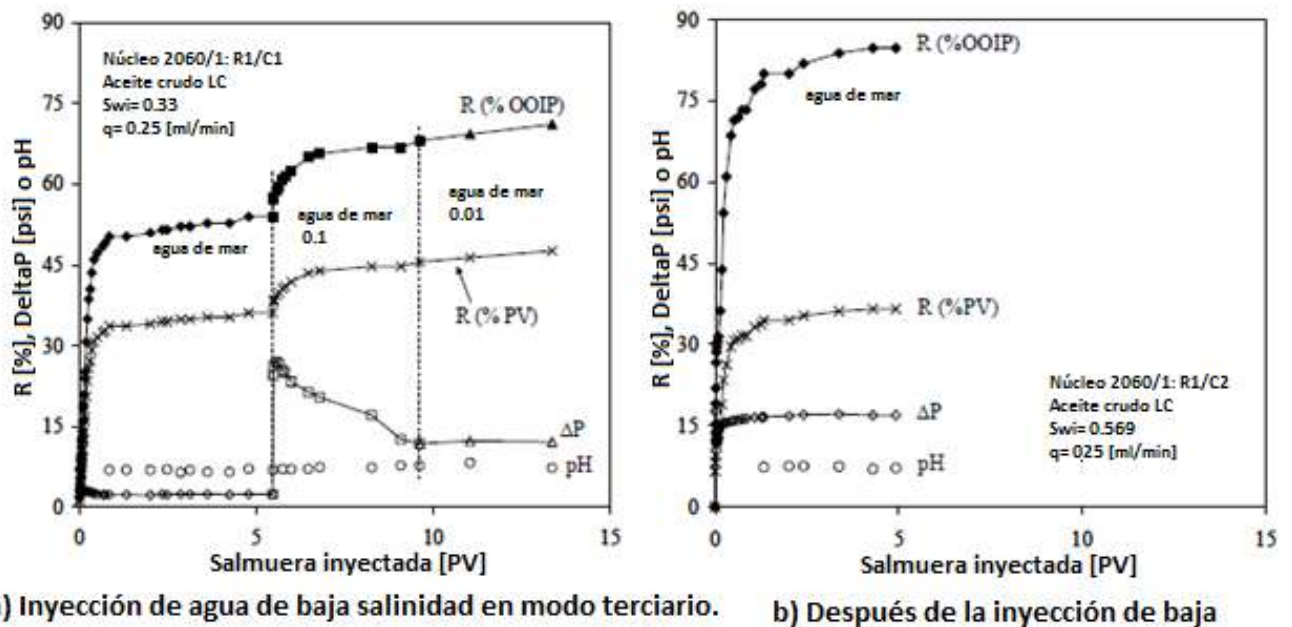


Fig. 5.57. Respuesta a la reducción secuencial de salinidad. (Nina Loahardjo, Xina Xie, Peigui Yin & Norman R. Morrow, 2007)

Para R2/C3 la permeabilidad a la salmuera del núcleo después de la restauración aumentó de 81 [mD] a 103 [mD], así como también se observaron partículas finas en la efluente de la restauración.

En este caso se utilizó aceite WP y se alcanzó una saturación de agua inicial del 28%. La recuperación por inyección de agua de mar fue del 55.5% del aceite original in situ, adicionándose un 11% (66.5% del aceite original in situ) de recuperación por inyección de agua de mar con diluida a 1,500 [ppm] (Fig. 5.58a).

Para R3/C4 (Fig. 5.58b) se obtuvo una recuperación de 62.9% del aceite original in situ por inyección de agua de mar, mientras que el inyectar agua de mar diluida a 1,500 [ppm] produjo una recuperación final de 73.6%.

De esta manera la recuperación secundaria para R3/C4 fue más alta que en R2/C3, indicando que las propiedades de la roca después de la inyección de agua de baja salinidad no pueden ser restauradas mediante el lavado y posterior reañojamiento de la roca.

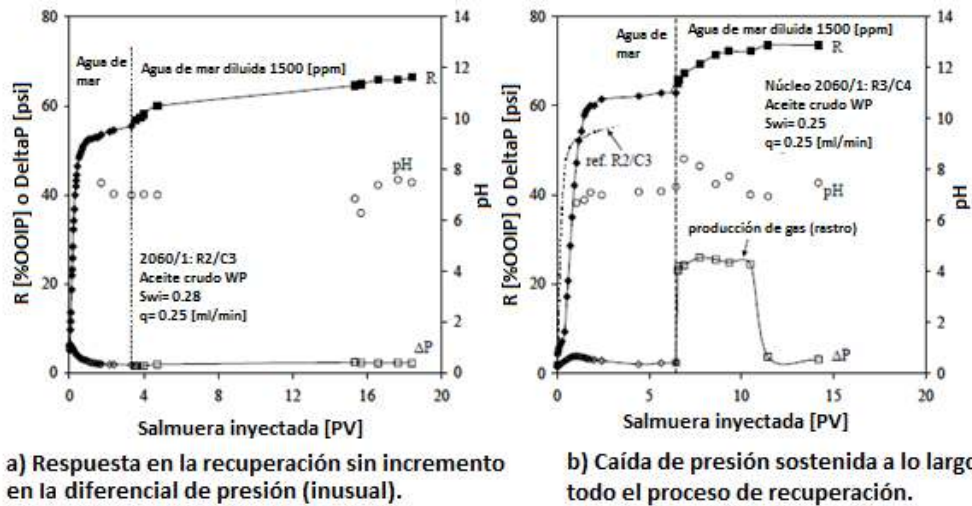


Fig. 5.58. Diferencias en la respuesta a la inyección de agua de baja salinidad en etapa terciaria. (Nina Loahardjo, Xina Xie, Peigui Yin & Norman R. Morrow, 2007)

5.10.1.1.5 Analogías con los yacimientos de Chicontepec

En la **Tabla 5.23** se muestra un análisis comparativo entre las características de los núcleos y condiciones a las que se llevaron a cabo los experimentos conducidos por Nina Loahardjo, Xina Xie, Peigui Yin & Norman R. Morrow (2007), con respecto a las características representativas de los yacimientos en la Cuenca de Chicontepec.

En este caso las conclusiones que pueden ser obtenidas a partir de la tabla anterior son:

- De los 5 núcleos sobre los cuales los autores condujeron las pruebas de inyección, son los Núcleos 2060/4 y 2065/1 los que muestran la mayor aproximación en cuanto a similitud de propiedades en general, con respecto a las mismas observadas en los yacimientos de la Cuenca de Chicontepec.
- La salinidad del agua congénita en las pruebas realizadas, parece concordar con la salinidad del agua congénita encontrada en los yacimientos de Chicontepec.
- Cualquier proceso de inyección de fluidos es altamente dependiente de la permeabilidad de la formación. En el caso de Chicontepec las grandes variaciones de permeabilidad a lo largo de la cuenca representan uno de los grandes retos a superar; sin embargo, tomando en consideración lo anterior, sería recomendable experimentar con la inyección de agua de baja salinidad en las formaciones cuyas propiedades petrofísicas resulten favorables para la inyección (AF y TAJ superiores).

Tabla 5.23. Análisis comparativo de los trabajos realizados en núcleos por Nina Loahardjo, Xina Xie, Peigui Yin & Norman R. Morrow (2007) vs. las características de los yacimientos de la Cuenca de Chicontepec.

	NÚCLEOS ANALIZADOS POR NINA LOAHARDJO, XINA XIE, PEIGUI YIN & NORMAN R. MORROW (2007)				CUENCA DE CHICONTEPEC
	NÚCLEO 2060/1	NÚCLEO 2060/4	NÚCLEO 2065/1	NÚCLEO 2065/3B	
MINERALOGÍA	Yacimiento de areniscas con contenido de cuarzo, esquistos y abundantes arcillas. La roca presenta una pobre selección de tamaño de grano y se encuentran cementados				Areniscas con intercalaciones de lutitas, altamente cementadas por calcita y dolomita en la porción inferior de la cuenca y pobremente cementadas en la porción superior
PERMEABILIDAD PROMEDIO AL GAS [mD]	394.6	479	461.7	885.7	464 (Cuerpo 70 del Pozo Coapechaca-595)
POROSIDAD [%]	27.4	26	27.6	20.0	0.2-14
SATURACIÓN DE AGUA [%]	0.331 (R1)	0.216 (R1)	0.330 (R1)	0.105 (R1)	-
PRESION INICIAL DE YACIMIENTO [kg/cm ²]	-	-	-	-	80-360
PRESION DE SATURACIÓN [kg/cm ²]	-	-	-	-	50-330
VISCOSIDAD DEL ACEITE [cp]	LC@60[°C] =18 WP@60[°C] =20.1				0.5-17
FACTOR DE VOLUMEN DE LA FORMACIÓN [bbl@cy/bbl@cs]	-	-	-	-	1.1621 (Agua Fría)
RGA EN SOLUCIÓN [pc@cs/bbl@cs]	-	-	-	-	-
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO [°C]	60	60	60	60	60-70
PROFUNDIDAD DE LA FORMACIÓN PRODUCTORA [m]	2060	2065.04	2064.04	2065.22	1150-1700
SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN [ppm]	35,493	35,493	35,493	35,493	38,525 (Agua Fría)

- En este caso, como se muestra en la **Tabla 5.23**, el Cuerpo 70 perteneciente a las formaciones superiores de Agua Fría y Coapechaca (**Fig. 5.18**), representa una zona de permeabilidad favorable en la Cuenca de Chicontepec. Por ello es que se toma el valor de la permeabilidad al gas de esta formación como parámetro base.
- A pesar de que las muestras sobre las cuales se condujeron los experimentos, fueron obtenidas a una profundidad mayor, que la observable en los yacimientos de la Cuenca de Chicontepec, este factor resulta compensado por la temperatura promedio del yacimiento, la cual es aproximadamente de 60 [°C] para los casos observables tanto en los Núcleos 2060/4 y 2065/1, y en los yacimientos de Chicontepec.

- Tang & Morrow (1999) mostraron que la inyección cíclica de agua en núcleos puede alterar la recuperación de aceite, debido a la modificación de sus propiedades por las inyecciones previas. Por lo tanto los experimentos realizados en núcleos restaurados repetidamente tenderán a mostrar resultados poco fiables.
- Utilizando los valores de la **Tabla 5.22** como referencia y tomando en cuenta la información del punto anterior, se puede observar que la inyección en etapa secundaria parece ofrecer un factor de recuperación final similar a aquel obtenido cuando la inyección de agua de baja salinidad se realiza en etapa terciaria.
- Recordemos la información vertida en el **Apartado 5.9.1** de este trabajo, en el cual se concluye que **“la inyección de agua sin tratamiento al yacimiento causará el taponamiento del intervalo de inyección”**. De esta manera, la inyección de agua de baja salinidad en etapa secundaria resulta la única opción viable.
- De mayor importancia para el factor de recuperación final resulta la salinidad del agua inyectada, ya que utilizar agua con una salinidad de 350 [ppm] permitió obtener una recuperación final 10% mayor que aquella obtenida con agua de una salinidad de 3,500 [ppm].

5.10.1.2 M. Cissokho, S. Boussour, Ph. Cordier, H. Bertin & G. Hamon. (2009) ^[37]

En este documento se presentan experimentos realizados sobre la inyección en etapas secundaria y terciaria de agua de baja salinidad sobre areniscas provenientes de afloramientos. Dichas areniscas contienen un porcentaje de arcillas del 9.2%, pero sin contenido de caolinita, arcilla a la cual se le atribuye un fuerte potencial para el Intercambio Iónico Multicomponente (MIE).

Cada uno de los experimentos realizados se basa en un procedimiento de 3 pasos en los cuales la caída de presión, pH, composición de la salmuera y recuperación de aceite son monitoreados.

- En primer lugar el núcleo es saturado con salmuera de alta salinidad a temperatura ambiente hasta que se alcanza el equilibrio (cuando la caída de presión y el pH son constantes; alcanzando el intercambio iónico máximo).
- Posteriormente la saturación inicial de agua es determinada saturando el núcleo de aceite.
- Se sigue un proceso de añejamiento.
- Después se inyecta salmuera de alta salinidad seguido de una inyección de agua de baja salinidad en el caso de un experimento en etapa terciaria; o bien, se inyecta directamente agua de baja salinidad para un experimento en etapa secundaria.

5.10.1.2.1 Medio poroso

Se utilizaron muestras de núcleos consolidadas provenientes del mismo afloramiento, el cual es referido como DU3. Dichas muestras son de 7 [cm] de longitud y 4 [cm] de diámetro.

La permeabilidad al gas tiene un rango de 398 – 825 [mD]; mientras que la porosidad, calculada por diferencia de masa, se encuentra entre el 16.4 – 21.5 [%].

El análisis mineralógico muestra que las areniscas contienen un porcentaje de arcillas del 9.2% incluyendo 3.2% de clorita, 4% de moscovita, 2% de illita y arcillas interestratificadas.

La **Tabla 5.24** y la **Tabla 5.25** muestran la composición mineralógica y molecular de los núcleos DU3/A y DU3/0, obtenidos de los bloques A y 0, respectivamente. La **Tabla 5.26** sintetiza las propiedades físicas de todas las muestras empleadas en este estudio.

Tabla 5.24. Composición mineralógica de las muestras de núcleos.

Muestra	Cuarzo	Albita	Microclina	Calcita	Apatita	Anatasa	Muscovita	Clorita	Illita
DU3/A	54.4	34	-	0.5	0.2	0.6	-	2.5	7.7
DU3/0	60.9	28	1.0	0.2	0.1	0.5	4.0	3.2	2.0

Tabla 5.25. Composición molecular de las muestras de los núcleos.

Muestra	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Na ₂ O	K ₂ O	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	MgO	CaO	P ₂ O ₅	MnO	SO ₃	BaO	SrO
DU3/A	82.49	9.26	3.76	0.82	1.06	0.6	0.43	0.57	0.08	0.03	0.01	0.01	0.01
Du3/0	83.1	9.18	3.56	0.96	0.96	0.51	0.5	0.26	0.06	0.01	-	-	-

Tabla 5.26. Propiedades petrofísicas de las muestras de núcleos.

Muestra	K _g [mD]	K _w (salmuera #H) [mD]	φ [%]	PV [ml]
DU3/0/1	704	330	19.33	17
DU3/0/2	825	419	20.5	18.1
DU3/0/3	600	130	17.4	15.3
DU3/0/4	553	232	18.1	16.0
DU3/0/5	681	139	16.4	14.3
DU3/A/3	467.6	54.8	21.5	18.9
DU3/A/4	426.1	109.0	19.2	17.1
DU3/A/5	398.7	75.6	19.9	17.5
DU3/A/6	467.9	81.6	19.3	16.9
DU3/D/7	790.3	---	19.4	17.1
DU3/D/9	796.6	385.3	18.7	16.5

5.10.1.2.2 Salmueras

Se utilizó una salmuera sintética de alta salinidad (50 [g/l]) como agua congénita para todas las pruebas. Dicha salmuera es denominada #H estando compuesta en un 90%_w de cloruro de sodio y 10%_w de cloruro de calcio.

La salmuera #1 (1 [g/l]) compuesta por un 95%_w de cloruro de sodio y 5%_w cloruro de calcio fue la solución de baja salinidad más utilizada. Adicionalmente las salmueras #10l, #5l, #2.5l y #0.1l con concentraciones de sal de 10, 5, 2,5 y 0.1 veces la concentración de la salmuera #1 respectivamente también fueron empleadas.

Dos salmueras más de baja salinidad fueron utilizadas también como salmueras de invasión: la salmuera #b (1 [g/l] solo NaCl) y la salmuera #m (1 [g/l] con 95%_w NaCl, 3.75%_w MgCl₂ y 1.25%_w CaCl₂)

En la **Tabla 5.27** se muestran las composiciones y concentraciones de cada salmuera.

Tabla 5.27. Concentración y composición de las salmueras.

Salmueras	Concentración [g/l]	NaCl [%w]	CaCl ₂ [%w]	MgCl ₂ [%w]
#H	50	90	10	-
#l	1	95	5	-
#10l	10	95	5	-
#5l	5	95	5	-
#2.5l	2.5	95	5	-
#0.1l	0.1	95	5	-
#b	1	100	-	-
#m	1	95	3.75	1.25

5.10.1.2.3 Aceite

Se utilizó un aceite crudo denominado como Aceite A para todas las pruebas. Su viscosidad y densidad fue de 5.42 [cP] y 835.4 [kg/m³] @ T = 35 [°C] respectivamente.

Su Número de Acidez Total (TAN) y el Número de Basicidad Total (TBN) fue de 0.17 y 0.95 [mg*KOH/g] de aceite respectivamente.

Este aceite contiene 2.3%_w de asfaltenos de pentano. Además el análisis SARA estableció un aceite compuesto por un 58.2% de saturados, 31.4% de aromáticos y 10.4% de componentes polares.

5.10.1.2.4 Experimentos de dos fases

La saturación de agua inicial (S_{wi}) fue establecida a temperatura ambiente para las muestras utilizadas en inyecciones de agua en etapas secundaria y terciaria, antes del proceso de añejamiento.

Con el propósito de obtener bajas saturaciones de agua iniciales (S_{wi}) se tuvo que hacer uso de aceite parafínico con una mayor viscosidad que el Aceite A. Para la preparación del núcleo la dirección de flujo durante la inyección de aceite fue generalmente de manera inversa a la dirección utilizada durante la inyección de agua, esto con el fin de prevenir los gradientes de saturación de agua.

Posteriormente, se midió la permeabilidad al aceite del núcleo a la saturación de agua inicial, para después permitir que los núcleos se añejaran por un periodo de 15 días a la temperatura requerida (60 o 90 [°C]), a una presión de confinamiento de 4 [bar].

Al finalizar el proceso de añejamiento, el aceite crudo fue reemplazado por crudo fresco y se midió la permeabilidad al aceite nuevamente.

El gasto de inyección, q , para las pruebas en etapas secundaria y terciaria, fue de 5 [ml/h]. Al mismo tiempo, durante cada una de las pruebas, se monitoreó la producción de aceite; así como la evolución a través de la prueba de los siguientes parámetros: caída de presión, tiempo de irrupción, pH y composición iónica del efluente.

5.10.1.2.5 Efectos de la composición y concentración de la salmuera

El análisis de dispersión efectuado al núcleo DU3/0/1 permitió determinar que se trataba de una muestra bastante homogénea. Además se demostró que el efecto de intercambio iónico aún se encontraba activo después de 3 PV de salmuera inyectada, indicando que los beneficios de la inyección de agua de baja salinidad continúan aún con una producción de agua elevada.

Posteriormente se llevaron a cabo 3 experimentos a una temperatura $T = 35$ [°C], los cuales permitieron confirmar la recuperación adicional de aceite cuando se inyecta salmuera de baja salinidad en etapa terciaria.

En la **Fig. 5.59a** y la **Fig. 5.59b** se muestra la recuperación de aceite, pH y ΔP obtenidos durante la inyección de salmuera #H en etapa secundaria y salmuera #1 en etapa terciaria.

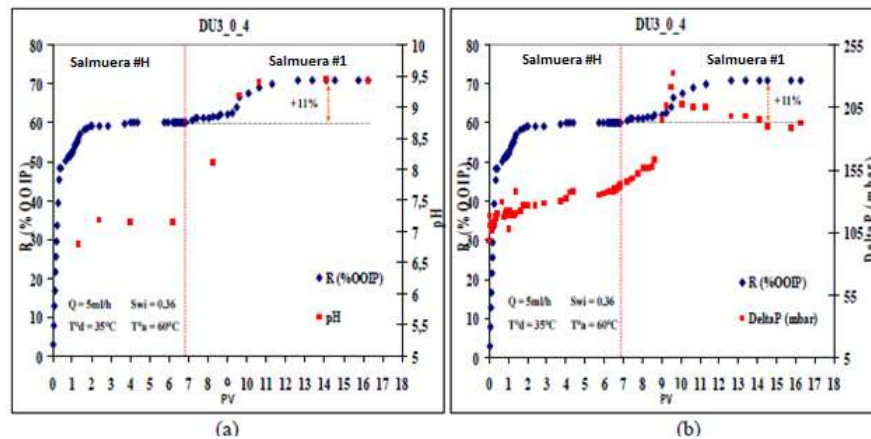


Fig. 5.59. Evolución de la recuperación de aceite, pH y caída de presión durante el experimento en etapa terciaria, en el Núcleo DU3/0/4. (M. Cissokho, S. Boussour, Ph. Cordier, H. Bertin & G. Hamon., 2009)

Se observó un incremento adicional del 11% en la recuperación del aceite original in situ al inyectar salmuera #1 después de la inyección de salmuera #H, produciéndose una elevada ΔP y un elevado pH tan pronto la salmuera #1 fue inyectada.

En la **Fig. 5.60a** y **Fig. 5.60b** se muestran resultados similares al inyectar salmuera #1 en etapa terciaria, observándose un incremento del 10.5% en la recuperación de aceite con fuertes incrementos en la ΔP y pH del efluente.

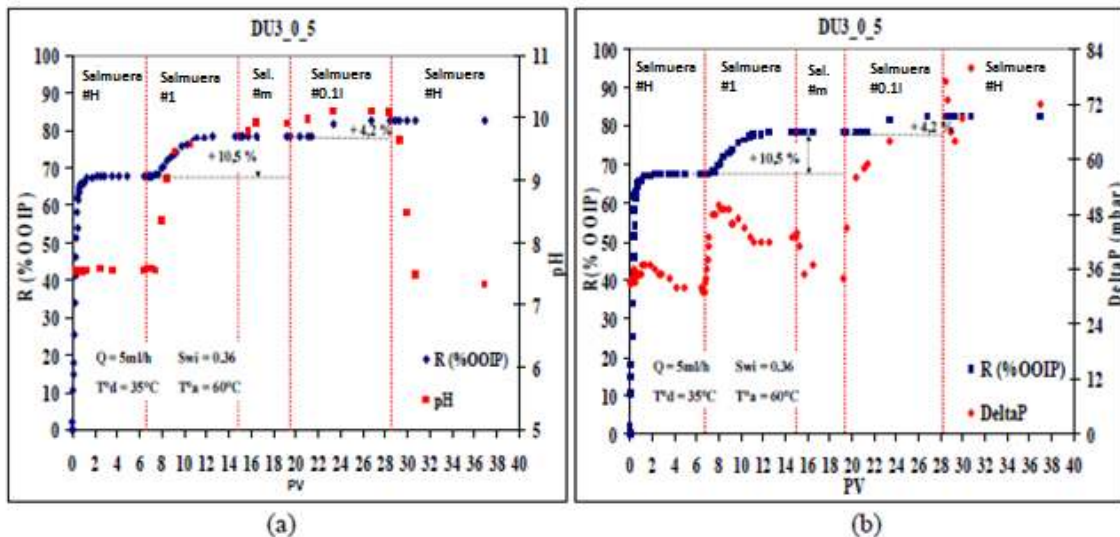


Fig. 5.60. Evolución de la recuperación de aceite, pH y caída de presión durante la recuperación en etapa terciaria del experimento, en el núcleo DU3/0/5. (M. Cissokho, S. Boussour, Ph. Cordier, H. Bertin & G. Hamon., 2009)

En este mismo experimento después de la inyección de salmuera #1 se continuó con la inyección de salmuera #m, la cual no produjo recuperación adicional.

El inyectar salmuera #0.1l después de la inyección de salmuera #m produjo una recuperación adicional del 4.2% de aceite.

Posteriormente se volvió a inyectar salmuera #H, observándose una reducción en el pH del efluente a sus valores iniciales. Sin embargo no se observó recuperación adicional del aceite.

La **Fig. 5.61a** y la **Fig. 5.61b** muestran un procedimiento experimental diferente en el cual después de la inyección con salmuera #H se inyectaron de manera escalonada las salmueras #10l, #5l, #2.5l y #1.

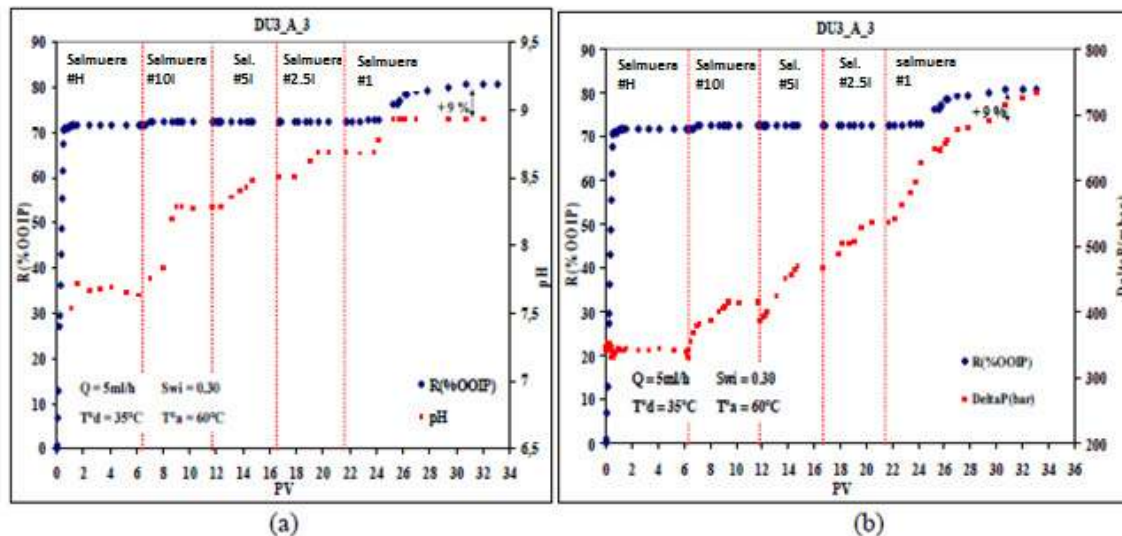


Fig. 5.61. Evolución de la recuperación de aceite, pH y caída de presión durante la inyección en etapa terciaria con disoluciones sucesivas, en el Núcleo DU3/A/3. (M. Cissokho, S. Boussour, Ph. Cordier, H. Bertin & G. Hamon., 2009)

En este caso no se observó recuperación adicional, hasta que se inyectó la salmuera #1, produciendo un recuperación de 9% adicional de aceite. Sin embargo, es importante mencionar que la ΔP y pH se incrementaron conforme se reducía la salinidad de inyección, aunque no representara un incremento en la recuperación.

Lo anterior sugiere que no existe una relación directa entre ΔP y pH, con respecto a la recuperación de aceite, o bien, que existe un valor umbral de pH y salinidad en el agua inyectada, que debe ser alcanzado para comenzar a mostrar resultados en la recuperación de aceite.

En la Fig. 5.62a, Fig. 5.62b y en la Fig. 5.63 se muestra el experimento de inyección en etapa secundaria, de agua de baja salinidad, con la inyección de manera inicial de salmuera #1 seguida de la inyección de salmuera #0.1l.

Aunque los resultados fueron similares a los obtenidos en las pruebas anteriores, el objetivo de esta prueba era demostrar que aún cuando las areniscas no contienen caolinita, era posible obtener mejoras en la recuperación de aceite. Es importante mencionar que las arcillas juegan un papel importante en la recuperación de aceite por inyección de agua de baja salinidad; sin embargo, el contenido de caolinita de acuerdo a la prueba realizada no resulta prioritario.

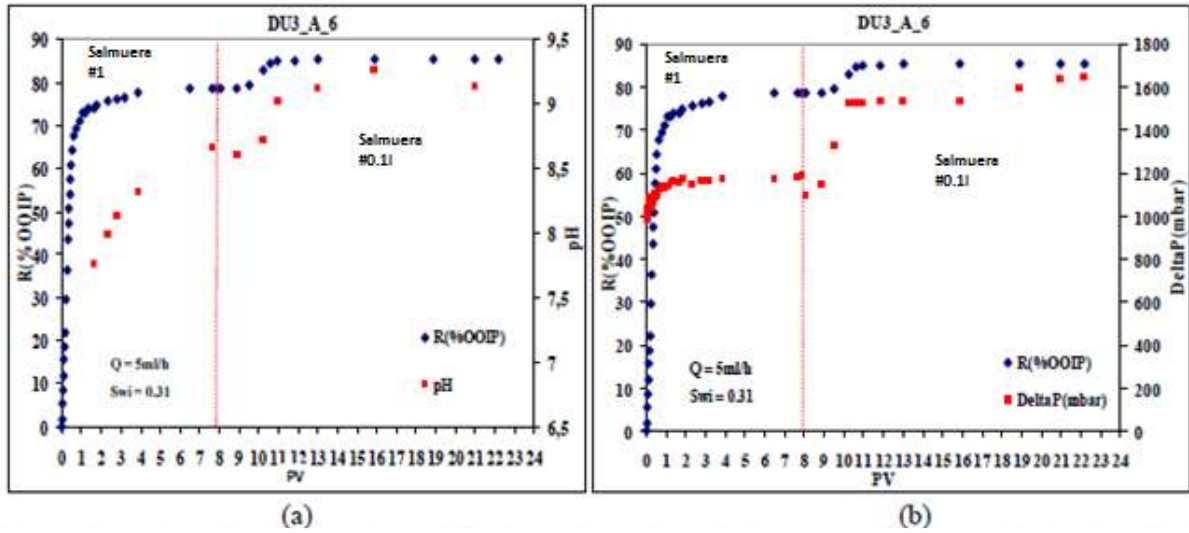


Fig. 5.62. Evolución de la recuperación de aceite, pH y caída de presión durante la inyección en etapa terciaria, en el Núcleo DU3/0/5. (M. Cissokho, S. Boussour, Ph. Cordier, H. Bertin & G. Hamon., 2009)

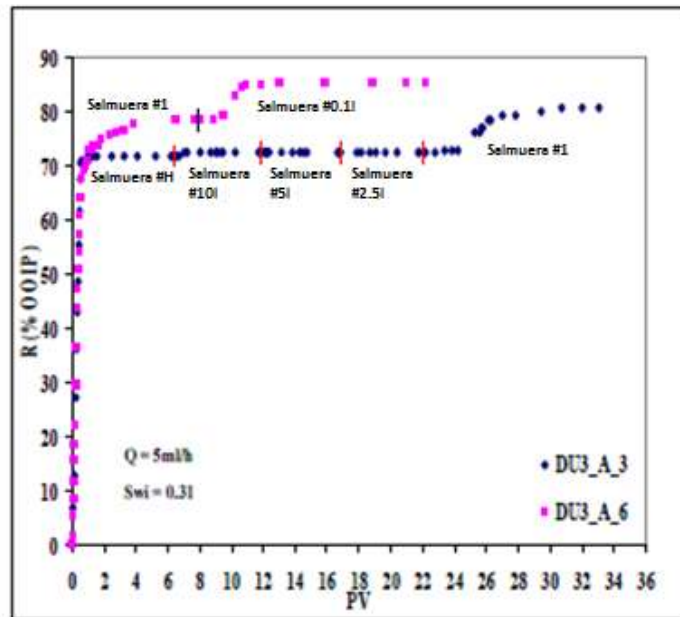


Fig. 5.63. Comparación de recuperación de aceite en los experimentos, tanto en etapas secundaria como terciaria. (M. Cissokho, S. Boussour, Ph. Cordier, H. Bertin & G. Hamon., 2009)

Además, se demostró que para una determinada concentración de salmuera, el resultado en la recuperación final de aceite obtenido durante la inyección de agua en etapas secundaria o terciaria era similar.

5.10.1.2.6 Dispersión durante la inyección

La **Fig. 5.64** muestra una gráfica de concentración relativa del efluente contra la inyección acumulada de salmuera. En el experimento de dos fases se observa que fue necesaria la inyección de 3 – 5 [PV] para que la salinidad del efluente correspondiera con la salinidad del agua inyectada.

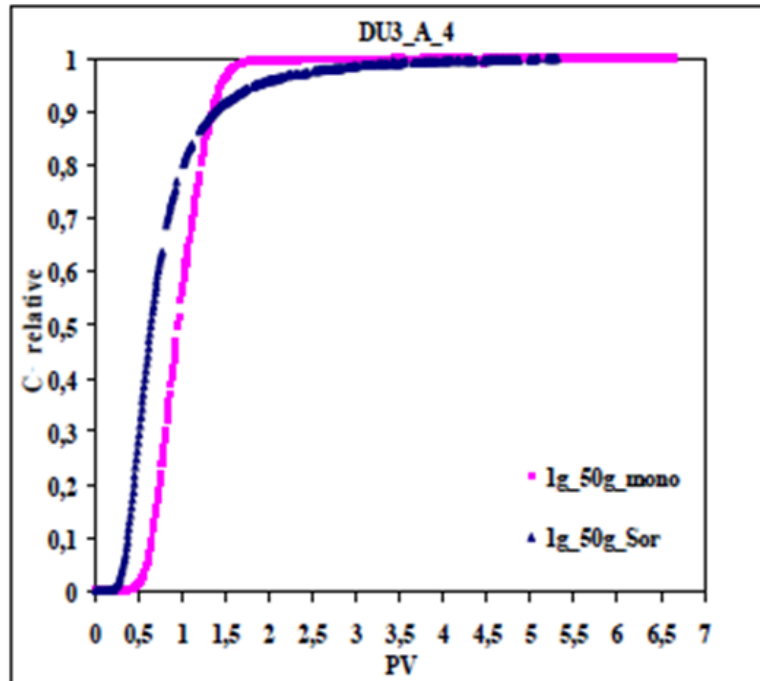


Fig. 5.64. Comparación de la S_{or} y dispersiones en una sola fase ($q = 5$ [ml/h]).
(M. Cissokho, S. Boussour, Ph. Cordier, H. Bertin & G. Hamon., 2009)

El incremento en la salinidad relativa del efluente fue progresivo demostrando así una fuerte dispersividad.

5.10.1.2.7 Efecto de la temperatura de desplazamiento

Los resultados presentados en la **Fig. 5.65** muestran que la recuperación final y el comportamiento después de la irrupción durante la inyección de agua de alta salinidad en etapa secundaria, son altamente dependientes de la temperatura.

Las relaciones de viscosidad μ_o/μ_w a 35 [°C], 60 [°C] y 90 [°C] fueron de 7.5, 6.4 y 5.4 respectivamente. Observándose que los mejores resultados de recuperación se obtienen a mayores temperaturas.

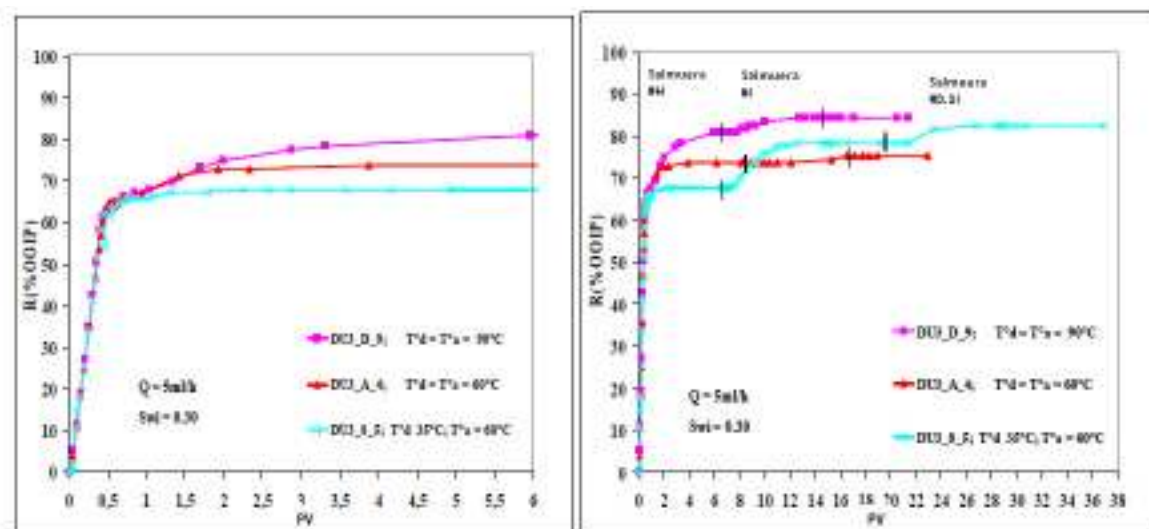


Fig. 5.65. Evolución en la recuperación de aceite durante los experimentos en etapa terciaria en los Núcleos DU3/0/5, DU3/A/4 y DU3/D/9, tomando diferentes temperaturas de desplazamiento. (M. Cissokho, S. Boussour, Ph. Cordier, H. Bertin & G. Hamon., 2009)

5.10.1.2.8 Analogías con los yacimientos de Chicontepec

En la **Tabla 5.28** se muestra el análisis comparativo de las características de los núcleos utilizados por M. Cissokho, S. Boussour, Ph. Cordier, H. Bertin, G. Hamon. (2009) en sus experimentos, con respecto a las características de los yacimientos de Chicontepec.

Una de las principales aportaciones del trabajo realizado por estos autores radica en demostrar que el contenido de caolinita, contrario a lo establecido por otros autores, no es un factor determinante para el éxito de una inyección de agua de baja salinidad.

Con esto no se quiere decir que el contenido de arcillas sea irrelevante, sino todo lo contrario. En el **Apartado 3.6.1.1** se establece que las arcillas son decisivas dentro del Intercambio Iónico Multicomponente (MIE) [****]. Solamente hay que recalcar que cada grupo de arcillas tiene un potencial distinto para el MIE, dependiendo básicamente del tamaño de su superficie, la concentración de siloxanos, del catión que los mantiene enlazados y de la propia estructura del mineral arcilloso.

Sin embargo, la importancia de la aseveración anterior, radica en que la caolinita no es el mineral arcilloso que presenta la mayor Capacidad de Intercambio de Cationes (CEC), sino la Montmorillonita (**Apartado 3.6.1.1.4.**)

De esta manera un yacimiento con alto contenido de arcillas con tendencia al hinchamiento, como lo es la montmorillonita, tiene una mayor superficie de intercambio de cationes. Esto, traducido en recuperación de aceite, en un yacimiento mojable por aceite, indica que esta arcilla puede liberar

**** Ver Referencias: Lectura adicional sobre el Intercambio Iónico Multicomponente (MIE) en arcillas.

una mayor cantidad de aceite por unidad de superficie en comparación a arcillas como la caolinita e illita cuya capacidad de intercambio es menor.

Chicontepec, precisamente, es un yacimiento en donde las tienen una presencia relevante para que ocurra el MIE, lo cual permitiría un incremento en la recuperación de aceite por el efecto de la inyección de agua de baja salinidad.

Otro factor importante mencionado por los autores es que la inyección en etapas secundaria o terciaria de agua de baja salinidad parece conducir a resultados de recuperación similares. Aunque la composición y concentración de la salmuera, y la temperatura del yacimiento tienen un papel aún más importante en la recuperación.

A mayor temperatura de yacimiento el beneficio de la inyección de agua de baja salinidad parece ser mayor, además de que la inyección de una salmuera multicationica parece otorgar mayores beneficios que una salmuera compuesta de un solo catión.

Tabla 5.28. Análisis comparativo de los trabajos realizados en núcleos por M. Cissokho, S. Boussour, Ph. Cordier, H. Bertin, G. Hamon. (2009) vs. las características de los yacimientos de la Cuenca de Chicontepec.

	NÚCLEOS DE AFLOARAMIENTO ANALIZADOS POR M. CISSOKHO, S. BOUSSOUR, PH. CORDIER, H. BERTIN, G. HAMON. (2009)		CUENCA DE CHICONTEPEC
	NÚCLEOS DU3/A	NÚCLEOS DU3/O	
MINERALOGÍA	Areniscas provenientes de afloramientos con un contenido de arcillas del 9.2% (incluyendo 3.2% de clorita, 4% de moscovita, 2% de illita y arcillas interestratificadas)		Areniscas con intercalaciones de lutitas, altamente cementadas por calcita y dolomía en la porción inferior de la cuenca y pobremente cementadas en la porción superior. Contenido de arcillas de 2% – 4%, principalmente illita y caolinita (Cuerpo 90 del Pozo Coapechaca-595)
PERMEABILIDAD PROMEDIO AL GAS[mD]	398.7-467.9	550-835	464 (Cuerpo 70 del Pozo Coapechaca-595)
POROSIDAD [%]	19	16-20	0.2-14
SATURACIÓN DE AGUA [%]	0.30	0.36	-
PRESION INICIAL DE YACIMIENTO [kg/cm ²]	Afloramiento	Afloramiento	80-360
PRESION DE SATURACIÓN [kg/cm ²]	-	-	50-330
VISCOSIDAD DEL ACEITE [cp]	5.42 @ 35 [°C]	5.42 @ 35 [°C]	0.5-17
FACTOR DE VOLUMEN DE LA FORMACIÓN [bbl@cy/bbl@cs]	Afloramiento	Afloramiento	1.1621 (Agua Fría)
RGA EN SOLUCIÓN [pc@cs/bbl@cs]	-	-	-
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO [°C]	35,60 o 90 (Dependiendo de la prueba)	35,60 o 90 (Dependiendo de la prueba)	60-70
PROFUNDIDAD DE LA FORMACIÓN PRODUCTORA [m]	Afloramiento	Afloramiento	1150-1700
SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN [ppm]	50,000	50,000	38,525 (Agua Fría)

Las conclusiones que pueden ser obtenidas a partir de la tabla anterior son:

- El contenido de arcillas es menor en algunas formaciones de Chicontepec, pero recordemos que la caolinita es una de las arcillas con mayor potencial para el MIE. De esta manera, un menor contenido de arcillas puede ser compensado con arcillas de “mejor calidad” para el MIE.
- La permeabilidad en las zonas de mejor calidad en Chicontepec concuerda con la permeabilidad de los núcleos utilizados con las pruebas. Esto favorece la probabilidad de aumentar la recuperación de aceite por inyección de agua de baja salinidad, con resultados similares a los obtenidos por los autores de los experimentos anteriormente mostrados.
- La temperatura es otro factor favorable que se presenta en los yacimientos de la Cuenca de Chicontepec. Los datos mostrados en la **Fig. 5.65** evidencian que a mayor temperatura de yacimiento la recuperación final de aceite por inyección de agua de baja salinidad son mayores.
- El anterior punto será complementado con los experimentos de Rivet (2009) que se muestran en el siguiente apartado. Veremos que al parecer existe un rango de temperaturas dentro de los cuales la inyección de agua de baja salinidad parece ser efectiva. En el caso de Chicontepec, sus yacimientos tienen una temperatura promedio dentro de ese rango.
- La salinidad del agua congénita es el dato que presenta mayor variación, pero de acuerdo a los experimentos anteriormente mostrados, y los que veremos a continuación, la salinidad no parece ser un factor decisivo sobre la recuperación de aceite.

5.10.1.3 “Desplazamiento de Aceite en Núcleos, con Salmuera de Baja Salinidad” [Rivet (2009)] ^[22]

De acuerdo con el autor del trabajo, realizado en la Universidad de Texas en Austin para obtener el grado de Maestría en Ingeniería, la inyección de agua de baja salinidad es una tecnología en desarrollo de Recuperación Mejorada de Aceite, a pesar de la extensa investigación llevada a cabo.

El autor complementa diciendo que los mecanismos responsables son pobremente entendidos y que la reproducibilidad de los resultados obtenidos en la literatura es puesta en duda. Aún así, la inyección de agua de baja salinidad luce prometedora, debido a que puede aportar importantes

incrementos en la recuperación de aceite debido a su bajo costo y simpleza, con respecto a otras tecnologías de recuperación mejorada.

En ese trabajo se estudia el efecto de la inyección de agua de baja salinidad sobre la recuperación de aceite, la saturación residual de aceite y la permeabilidad relativa. Para lo cual se llevaron a cabo cuatro experimentos utilizando nueve salmueras y tres aceites:

- Inyección en serie en núcleos Berea
- Inyecciones en paralelo en núcleos Berea
- Inyecciones en serie en núcleos de Yacimiento B
- Inyecciones en serie en núcleos de Yacimiento C

Las principales diferencias entre ese trabajo y los realizados anteriormente son las siguientes:

1. Los experimentos en serie fueron llevados a cabo en el mismo núcleo, realizando las inyecciones una tras otra, con el fin de eliminar la posibilidad de variaciones naturales entre los núcleos. Las cuales podrían ser responsables de importantes contrastes entre los resultados obtenidos de la inyección de agua de alta y baja salinidad.
2. Los experimentos en paralelo fueron llevados a cabo en núcleos separados del mismo yacimiento para evaluar el efecto de la inyección de salmueras de diferentes salinidades y composición catiónica. El utilizar núcleos separados permite evitar los resultados obtenidos por otros investigadores, como Tang & Morrow (1999), quienes mencionan que el inyectar salmuera de baja salinidad altera las propiedades del sistema aceite-roca-salmuera en inyecciones subsecuentes.

De esta manera se tendrá un núcleo nuevo para cada prueba, el cual no habrá sido alterado por inyecciones previas y permitirá obtener resultados de mayor objetividad.

3. En la mayoría de los experimentos mencionados en la literatura con respecto a la inyección de agua de baja salinidad se utilizan pequeños tapones de núcleo con medidas de 3 [pg] de longitud y 1 [pg] de diámetro.

En este trabajo se utilizan muestras con una longitud ≥ 11 [pg]. De esta manera al utilizar núcleos de mayor longitud se permiten mediciones de presión intermedias y se atenúan las incertidumbres en cuanto a las saturaciones de fluido debido a un volumen de poros mucho más grande.

De esta manera se cree que los resultados de estas pruebas son mucho más confiables que aquellos obtenidos hasta ese momento en la literatura.

Las observaciones más importantes de este estudio son que los beneficios de inyectar salmuera de baja salinidad son detectados únicamente en núcleos con un alto contenido de arcillas y a temperaturas entre 55 y 85 [°C]. Además se hace la observación de que inyectar agua de ultra baja

salinidad (<500 [ppm]) causó una severa afectación en la permeabilidad de los núcleos, mientras que inyectar agua de salinidad mayor a 1,000 [ppm] no causó alteraciones en la permeabilidad mientras no contuvieran cationes fuertes (alto potencial iónico).

Debido a que detallar un trabajo experimental tan extenso sería demasiado complejo, para fines de este trabajo de tesis solamente se tomarán en cuenta aquellos experimentos que produjeron una recuperación adicional durante la inyección de agua de baja salinidad.

De manera general y de acuerdo a lo mencionado en el documento todo beneficio en la recuperación por inyección de agua de baja salinidad se encontró acompañado de una reducción en la permeabilidad relativa al agua y un aumento de la permeabilidad relativa al aceite. Además se observó una dramática y persistente alteración en la mojabilidad en los núcleos, los cuales sólo mostraron beneficios en la recuperación si contaban con una mojabilidad mixta.

5.10.1.3.1 Inyección paralela en núcleos Berea

En este experimento se condujeron inyecciones de alta y baja salinidad en núcleos Berea con características similares (**Tabla 5.29**). Cada inyección fue llevada a cabo en núcleos separados con un procedimiento de preparación previo a la inyección consistente para cada muestra.

Tabla 5.29. Propiedades de las muestras de núcleo utilizadas en cada una de las pruebas en paralelo.

Núcleo inyección 1	
Material del núcleo	Arenisca Berea
Dimensiones [cm]	L = 27.9 D = 5.0
Volumen de roca [ml]	547.2
Volumen gravimétrico de poros [ml]	115.3
Porosidad [%]	21.1
Permeabilidad al nitrógeno [mD]	489
Permeabilidad a la salmuera [mD]	372
Núcleo inyección 2	
Material del núcleo	Arenisca Berea
Dimensiones [cm]	L = 27.9 D = 5.0
Volumen de roca [ml]	547.2
Volumen gravimétrico de poros [ml]	107.2
Porosidad [%]	19.6
Permeabilidad al nitrógeno [mD]	587
Permeabilidad a la salmuera [mD]	445
Núcleo inyección 3	
Material del núcleo	Arenisca Berea
Dimensiones [cm]	L = 27.9 D = 5.0
Volumen de roca [ml]	547.2
Volumen gravimétrico de poros [ml]	108.5
Porosidad [%]	19.6
Permeabilidad al nitrógeno [mD]	511
Permeabilidad a la salmuera [mD]	387
Núcleo inyección 4	
Material del núcleo	Arenisca Berea
Dimensiones [cm]	L = 27.9 D = 5.0
Volumen de roca [ml]	547.2
Volumen gravimétrico de poros [ml]	105.0

Núcleo inyección 4	
Porosidad [%]	19.19
Permeabilidad al nitrógeno [mD]	534
Permeabilidad a la salmuera [mD]	404
Núcleo inyección 5	
Material del núcleo	Arenisca Berea
Dimensiones [cm]	L = 27.9 D = 5.0
Volumen de roca [ml]	547.2
Volumen gravimétrico de poros [ml]	106.1
Porosidad [%]	19.4
Permeabilidad al nitrógeno [mD]	437
Permeabilidad a la salmuera [mD]	331

En este caso se emplearon 5 salmueras diferentes y un aceite denominado Crudo A, cuyas propiedades se muestran en la **Tabla 5.30**.

Tabla 5.30. Propiedades de los fluidos utilizados en las pruebas de inyección en paralelo.

Concentración salmuera de alta salinidad [g/l]	24.19 NaCl 6.18 CaCl ₂ 0.14 Na ₂ S ₂ O ₄
Viscosidad salmuera de alta salinidad [cp]	0.47
Concentración de salmuera mezclada de baja salinidad [g/l]	0.79 NaCl 0.21 CaCl ₂ 0.14 Na ₂ S ₂ O ₄
Viscosidad salmuera mezclada de baja salinidad [cp]	0.45
Concentración salmuera de baja salinidad Na [g/l]	1.0 NaCl 0.14 Na ₂ S ₂ O ₄
Viscosidad salmuera de baja salinidad Na [cp]	0.45
Concentración salmuera de baja salinidad Ca [g/l]	1.0 CaCl ₂ 0.14 Na ₂ S ₂ O ₄
Viscosidad salmuera de baja salinidad Ca [cp]	0.45
Concentración salmuera de baja salinidad Li [g/l]	0.73 LiCl 0.14 Na ₂ S ₂ O ₄
Viscosidad salmuera de baja salinidad Li [cp]	0.45
Aceite crudo	Crudo A
Viscosidad del aceite [cp]	7.93
Temperatura [°C]	55

En la **Tabla 5.31** se muestran las condiciones a las que fue llevada cada una de las pruebas de inyección, en donde se muestra que cada una de ellas se llevó a cabo a una temperatura T = 55 [°C] y siguieron la misma metodología.

Tabla 5.31 Condiciones de los experimentos.

Proceso	Gasto de inyección [pie/día]	Caída de presión [psl]	Volúmenes de poros inyectados	Temperatura [°C]	Tiempo de añejamiento [días]
Inyección 1					
Medición de la permeabilidad a la salmuera	39.6	1.4	5.0	55	
Inyección de aceite	21.6	37.3	4.0	55	
Proceso de añejamiento				55	10
Inyección de agua de alta salinidad secundaria	2.3	1.6	3.5	55	
Inyección de agua de baja salinidad "mezclada" terciaria	2.3	1.6	3.0	55	
Inyección 2					
Medición de la permeabilidad a la salmuera	39.9	1.9	5.0	55	
Inyección de aceite	22.7	38.9	4.0	55	
Proceso de añejamiento				55	10
Inyección de agua de baja salinidad "mezclada" secundaria	2.3	1.5	5.1	55	
Inyección 3					
Medición de la permeabilidad a la salmuera	38.4	1.3	5.0	55	
Inyección de aceite	24.2	39.4	4.0	55	
Proceso de añejamiento				55	10
Inyección de agua de baja salinidad Na secundaria	2.3	1.5	5.1	55	
Inyección 4					
Medición de la permeabilidad a la salmuera	41.1	1.3	5.0	55	
Inyección de aceite	18.4	34.9	4.0	55	
Proceso de añejamiento				55	10
Inyección de agua de baja salinidad Ca secundaria	2.3	1.2	5.0	55	
Inyección 5					
Medición de la permeabilidad a la salmuera	40.7	1.6	5.0	55	
Inyección de aceite	23.1	41.2	4.0	55	
Proceso de añejamiento				55	10
Inyección de agua de baja salinidad Li secundaria	2.3	1.3	5.0	55	

Los resultados de cada una de las pruebas aparecen ilustrados en la **Tabla 5.32** y en la **Fig. 5.66** hasta la **Fig. 5.68**.

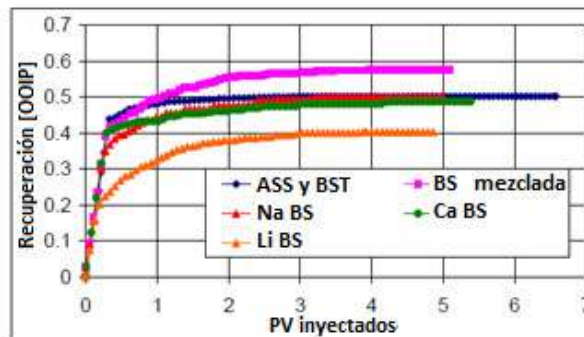


Fig. 5.66. Recuperación de aceite (BST = Baja Salinidad Etapa Terciaria, ASS = Alta Salinidad Etapa Secundaria y BS = Baja Salinidad). (Rivet, 2009)

Tabla 5.32. Resultados obtenidos en cada una de las pruebas paralelas realizadas.

	S_o final	k_{ro}	k_{rw}	Recuperación al momento de irrupción [OOIP]	Recuperación final [OOIP]
Inyección 1					
Inyección de aceite	0.736	0.345			
Inyección de agua de alta salinidad secundaria	0.367		0.052	0.442	0.502
Inyección de agua de baja salinidad "mezclada" terciaria	0.367		0.048	0.000	0.000
Inyección 2					
Inyección de aceite	0.749	0.291			
Inyección de agua de baja salinidad "mezclada" secundaria	0.318		0.043	0.392	0.575
Inyección 3					
Inyección de aceite	0.752	0.352			
Inyección de agua de baja salinidad secundaria Na	0.376		0.051	0.349	0.500
Inyección 4					
Inyección de aceite	0.743	0.290			
Inyección de agua de baja salinidad secundaria Ca	0.381		0.059	0.401	0.487
Inyección 5					
Inyección de aceite	0.752	0.376			
Inyección de agua de baja salinidad secundaria Li	0.433		0.066	0.159	0.403

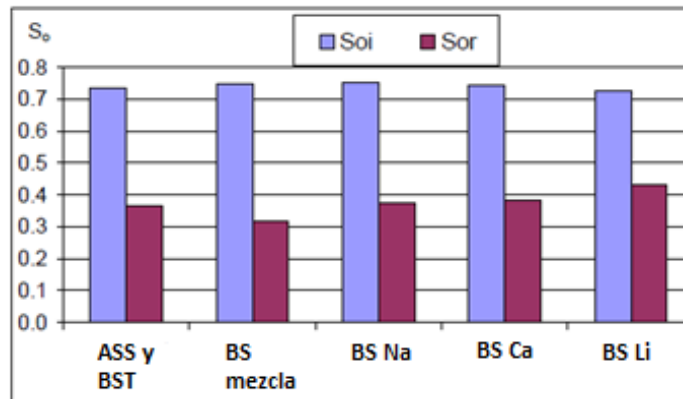


Fig. 5.67. Saturación inicial y residual de aceite para cada experimento. (Rivet, 2009)

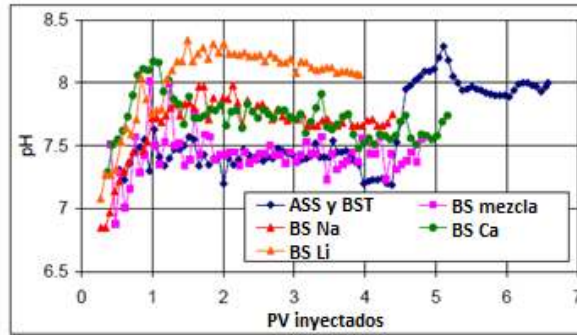


Fig. 5.68. Registro histórico del pH del efluente. (Rivet, 2009)

A pesar de que cada una de las salmueras de baja salinidad inyectadas tenía una salinidad molar equivalente, los diferentes resultados en la recuperación después de la inyección de cada una de ellas se atribuyen a la composición catiónica de cada salmuera.

De acuerdo con Lake (1989), las partículas de arcilla poseen una carga eléctrica negativa “la cual debe ser contrarrestada por los cationes del fluido si es que se desea que la arcilla permanezca eléctricamente neutral”. Los enlaces entre los sitios de intercambio de las arcillas y los cationes son de tipo químico, pero son reversibles.

La relativa facilidad con la que un catión puede ser reemplazado por otro es la siguiente: $Li^+ < Na^+ < K^+ < Rb^+ < Cs^+ < Mg^+ < Ca^{2+} < Sr^{2+} < Ba^{2+} < H^+$

La salmuera denominada “BS (Baja Salinidad) Mezcla” fue la que produjo mejores resultados, sin mostrar alteraciones en las propiedades del núcleo o migración de partículas finas, mientras que la salmuera BS Li (Baja Salinidad Litio) produjo los peores resultados. Las salmueras AS (Alta Salinidad), BS Na (Baja Salinidad Sodio) y BS Ca (Baja Salinidad Calcio) produjeron recuperaciones similares.

El contraste en recuperaciones entre las salmueras BS Na y BS Li fue particularmente interesante, ya que se esperaba fueran similares. En ambos casos, las arcillas fueron equilibradas con el Na-Ca de la salmuera de alta salinidad y posteriormente fueron expuestas a las salmueras de baja salinidad de Na o Li.

Se cree que la diferencia en recuperación se debió a que el ión monovalente Na reemplazó con mayor facilidad el Ca divalente de las paredes de los poros, produciendo una mayor recuperación.

Adicionalmente, no se observaron beneficios durante la inyección de agua de baja salinidad en etapa terciaria.

5.10.1.3.2 Inyección en serie en núcleos del Yacimiento C

En este experimento se llevó a cabo una serie de inyecciones de agua de alta y baja salinidades, sobre un solo núcleo de areniscas. Dichas inyecciones fueron llevadas a cabo una tras otra, sobre

el mismo núcleo, para eliminar la posibilidad de que variaciones naturales entre diversos núcleos alteraran los resultados entre las inyecciones de agua de distintas salinidades.

El núcleo consistió en una serie de 6 tapones provenientes de un yacimiento de areniscas sin consolidar denominado Yacimiento C, los cuales fueron ordenados en base a su permeabilidad al aire, estando el de mayor permeabilidad en la cara de inyección y el de menor permeabilidad en la cara del efluente. Las propiedades del núcleo se muestran en la **Tabla 5.33**.

Tabla 5.33. Propiedades del núcleo.

Propiedades promedio del núcleo			
Material del núcleo		Tapones de núcleos del Yacimiento C	
Dimensiones brutas [cm]		L = 29.3 D = 3.7	
Volumen bruto [ml]		322.8	
Volumen de poros [ml]		86.5	
Porosidad absoluta [%]		26.8	
Permeabilidad al nitrógeno [mD]		308	
Permeabilidad a la salmuera [mD]		236	
Propiedades de cada tapón que conforma el núcleo			
Número de tapón	Porosidad [%]	k_{aire} [mD]	Longitud [cm]
3-1	26.5	338	4.8
3-2	26.3	379	4.8
3-3	26.7	469	5.0
3-4	27.8	634	5.0
3-5	27.5	665	4.8
3-6	25.1	888	5.1

Dos salmueras fueron empleadas durante los experimentos de inyección cuyas propiedades se muestran en la **Tabla 5.34**:

- Salmuera Sintética de Yacimiento C como el agua de formación y salmuera de alta salinidad (SRCFB), con 31,000 [ppm] de sólidos en solución.
- Agua Sintética del Lago C (SLCW) con 1,075 [ppm] de sólidos en solución como salmuera de baja salinidad.

Cada una de las pruebas se llevó a cabo a una temperatura $T = 85$ [°C], la cual corresponde a la temperatura del Yacimiento C. En la **Tabla 5.35** se describen las condiciones del experimento y los pasos seguidos durante cada uno de ellos.

Tabla 5.34. Propiedades de los fluidos utilizadas en los experimentos (SRCFB = Salmuera Sintética de Yacimiento C como el agua de formación [salmuera de alta salinidad], SLCW = Agua Sintética del Lago C [salmuera de baja salinidad]).

Concentración SRCFB [g/l]	28.62 NaCl 0.65 KCl 2.71 CaCl ₂ 3.89 MgCl ₂ ·6H ₂ O
Viscosidad SRCFB [cp]	0.37
Concentración SLCW [g/l]	0.70 NaCl 0.21CaCl ₂ 0.35 MgCl ₂ ·6H ₂ O
Viscosidad SLCW [cp]	0.37
Aceite crudo	Crudo C
Viscosidad del aceite [cp]	8.00
Temperatura [°C]	85

Tabla 5.35. Condiciones de los experimentos (AS = Alta salinidad, BS = Baja salinidad).

	Gasto de inyección [pie/día]	Caída de presión [psi]	PV inyectados	Temperatura [°C]	Tiempo de añejamiento [días]
Permeabilidad a la salmuera	80.5	5.2	7.6	85	
Inyección de aceite-1	14.8	58.9	3.4	85	
Añejamiento				85	25.0
Inyección de aceite-2	11.9	58.0	1.5	85	
Inyección AS-1	2.0	3.4	5.7	85	
Inyección de aceite-3	12.2	57.5	3.4	85	
Añejamiento				85	0.5
Inyección de aceite-4	11.6	57.4	1.4	85	
Inyección BS-1	2.0	4.2	5.7	85	
Restauración salmuera AS	16.1	30.7	5.0	85	
Inyección de aceite-5	13.5	58.4	3.4	85	
Añejamiento				85	0.5
Inyección de aceite-6	13.0	57.9	1.4	85	
Inyección AS-2	2.0	3.8	5.8	85	
Inyección de aceite-7	13.4	58.9	3.4	85	
Añejamiento				85	0.5
Inyección de aceite-8	12.4	56.2	2.2	85	
Inyección BS-2	2.0	3.9	5.5	85	
Restauración salmuera AS	16.1	29.8	5.0	85	
Inyección de aceite-9	15.8	70.8	3.8	85	
Añejamiento				85	25
Inyección de aceite-10	15.5	74.4	1.3	85	
Inyección AS-3	2.0	3.6	5.9	85	
Inyección de aceite-11	15.9	76.3	3.8	85	
Añejamiento				85	0.5
Inyección de aceite-12	15.3	75.3	1.4	85	
Inyección BS-3	2.0	3.9	5.8	85	
Inyección de aceite-13	16.7	74.0	1.9	85	

A partir de la **Tabla 5.36** y en la **Fig. 5.69** a la **Fig. 5.72**, se muestran los resultados de cada una de las inyecciones.

Tabla 5.36. Resultados de los experimentos (AS = Alta salinidad, BS = Baja salinidad).

	S_o final	k_{ro}	k_{rw}	Recuperación al momento de irrupción [OOIP]	Recuperación final [OOIP]
Inyección de aceite-1	0.626	0.350			
Inyección de aceite-2	0.638	0.286			
Inyección AS-1	0.284		0.038	0.277	0.555
Inyección de aceite-3	0.571	0.296			
Inyección de aceite-4	0.603	0.281			
Inyección BS-1	0.220		0.031	0.376	0.634
Restauración salmuera AS	0.220		0.034		
Inyección de aceite-5	0.552	0.322			
Inyección de aceite-6	0.592	0.313			
Inyección AS-2	0.222		0.034	0.361	0.625
Inyección de aceite-7	0.540	0.315			
Inyección de aceite-8	0.580	0.307			
Inyección BS-2	0.220		0.033	0.359	0.622
Restauración salmuera AS	0.220		0.035		
Inyección de aceite-9	0.529	0.310			
Inyección de aceite-10	0.592	0.289			
Inyección AS-3	0.246		0.036	0.387	0.584
Inyección de aceite-11	0.555	0.291			
Inyección de aceite-12	0.579	0.283			
Inyección BS-3	0.216		0.033	0.361	0.627
Inyección de aceite-13	0.539	0.315			

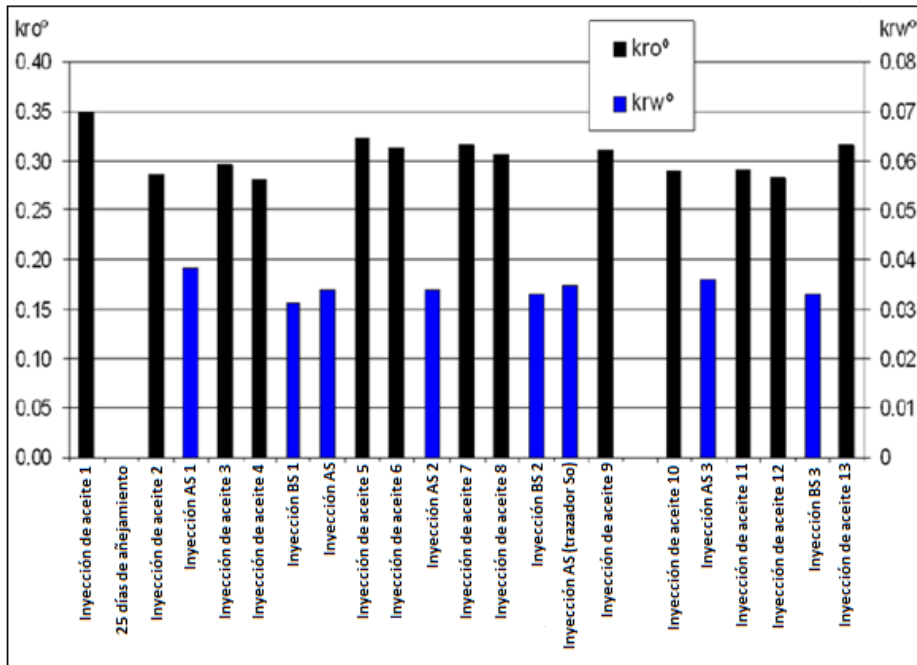


Fig. 5.69. Permeabilidades relativas a lo largo de cada una de las etapas del experimento. (Rivet, 2009)

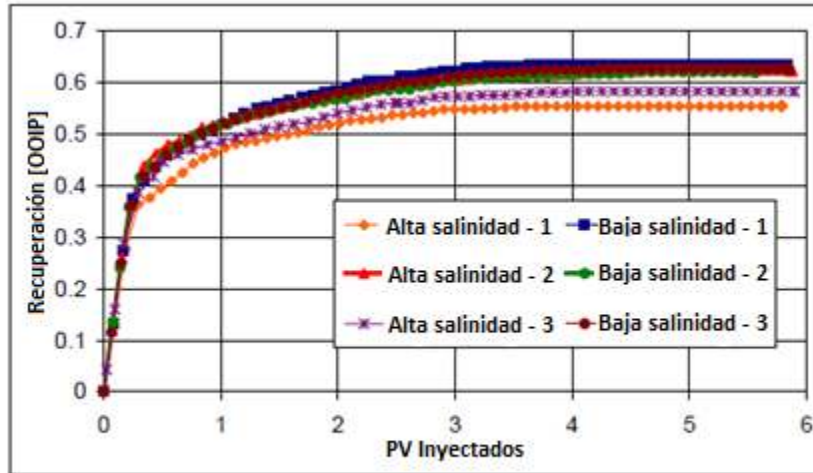


Fig. 5.70. Recuperación de aceite. (Rivet, 2009)

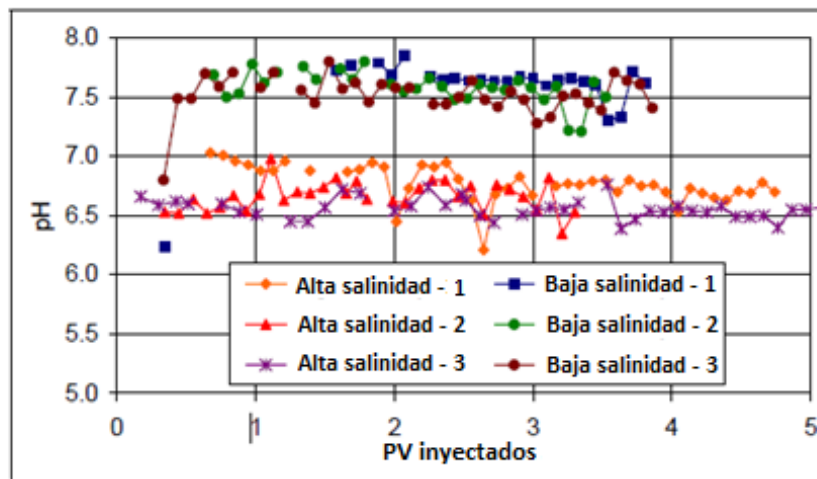


Fig. 5.71. Histórico del pH del efluente. (Rivet, 2009)

Algunas de las observaciones más importantes de las pruebas realizadas fueron:

- Después de exponer el núcleo a la salmuera de baja salinidad, la recuperación en el sistema dejó de ser sensible a la salinidad de la salmuera inyectada.
- La sensibilidad a la salinidad del núcleo fue restaurada, dejando añejar el núcleo durante 25 días.
- Cuando se produjo un incremento en la recuperación por inyección de agua de baja salinidad, se observó un incremento en la permeabilidad relativa al agua, mientras que la permeabilidad relativa al aceite se redujo.

- Se produjo un retraso en el tiempo de irrupción, sugiriendo una mejora en la estabilidad del desplazamiento.

5.10.1.3.3 Analogías con los yacimientos de Chicontepec

En la **Tabla 5.37** se muestra un análisis comparativo de las características de los núcleos y fluidos utilizados por Rivet (2009) en sus pruebas de laboratorio, con respecto a las propiedades de la roca y fluidos encontradas en los yacimientos de Chicontepec.

Cabe mencionar que a pesar de que las características de los Núcleos 1 al 5 son “relativamente” diferentes, el autor en su trabajo menciona que dichos núcleos tratan de parecerse a muestras extraídas del mismo yacimiento.

El propósito de utilizar muestras separadas fue evitar las reacciones químicas que alteran las propiedades de la roca tras inyecciones cíclicas consecutivas de agua de baja salinidad. Por lo tanto, a ojos prácticos, podemos hablar de que se trata de roca de un solo yacimiento.

A pesar de que los resultados finales en la recuperación de aceite tras la inyección de agua de baja salinidad fueron distintos en cada núcleo, esto se atribuye en gran medida a la composición y salinidad de la salmuera de baja salinidad inyectada, y no a las variaciones de las propiedades petrofísicas de los núcleos.

Dicho lo anterior y recapitulando lo mostrado en la **Tabla 5.32**, se puede concluir, que de acuerdo a los resultados obtenidos por el autor, el inyectar una salmuera de baja salinidad compuesta por varios grupos de cationes parece otorgar mayores beneficios en la recuperación final de aceite, a comparación de una salmuera compuesta por un solo catión.

También se observa, contrario a lo mostrado por otros autores, que la inyección de agua de baja salinidad en etapa terciaria no produjo beneficio adicional en la recuperación de aceite, en comparación a una inyección de agua de baja salinidad en etapa secundaria.

Tabla 5.37. Análisis comparativo de los trabajos realizados en núcleos por Rivet (2009) vs. las características de los yacimientos de la Cuenca de Chicontepec.

	NÚCLEOS ANALIZADOS POR RIVET (2009)					NÚCLEO YACIMIENTO C	CUENCA DE CHICONTEPEC
	NÚCLEOS BEREÁ						
	NÚCLEO 1	NÚCLEO 2	NÚCLEO 3	NÚCLEO 4	NÚCLEO 5		
MINERALOGÍA	Núcleos de areniscas compuestos principalmente de cuarzo y cementados con sílice					Núcleo proveniente de yacimiento de areniscas	Areniscas con intercalaciones de lutitas, altamente cementadas por calcita y dolomía en la porción inferior de la cuenca y pobremente cementadas en la porción superior. Contenido de caolinita, esmectita e illita.
PERMEABILIDAD PROMEDIO [mD]	372	445	367	404	331	308	10- 200 (Formaciones Superiores de Agua Fría)
POROSIDAD [%]	21.1	19.6	19.6	19.19	19.4	26.7	0.2-14
SATURACIÓN DE AGUA [%]	63.3	25.1	24.8	25.7	27.5	28.4	-
PRESION INICIAL DE YACIMIENTO [kg/cm ²]	-	-	-	-	-	-	80-360
PRESION DE SATURACIÓN [kg/cm ²]	-	-	-	-	-	-	50-330
VISCOSIDAD DEL ACEITE [cp]	7.93	7.93	7.93	7.93	7.93	8.00	0.5-17
FACTOR DE VOLUMEN DE LA FORMACIÓN [bbl@cy/bbl@cs]	-	-	-	-	-	-	1.1621 (Agua Fría)
RGA EN SOLUCIÓN [pc@cs/bbl@cs]	-	-	-	-	-	-	-
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO [°C]	55	55	55	55	55	85	60-70
PROFUNDIDAD DE LA FORMACIÓN PRODUCTORA [m]	Afloramie nto	Aflorami ento	Aflorami ento	Aflorami ento	Aflorami ento	-	1150-1700
SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN [ppm]	30,510	30,510	30,510	30,510	30,510	31,000	38,525 (Agua Fría)

Las conclusiones obtenidas a partir de la tabla anterior son las siguientes:

- De acuerdo con Rivet (2009), los beneficios de la inyección de agua de baja salinidad son observados en temperaturas de yacimiento que van desde los 55 [°C] hasta los 85 [°C]. Este dato concuerda perfectamente con las temperaturas promedio medidas en los yacimientos de Chicontepec.

- El autor menciona que de todos los experimentos conducidos en su trabajo, sólo los yacimientos de areniscas que contienen arcillas presentaron beneficios con la inyección de agua de baja salinidad. Dato verificable en la composición mineralógica mostrada en la tabla.
- La salinidad del agua de formación tanto en los experimentos conducidos como en los yacimientos de Chicontepec es similar, lo que permite afirmar con cierto grado de certeza que la posibilidad de éxito ante una inyección de agua de baja salinidad parece razonable.
- El núcleo de Yacimiento C fue el que presentó una mayor recuperación final de aceite, después de la inyección de agua de baja salinidad en etapa secundaria. Si observamos las características de este núcleo y las comparamos con aquellas de los yacimientos de Chicontepec, notaremos que existe una gran similitud entre ellas.
- Es importante notar que la mayor recuperación de aceite obtenida en el núcleo de Yacimiento C (63.4 [%OOIP]), fue obtenida durante la primera inyección de agua de baja salinidad. Resaltando el hecho de que no hubo alteración de propiedades por inyecciones cíclicas anteriores.
- La variación más importante observable en los datos de la **Tabla 5.37** se encuentra en la viscosidad del aceite; sin embargo, los análisis de calidad del aceite en Chicontepec que se muestran en este trabajo, sugieren calidades de aceite de regulares a buenas en gran parte de la Cuenca. Esto efectivamente podría alterar el factor de recuperación final de aceite, pero aún no es posible determinar hasta qué grado, debido a las incertidumbres aún existentes en el desarrollo de la tecnología de inyección de agua de baja salinidad.

5.10.2 Resultados obtenidos a escala de campo

A partir de los resultados obtenidos de la realización de una prueba piloto de campo, diseñada para entender y evaluar la efectividad de un proceso de inyección de agua de baja salinidad, Maguire et al. (2005) concluyeron que existen una serie de yacimientos en la Pendiente Norte de Alaska, cuyas condiciones parecían hacer viable la inyección de agua de baja salinidad y sugirieron incrementos en la recuperación que iban desde el 6% hasta el 12% como posible.

El Laboratorio Nacional de Idaho (INL), a través de un financiamiento por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, expandió el trabajo citado buscando registros históricos de inyección de agua, como evidencia anecdótica que apoye un incremento en la recuperación de aceite, como resultado de la inyección de agua de baja salinidad para desplazar el aceite en yacimientos con salmuera de formación de alta salinidad inicial.

Posteriormente, las características de dichos yacimientos serán comparadas con aquellas correspondientes a los Yacimientos de Chicontepec, con el fin de demostrar que las posibilidades de éxito de una inyección de agua de baja salinidad apuntan a ser verdaderamente prometedoras.

También se describe una prueba de campo del tipo Registro-Inyección-Registro [(LIL), Log-Inject-Log] diseñada para identificar si los efectos de la inyección de agua de baja salinidad pueden ser detectados en la zona cercana al pozo.

5.10.2.1 Cuenca Powder River ^[21]

El trabajo se enfocó en datos históricos a escala de campo de la Cuenca Powder River, la cual es una cuenca productora de petróleo muy importante en Wyoming, E.U.A. que está convenientemente cerca al INL (Idaho Falls, Idaho).

Dicha cuenca se encuentra localizada en el Noreste de Wyoming, con una pequeña porción que se extiende hacia el Sureste de Montana (**Fig. 5.73**). La cuenca es profunda, tendente hacia el Norte, asimétrica, ligeramente deformada en su totalidad, de aproximadamente 250 millas de largo y 100 millas de ancho. Su eje está cerca de su margen occidental, el cual es definido por el levantamiento de las Montañas Bighorn y el Arco Casper. Se encuentra limitada en el Sur por los levantamientos Laramie y Hartville, y hacia el Este por el levantamiento Black Hills. El margen Norte está definido por el arco Miles City, el cual tiene una sutil tendencia hacia el Noroeste.

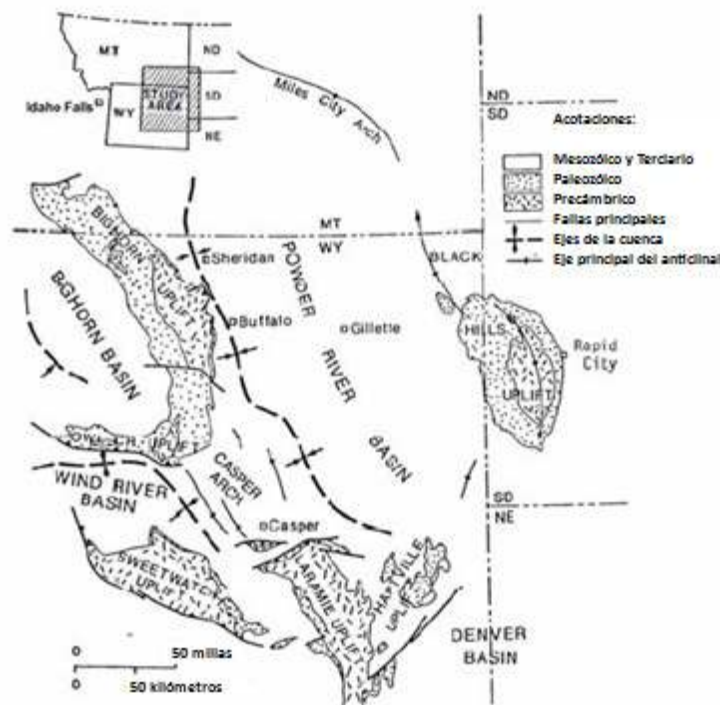


Fig. 5.73. Mapa de la Cuenca Powder River, mostrando su ubicación geográfica y límites. (Robertson, Eric P, 2007)

La cuenca es una de las provincias petroleras más ricas en las Montañas Rocallosas. Más de 2.5×10^9 barriles de aceite recuperable han sido descubiertos en los yacimientos, que varían en edad desde el Paleozoico Tardío hasta el Cretácico Superior.

Los registros históricos de operaciones de campo en esta cuenca, guardados por la Comisión para la Conservación del Aceite y Gas de Wyoming (WOGCC), fueron buscados para encontrar procesos de inyección de agua que utilizaran agua de baja salinidad para la inyección y otros que utilizaran agua de mayor salinidad para la inyección. Una vez que las analogías de campo fueron encontradas, los resultados de las inyecciones fueron comparados para determinar si el registro histórico sustentaba la observación en laboratorio de que las inyecciones de agua de baja salinidad pueden proveer una mayor recuperación de aceite, que aquella obtenida inyectando agua de alta salinidad.

Los yacimientos de la formación Minnelusa en la Cuenca Powder River corresponden al Pensilvánico y Pérmico Inferior, en donde las areniscas son productoras de aceite importantes y producen en trampas estructurales y estratigráficas. Los yacimientos son generalmente pequeños, pero se prestan para la inyección de agua debido a sus arenas relativamente bien distribuidas y limpias.

La porción productiva de la formación Minnelusa se encuentra en la porción Noreste de la Cuenca Powder River, en donde la inyección de agua con agua de baja salinidad era una práctica común en esta formación, proveyendo las oportunidades adecuadas para las comparaciones de campo apropiadas.

Esta formación se encuentra compuesta principalmente por areniscas cristalinas blancas, pobremente cementadas por carbonatos y anhidrita. La formación parece haber sido depositada en un ambiente marino, pero un origen eólico en parte, no es excluido. La porción superior de la formación Minnelusa (Minnelusa Superior) contiene usualmente tres arenas: dos arenas superiores (A y B) son generalmente productoras, y la arena inferior (C), que es generalmente no productora. Las presiones iniciales de los yacimientos en la formación Minnelusa se encuentran generalmente por arriba de la presión de burbujeo, dando lugar a una saturación inicial de gas de cero. En un estudio realizado a 35 yacimientos de Minnelusa, se determinaron valores promedio para las características de los yacimientos los cuales se encuentran mencionados en la **Tabla 5.38**.

Tabla 5.38. Propiedades promedio de 35 yacimientos en la Formación Minnelusa.

Permeabilidad promedio del yacimiento [mD]	50 - 657
Porosidad [%]	16.2
Coefficiente de permeabilidad de Dykstra-Parsons [adimensional]	0.75
Saturación de agua de la formación [%]	25.5
Espesor neto de la formación [pie]	29.3
Gravedad API [°API]	18 - 40
Factor de volumen de la formación [bls @c.y./bls @c.s.]	1.087
RGA en solución [scf/stb]	61.5
Viscosidad del aceite a temperatura de yacimiento [cp]	15.2
Contenido de cloro en el agua producida [ppm]	2,000 – 200,000

Aunque muchos registros de campo fueron examinados, en un esfuerzo para seleccionar las mejores comparaciones de inyección de agua, tres campos fueron establecidos de forma definitiva como buenos candidatos para la comparación, debido a la proximidad entre ellos (**Fig. 5.74**), y las características de la inyección, y de las propiedades del yacimiento. Estos campos son descritos en las siguientes secciones; y sus características se encuentran tabuladas en la **Tabla 5.39**.

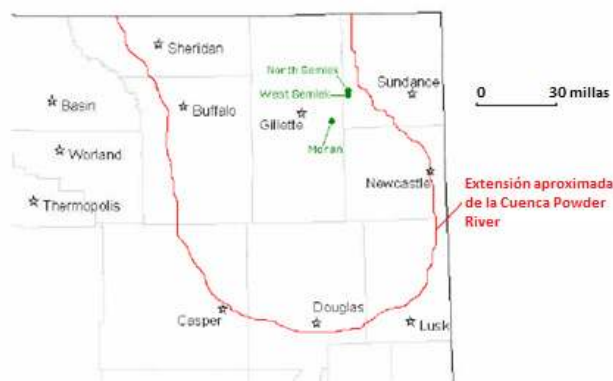


Fig. 5.74. Límites del Estado de Wyoming mostrando la extensión aproximada de la Cuenca Powder River y la ubicación de los Yacimientos North Semlek, West Semlek y Moran. (Robertson, Eric P, 2007)

Tabla 5.39. Características de los Yacimientos West Semlek, North Semlek y Moran.

Yacimiento	West Semlek	North Semlek	Moran
Permeabilidad promedio del yacimiento [mD]	225	-	78
Porosidad [%]	19.4	15.8	14.4
Saturación de agua [%]	25.0	20	37.1
Presión inicial del yacimiento [psia]	2847	2700	4381
Presión de saturación [psia]	165	300	475
Gravedad API [°API]	23	22.5	22.3
Factor de volumen de la formación inicial [bls @c.y./bls @c.s.]	1.049	1.049	1.07
RGA en solución [scf/stb]	10	10	50
Temperatura del yacimiento [°F]	144	140	200
Profundidad hasta la formación productora [pies bajo la superficie]	7240	7270	8715

5.10.2.1.1 Yacimiento West Semlek

La producción de este yacimiento proviene de la Arena “B” de la formación Minnelusa Superior, de edad Pensilvánica, tratándose de una trampa estratigráfica con un truncamiento de arenas definiendo los límites del yacimiento, excepto en el Oeste, en donde un contacto agua-aceite limita el yacimiento.

La Arena Superior “B” es anhídritica, bien desarrollada, con areniscas de grano fino a medio y ocasionales intercalaciones de dolomías.

El estudio de ingeniería para la unidad West Semlek reportó que el total de sólidos disueltos o en solución (TDS), en el agua inicial de formación producida de la arena Minnelusa Superior “B”, promedió 60 000 [ppm]. El agua de inyección para esta unidad viene de dos pozos fuera de la unidad, produciendo de la Arena Minnelusa Inferior “B” cuyos análisis de agua son mostrados en la **Tabla 5.40**.

Tabla 5.40. Análisis de agua de las dos pozos de agua ubicados fuera del yacimiento (Formación “B” Minnelusa Inferior) para la inyección en el Yacimiento West Semlek.

Componentes disueltos	Concentración [ppm]	
	Pozo 28 - 1	Pozo 28 – 6
Cationes		
Potasio	79	122
Sodio	610	2580
Calcio	630	740
Magnesio	133	142
Aniones		
Sulfato	2110	2550
Cloruro	576	3470
Carbonato	0	0
Bicarbonato	495	688
Total de sólidos en solución	4380	9550

La concentración promedio del total de sólidos disueltos para los dos pozos de agua de inyección, en el comienzo de la inyección de agua, era de 7615 [ppm].

Conforme la inyección de agua progresaba, el agua producida del yacimiento fue mezclada con agua de la arena Minnelusa Inferior “B”. Un análisis subsecuente del agua producida recolectada 13 años después de inicio de la inyección de agua, reportó que la concentración de TDS del agua producida decayó del valor inicial de 60000 [ppm] a las 15000 [ppm].

Con el tiempo, la concentración de TDS del agua reciclada decayó y su volumen incrementó, lo cual tendió a estabilizar la variabilidad en la salinidad del agua de inyección con el tiempo. Para simplificar el análisis (**Ec. 5.9**), un valor de 10000 [ppm] para la salinidad del agua de inyección en West Semlek se asumió como constante a través de la vida de la inyección de agua. La relación puede ser descrita matemáticamente por:

$$C_r + C_m(1 - f_r) = C_t \quad (\text{Ec. 5.9})$$

en donde C_r es la salinidad del agua reciclada de los pozos productores, f_r es la fracción del total de agua inyectada que es reciclada, C_m es la salinidad del agua de reemplazo (Arena Minnelusa Inferior “B”), y C_t es la salinidad total del agua de inyección combinada.

Al inicio de la inyección de agua, C_r era igual a 60000 [ppm], C_m era igual a 7165 [ppm], C_t era igual a 10000 [ppm], y f_r calculada con la **Ec. 5.9**, fue de 5.4%. Este valor para f_r , la fracción de agua que fue reciclada, será usado para comparar consistentemente los resultados de otras inyecciones de agua.

5.10.2.1.2 Yacimiento North Semlek

Los pozos en este campo producen en la Arena Inferior “B”, perteneciente a la Formación Minnelusa. El total de sólidos disueltos del agua inicial (de formación) del yacimiento fue promediado en 42000 [ppm] para North Semlek, con NaCl constituyendo cerca del 80% de los sólidos disueltos. El pozo aportador de agua, terminado en la formación de agua dulce Fox Hills, fue el Muñoz Government 28-5 con el análisis del agua de este pozo mostrado en la **Tabla 5.41**.

Tabla 5.41. Análisis del agua bombeada desde el Pozo Muñoz Government 28 – 5, terminado en una formación de agua dulce (Fox Hills).

Componentes disueltos	Concentración [ppm]
Cationes	
Sodio	318
Calcio	5.8
Otros	0
Aniones	
Sulfato	199
Cloruro	5.3
Carbonato	0
Bicarbonato	567
Total de sólidos en solución	1095

Este yacimiento produjo una despreciable cantidad de agua durante su recuperación por comportamiento primario. Con respecto a la estabilidad en la salinidad del agua de inyección a través de la vida del proyecto, ésta puede ser calculada utilizando la **Ec. 5.9**, asumiendo el mismo valor inicial de f_r , la fracción del total del agua inyectada que es reciclada (0.054). Para esta inyección de agua, C_m era igual a 1095 [ppm] y C_r igual a 42000 [ppm]. El promedio de salinidad para el agua de inyección, C_t , calculado de la **Ec. 5.9** fue de 3304 [ppm].

5.10.2.1.3 Yacimiento Moran

El Yacimiento Moran se encuentra localizado en la porción Noreste de la Cuenca Powder River, aproximadamente quince millas al Este del pueblo de Gillette, WY.

Los registros del agua obtenida del WOGCC para el Pozo Czapanskiy A-4, dentro de la unidad Moran, analizada antes del inicio de la inyección de agua, mostró que la salinidad del agua inicial de formación fue de 128000 [ppm], lo cual concuerda perfectamente con el rango de salinidad estimado en el estudio de factibilidad para la unidad (entre 89000 [ppm] a 158 000 [ppm]).

Uno de los pozos originales en la unidad (E. Moran No. 2) fue reparado y convertido en un pozo productor de agua, en la formación Fox Hills. La inyección de agua comenzó en Diciembre de 1987 en los Pozos E. Moran No. 1 y Czapanskiy A-4. Un análisis del agua producida de la Arena Fox Hills puede ser visto en la **Tabla 5.41**.

El promedio de salinidad del agua de inyección para la unidad Moran, durante la vida del proyecto de inyección de agua, fue calculada en alrededor de 7948 [ppm], siguiendo el mismo protocolo marcado para las inyecciones de agua en West Semlek y North Semlek.

5.10.2.1.4 Resultados

Existen muchas maneras de graficar los resultados de los procesos de inyección de agua en campo, para realizar un análisis; sin embargo, para ilustrar el incremento en la recuperación, la información de las inyecciones de agua en campo fue manipulada para fabricar gráficas de recuperación de la misma especie que las pruebas de laboratorio.

Los resultados de las pruebas de inyección en laboratorio son mostrados generalmente como una gráfica de la recuperación de aceite contra el total de aceite producido. Por lo tanto, los datos históricos de inyección de agua en el campo fueron convertidos a una gráfica de recuperación de aceite, R_N , contra los volúmenes de poro de fluido producido total, V_T .

La recuperación de aceite, R_N , es la relación de producción acumulada de aceite; N_p , y el volumen original de aceite en el yacimiento, N :

$$R_N = \frac{N_p}{N} \quad (\text{Ec. 5.10})$$

El volumen total de fluido producido, V_T , corresponde a un múltiplo del volumen de poros del yacimiento y es una relación de la producción acumulada de aceite, N_p , y agua, W_p , a condiciones de yacimiento y el volumen de poros del yacimiento, V_p :

$$V_T = \frac{\sum (N_p B_o + W_p)}{V_p} \quad (\text{Ec. 5.11})$$

Debido a que el factor de volumen del agua es esencialmente la unidad, el volumen del agua producida se asume como igual al volumen que ocuparía dicha agua a condiciones de yacimiento.

A continuación se muestra una comparación de las recuperaciones con inyección de agua a los tres campos analizados en la **Fig. 5.75**. Adicionalmente en la **Fig. 5.76** se muestra una gráfica típica correspondiente a una prueba de inyección en laboratorio.

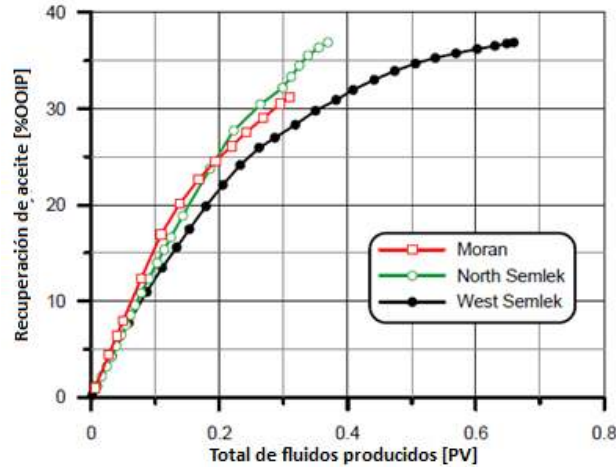


Fig. 5.75. Comparación de las recuperaciones obtenidas en los tres yacimientos de la Formación Minnelusa, todos sometidos a inyección de agua. (Robertson, Eric P, 2007)

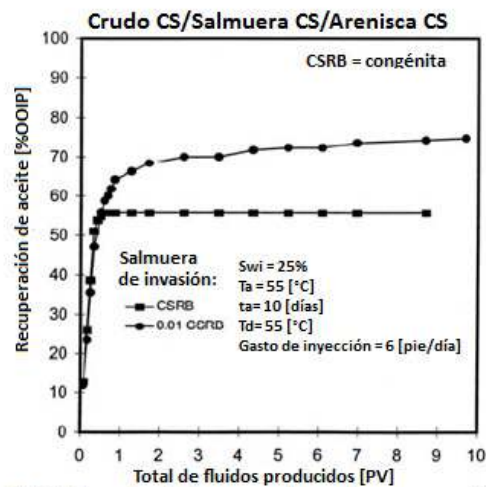


Fig. 5.76. Ejemplo de incremento en la recuperación, resultado de la inyección de agua de formación diluida [Tang (1990)]. (Robertson, Eric P, 2007)

Si comparamos ambas gráficas se podrá observar que el volumen total de fluidos producido en la Fig. 5.76 se maneja en volúmenes de poro completo, mientras que en la Fig. 5.75 el mismo dato se maneja en fracciones de unidad.

Esto se debe esencialmente a la escala de la prueba, ya que mientras en una prueba de laboratorio debido al tamaño pequeño de la muestra es sumamente sencillo desplazar varios volúmenes de poro (V_p); a escala de yacimiento desplazar un volumen de poros (V_p) requeriría de una inyección de fluido considerablemente mayor.

Con el propósito de mejorar la comparación entre las recuperaciones de aceite, la relación de salinidad fue calculada para cada una de las inyecciones de agua a los campos de Minnelusa examinados, observándose en la **Tabla 5.42**.

Tabla 5.42. Salinidades del agua de formación y de inyección utilizada para los tres procesos de inyección de agua analizados.

Yacimientos	Salinidad [ppm]		
	Agua de formación	Agua de inyección	Relación de salinidades
West Semlek	60 000	10 000	0.1667
North Semlek	42 000	3 304	0.0787
Moran	128 000	7948	0.0621

Sintetizando los resultados obtenidos en las **Fig. 5.75** y **Tabla 5.42**, se puede observar que las inyecciones de agua a North Semlek y Moran muestran mejores recuperaciones de aceite, que la inyección de agua a West Semlek. Además, la recuperación de aceite para los tres procesos de inyección de agua aparenta ser una función de la relación de salinidad, ya que tanto en North Semlek y Moran, la salinidad del agua inyectada y su proporción fue menor que en West Semlek.

La **Fig. 5.77** es una gráfica de la recuperación de aceite como una función de la relación de salinidad del proceso de inyección de agua y muestra que la recuperación de aceite tiende a disminuir conforme la relación de salinidad incrementa. Este es un hallazgo importante ya que concuerda con los resultados obtenidos en pruebas de laboratorio.

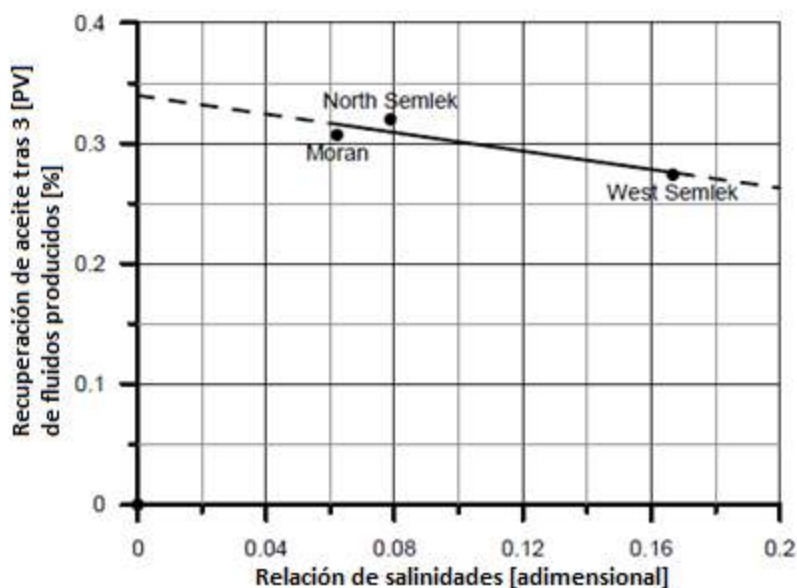


Fig. 5.77. Relación entre la recuperación de aceite y la relación de salinidades para los tres casos de inyección en la Formación Minnelusa. (Robertson, Eric P, 2007)

5.10.2.1.5 Analogías con los yacimientos de Chicontepec

En la **Tabla 5.43** se muestra un análisis comparativo entre las características de los yacimientos de la Cuenca Powder River y los yacimientos de la Cuenca de Chicontepec. Es importante notar que a pesar de su cercanía, los 3 yacimientos en estudio de la Cuenca Powder River muestran importantes variaciones de permeabilidad entre uno y otro, lo cual indica una distribución heterogénea de la distribución de propiedades en la cuenca; esto concuerda con la situación que se tiene en la Cuenca de Chicontepec.

Tabla 5.43 - Análisis comparativo de las características de los yacimientos de la Cuenca Powder River y la Cuenca de Chicontepec. Nótese la similitud de los datos de la Cuenca de Chicontepec con los del Yacimiento North Semlek, el cual obtuvo la mayor recuperación de aceite y obtuvo el mayor beneficio de la inyección de agua de baja salinidad.

	YACIMIENTOS CUENCA POWDER RIVER			CUENCA DE CHICONTEPEC
	WEST SEMLEK	NORTH SEMLEK	MORAN	
MINERALOGÍA	Areniscas de grano fino a medio y ligeramente cementadas por ocasionales intercalaciones de dolomías y anhidrita			Areniscas con intercalaciones de lutitas, altamente cementadas por calcita y dolomía en la porción inferior de la cuenca y pobremente cementadas en la porción superior
PERMEABILIDAD PROMEDIO [mD]	225	-	78	10-200 (zonas de buena calidad)
POROSIDAD [%]	19.4	15.8	14.4	0.2-14
SATURACIÓN DE AGUA [%]	25.0	20	37.1	-
PRESION INICIAL DE YACIMIENTO [kg/cm ²]	200	190	308	80-360
PRESION DE SATURACIÓN [kg/cm ²]	12	21	33	50-330
GRAVEDAD API [°API]	23	22.5	22.3	18-45
FACTOR DE VOLUMEN DE LA FORMACIÓN [bbl@cy/bbl@cs]	1.049	1.049	1.07	1.1621 (Agua Fría)
RGA EN SOLUCIÓN [pc@cs/bbl@cs]	10	10	50	-
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO [°C]	62	60	93	60-70
PROFUNDIDAD DE LA FORMACIÓN PRODUCTORA [m]	2207	2216	2656	1150-1700
SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN [ppm]	60,000	42,000	128,000	38,525 (Agua Fría)

Como ya se mencionó con anterioridad, el Yacimiento North Semlek fue el que mayor beneficio en la recuperación de aceite obtuvo de la inyección de agua de baja salinidad, en parte debido a que en este yacimiento se inyectó el agua con menor concentración de sólidos en solución (3,304 [ppm]).

Aunque no se cuenta con información detallada acerca de este yacimiento, se puede tomar la poca información y a partir de ésta se pueden establecer las siguientes conclusiones, a partir de los datos de la **Tabla 5.43**:

- La mineralogía de los yacimientos tanto de la Cuenca Powder River como de la Cuenca de Chicontepec es similar, especialmente en los yacimientos de la porción superior de esta última cuenca.
- La permeabilidad promedio de Chicontepec parece coincidir con las permeabilidades encontradas en los yacimientos de la Cuenca Powder River, especialmente en las zonas de buena calidad de la Cuenca de Chicontepec.
- Los valores de porosidad en la mayor parte de la Cuenca de Chicontepec se encuentran en un rango de 0.2-14 [%], similares a los encontrados en los yacimientos del estudio.
- La distribución de calidad de aceite en los yacimientos de Chicontepec apunta a valores mayores de 20 [°API] en más del 50% de la cuenca, lo cual incrementa la rentabilidad de los proyectos. Además dichos valores coinciden con la gravedad API de los yacimientos en Powder River.
- La mayor discrepancia en cuanto a la comparación de yacimientos se tiene en la profundidad, especialmente si tomamos en cuenta que en Chicontepec las características petrofísicas más favorables se tienen a profundidades de entre 1150 y 1350 [m]. Sin embargo, esto es compensado por la temperatura del yacimiento, la cual para ambas cuencas parece estar en un promedio de 60 [°C], propiedad que indudablemente afectará las propiedades de los fluidos y por tanto, su desplazamiento a través del medio poroso, a condiciones de yacimiento.
- El yacimiento que guarda mayor grado de similitud en sus características con aquellos encontrados en la Cuenca de Chicontepec, es el Yacimiento North Semlek, el cual, de acuerdo al estudio realizado, fue el que obtuvo mayor recuperación por inyección de agua de baja salinidad.

Este dato es sumamente relevante y prometedor, ya que implica que las posibilidades de éxito por inyección de agua de baja salinidad en Chicontepec son relativamente altas, en caso de que la tecnología llegara a ser aplicada.

- La salinidad del agua congénita en North Semlek y Agua Fría es similar, lo cual en términos de recuperación de aceite es altamente favorable, ya que con anterioridad en este capítulo se mencionó que a menor salinidad de agua congénita los beneficios de la inyección de agua de baja salinidad apuntan, de acuerdo a las pruebas realizadas, a ser mayores.

5.10.2.2 Inyección de agua de baja salinidad: Utilización de pruebas Registro-Inyección-Registro (LIL) ^[38]

Este documento describe una prueba de campo del tipo Registro-Inyección-Registro [(LIL), Log-Inject-Log] diseñada para identificar si los efectos de la inyección de agua de baja salinidad pueden ser detectados en la zona cercana al pozo.

La técnica utilizada para determinar la S_{orw} mediante el uso de pruebas LIL, se basa en la ejecución de múltiples corridas de registros del tipo Captura de Pulsos de Neutrones (PNC), después de la inyección de dos o más diferentes salmueras, con diferente respuesta a la lectura del registro.

Asumiendo que la porosidad de la formación y la lectura de la salmuera inyectada son conocidas de manera precisa, la saturación de agua puede ser calculada a partir de:

$$S_w = \frac{\Sigma_{t2} - \Sigma_{t1}}{\Phi(\Sigma_{w2} - \Sigma_{w1})} \quad (\text{Ec. 5.12})$$

donde:

Σ_{t1} , es la respuesta del registro PNC después de inyectar la primera salmuera.

Σ_{t2} , es la respuesta del registro PNC después de inyectar la segunda salmuera.

Σ_{w1} , es la sección transversal de captura de la primera salmuera.

Σ_{w2} , es la sección transversal de captura de la segunda salmuera.

Φ , es la porosidad de la formación.

Por lo tanto, el modificar esta aproximación general e inyectar diferentes salmueras de al menos tres secciones transversales de captura, permitirá determinar la S_{orw} después de la inyección base y después de la inyección de agua de baja salinidad.

5.10.2.2.1 Descripción del yacimiento

La sección de yacimiento en la cual las pruebas fueron realizadas, es un intervalo productor de un yacimiento clástico, el cual comprende una compleja cuenca compuesta de sedimentos provenientes de marea, estuarios, deltas y de playa con intercalaciones de lutitas semicontinuas.

Las arenas son de grano fino y de alto contenido dúctil. Además, los análisis de Difracción de Rayos X muestran contenidos de cuarzo en el rango de 70 – 95 [%], con caolinita, plagioclasas, illita y esmectita.

La porosidad promedio es del 20%, pero alcanza el 30% en los canales de arenas de mejores propiedades. Las permeabilidades horizontales tienen un rango de valores de 200 – 700 [mD], con variación vertical debido a cambios en la textura y contenido dúctil.

El espesor bruto del yacimiento es de alrededor de 150 [pies] con un espesor neto del 65 – 70 [%].

Las propiedades del aceite varían considerablemente a lo largo del campo, con una viscosidad que varía desde 0.46 [cp] hasta 50 [cp], desde la cresta hasta su flanco. Correspondientemente, la gravedad API también varía desde los 33 [°API] en la cresta hasta los 12 [°API] en el flanco.

La saturación de agua congénita es del 23%, pero puede llegar a ser significativamente menor con respecto a la zona del yacimiento. Además, el yacimiento tiene una fuerte entrada de agua proveniente de un acuífero activo con una salinidad promedio demasiado alta, con una concentración de sólidos en solución de 250,000 [ppm] en algunas partes del yacimiento.

5.10.2.2 Procedimientos de inyección y de toma de registros

Los procesos de diseño tomaron en cuenta el efecto potencial de flujo cruzado entre intervalos debido a que el pozo seleccionado se encontraba disparado en tres unidades diferentes. En dado caso de que se presentara dicho fenómeno se tendría que establecer un tiempo de espera después del cierre del pozo para permitir que se alcanzara el equilibrio o bien, incrementar el gasto de inyección hacia las unidades de flujo del yacimiento.

El diseño de la prueba de 4 días de duración fue:

- Llevar a cabo un PLT/PNC con el pozo abierto a producción para identificar la respuesta del molinete a los horizontes productores que se encontraban aportando fluidos al pozo (**Fig. 5.78**, donde se muestra que los 3 intervalos aportan producción).

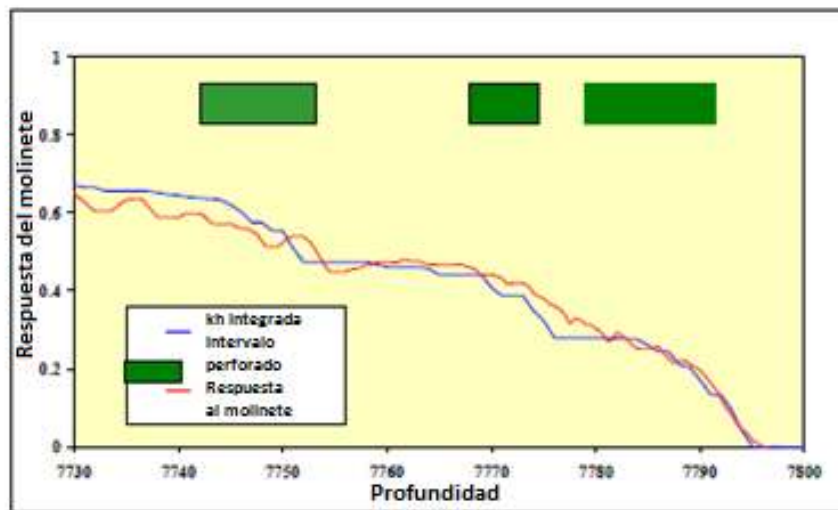


Fig. 5.78. Comparación de las respuestas medida y calculada del registro de molinete. (K. J. Webb, C. J. J. Black & Al-Ajeel, 2003)

- Cerrar el pozo (36 horas para el caso del documento) y llevar a cabo otro PLT/PNC para identificar cualquier zona que estuviera ocasionando flujo cruzado.

- Inyectar una solución de cloruro de sodio de alta salinidad (220,000 [ppm]), a un gasto de 0.5 [bls/min]. Dicho gasto fue seleccionado con el fin de permitir que la prueba simulara el comportamiento de la inyección a escala de yacimiento en vez del comportamiento en la vecindad del pozo.
- Correr registros PLT/PNC cada hora a 10 [pies/min], para reducir el ruido de la estática en el análisis y reducir el error.
- Continuar con la inyección hasta que no haya cambios en la respuesta del registro PNC durante el periodo de 1 hora.
- Efectuar otras 3 corridas a 10 [pies/min], mientras que al mismo tiempo se continua con la inyección de salmuera de alta salinidad (Σ_{t1}).
- Inyectar la salmuera de salinidad intermedia (170,000 [ppm]) hasta no obtener cambios en la respuesta del PNC en un periodo de una hora.
- Llevar a cabo otras tres corridas para reducir el error estadístico (Σ_{t2}).
- Las diferencias en la lectura de los registros PNC entre 220,000 [ppm] y 170,000 [ppm] definen el aceite residual después de la inyección de la Ecuación 2.
- Inyectar salmuera de baja salinidad (3,000 [ppm]) utilizando el mismo procedimiento empleado para la inyección de agua de alta e intermedia salinidad. Esto con el fin de desplazar el aceite de la región de interés si es que se presentaron efectos por la inyección de agua de baja salinidad (Σ_{t3}).
- Realizar una corrida PNC/PLT hasta no observar cambios en la respuesta del registro PNC. Posteriormente llevar a cabo 3 corridas más para incrementar la precisión de los datos.
- Reinyectar salmuera de alta salinidad (220,000 [ppm]) utilizando el procedimiento descrito anteriormente.
- Correr registros continuamente hasta no obtener variaciones en la lectura del registro PNC.

Utilizando la **Ec. 5.12** como punto de partida, la saturación residual de aceite después de la inyección de agua de alta salinidad está dada por:

$$S_w = \frac{\Sigma_{t2} - \Sigma_{t1}}{\Phi(\Sigma_{w2} - \Sigma_{w1})} \quad (\text{Ec. 5.13})$$

Mientras que la saturación residual de aceite después de la inyección de agua de baja salinidad está dada por:

$$S_w = \frac{\Sigma_{L4} - \Sigma_{L3}}{\Phi(\Sigma_{W4} - \Sigma_{W3})} \quad (\text{Ec. 5.14})$$

5.10.2.2.3 Preparación de la salmuera

Con el fin de medir la S_{orw} después de las inyecciones de agua de alta y baja salinidades, es necesario inyectar al menos tres salmueras de diferente salinidad. Se planeó mezclar salmueras de 220,000 [ppm], 120,000 [ppm] y 3,000 [ppm].

Las secciones transversales de captura de las salmueras fueron tomadas utilizando una celda de medición sigma de agua, durante todo el tiempo que duró la inyección, ya sea en el mismo pozo o bien mediante el análisis de muestras en laboratorio.

La calidad del agua de inyección fue determinada a través de espectroscopía de masa, para verificar que no se encontraban contaminantes disueltos en el agua que pudieran ocasionar la formación de incrustación o precipitados en el yacimiento (**Tabla 5.44**).

Tabla 5.44. Análisis de las sales a través de espectroscopia de masa.

Componente	Cantidad [%]
Cloruro de sodio	>99
Potasio	0.12
Calcio	0.09
Magnesio	0.04
Bario	0.011
Estroncio	<0.01
Sulfato	0.03

El agua dulce fue llevada al pozo a través de pipas desde una planta de desalinización; y se le realizó el mismo análisis para identificar especies iónicas que pudieran dañar la formación (**Tabla 5.45**).

Tabla 5.45. Análisis del agua dulce.

Ión	Concentración [mg/l]
Calcio	98
Magnesio	20
Bicarbonato	118
Cloruro	98
pH	7.1

Las salmueras fueron mezcladas en tandas de 100 [bb], filtradas a 2 micrones para remover cualquier sólido presente y circuladas de manera continua en tanques de 500 [bb] obteniéndose las propiedades mostradas en la **Tabla 5.46**.

Tabla 5.46. Densidades y salinidades de las salmueras inyectadas.

Salmuera	Densidad [kg/l]	Contenido de cloruro [mg/kg]
Baja	1.0019	3932
Alta	1.1415	117638
Intermedia	1.0982	84203
Final	1.1251	105121

5.10.2.2.4 Desarrollo de la prueba

El principal punto a tomar en cuenta durante la inyección, es determinar la máxima presión de inyección que puede ser aplicada de manera segura, sin alcanzar la presión de fracturamiento. Para el caso en estudio se determinó que la máxima presión a la cual se podía inyectar fluidos de manera segura era de 1,200 – 1,300 [psi].

La **Tabla 5.47** muestra que en ningún momento se aproximaron las presiones de inyección a la presión de fracturamiento.

Tabla 5.47. Resumen de las presiones superficiales durante la inyección.

Inyección	Presión al inicio [psi]	Presión final [psi]
Antes de la inyección	-	900
Alta salinidad	900	<0
Salinidad intermedia	<0	200
Baja salinidad	200	600
Salinidad final	600	833

Posteriormente, se procedió a limpiar el aparejo de producción inyectando salmuera de alta salinidad a una presión 3 veces por encima de la diseñada (1.5 [bls/min]), con el fin de evitar problemas de inyección de aceite durante el proceso de inyección de agua. En todo momento se verificó a través de PLT que no se inyectara salmuera a la formación ya que esto afectaría el desarrollo de la prueba.

En el desarrollo de la prueba fueron requeridos cerca de 700 [bbl] de agua de alta salinidad, para alcanzar una lectura constante del registro PNC; mientras que para el caso de salinidades intermedia, baja y final fueron necesarios 300 [bbl] para alcanzar el equilibrio. La **Fig. 5.79** a la **Fig. 5.82** muestran las respuestas del registro PNC durante cada inyección.

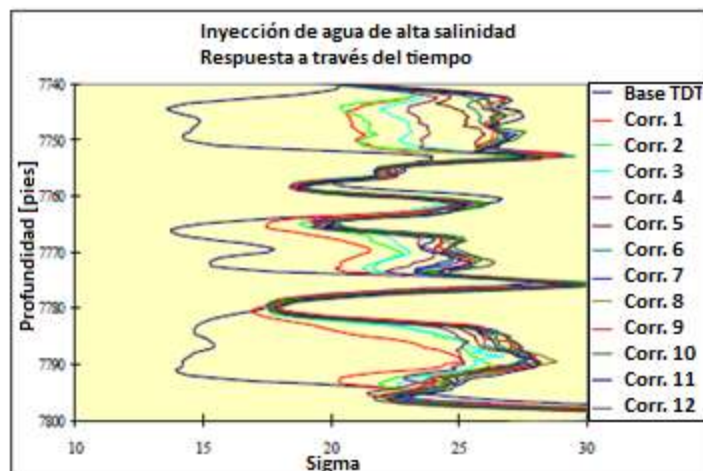


Fig. 5.79. Respuesta del registro PNC durante la inyección de agua de alta salinidad. (K. J. Webb, C. J. J. Black & Al-Ajeel, 2003)

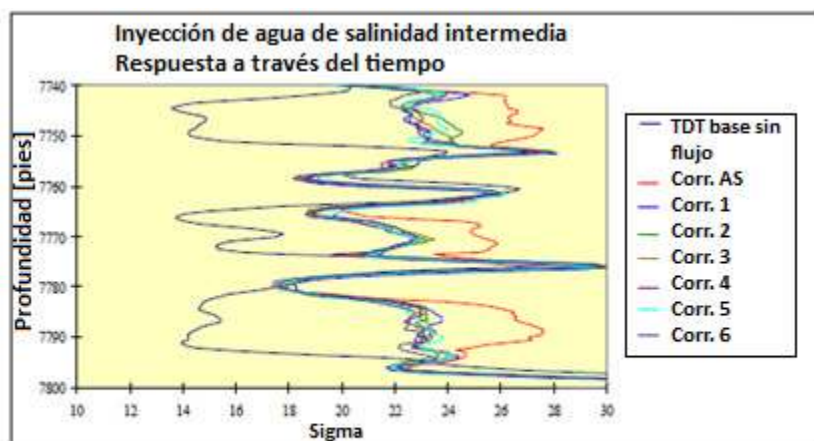


Fig. 5.80. Respuesta del registro PNC durante la inyección de agua de salinidad intermedia. (K. J. Webb, C. J. J. Black & Al-Ajeel, 2003)

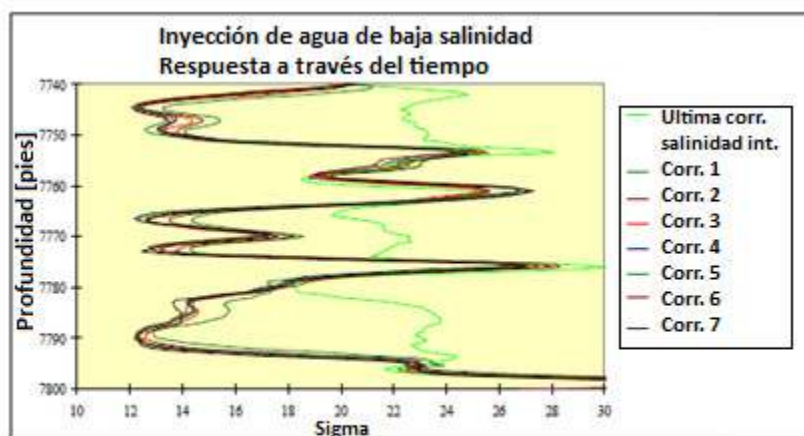


Fig. 5.81. Respuesta del registro PNC durante la inyección de agua de baja salinidad. (K. J. Webb, C. J. J. Black & Al-Ajeel, 2003)

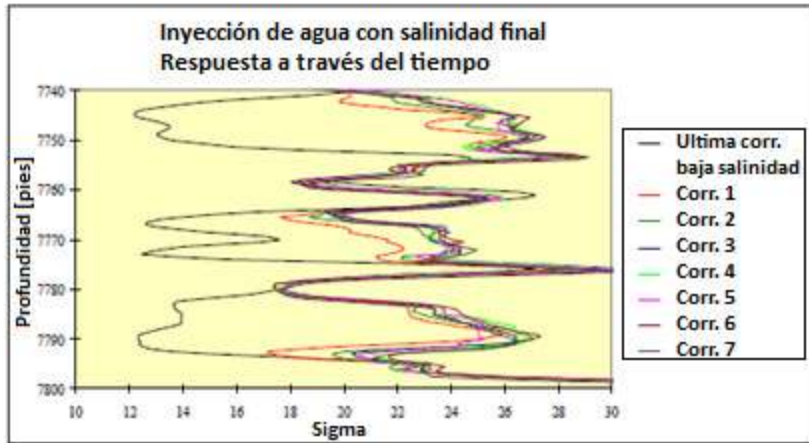


Fig. 5.82. Respuesta del registro PNC durante la inyección de agua con salinidad final. (K. J. Webb, C. J. J. Black & Al-Ajeel, 2003)

Después de la conclusión de la prueba fue necesario corregir los datos obtenidos del registro PNC por cambio de salinidad en el aparejo de producción, comparando la respuesta del registro en cada etapa sobre secciones de yacimiento que no estuvieron expuestas a cambios de saturación.

Posteriormente, se procedió a elaborar la gráfica de saturación de aceite residual mostrada en la Fig. 5.83, la cual incluye una línea base para la inyección de agua de alta salinidad y la línea de agua de baja salinidad.

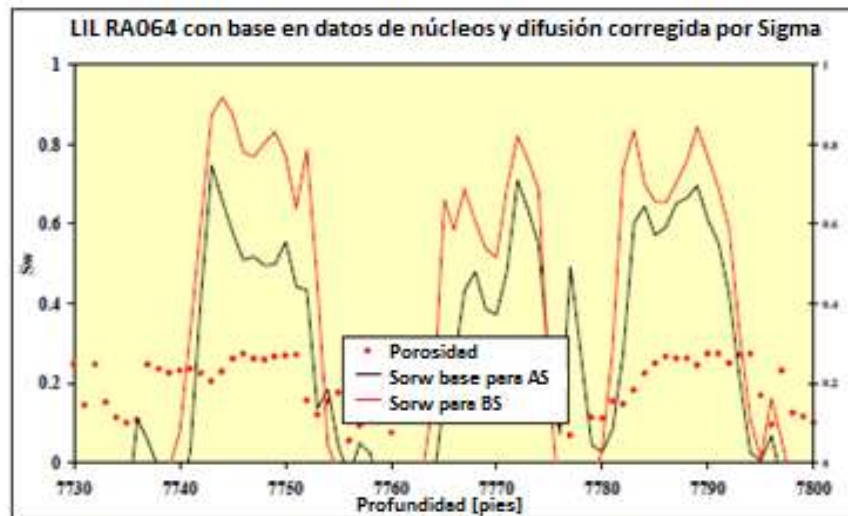


Fig. 5.83. Saturación de aceite residual posterior a la inyección de agua de baja salinidad. (K. J. Webb, C. J. J. Black & Al-Ajeel, 2003)

De acuerdo con esta figura, la inyección de agua de baja salinidad muestra una reducción importante en la saturación de aceite con respecto a la inyección de agua de alta salinidad, aunque es importante mencionar que los resultados fueron distintos en los 3 intervalos disparados.

El intervalo superior mostró una reducción en la saturación de aceite de alrededor del 50%, mientras que el intervalo intermedio e inferior mostraron una reducción de 10% y 20% respectivamente.

En el siguiente apartado se presentan las analogías con los yacimientos de Chicontepec, realizando una comparación entre las propiedades del yacimiento mostrado en esta prueba y las propias de las zonas de mayor viabilidad, para la inyección de agua en Chicontepec.

5.10.2.2.5 Analogías con los yacimientos de Chicontepec

En la **Tabla 5.48** se muestra un análisis comparativo entre las características del yacimiento descrito por Webb (2003) para la realización de pruebas LIL, y aquellas de los yacimientos de la Cuenca de Chicontepec.

Desafortunadamente la información contenida en el artículo técnico ^[ref] de donde se obtuvo este ejemplo es muy limitada, de tal manera que solo se mostrará aquella información que se encontró disponible y que por tanto es verificable totalmente.

Cabe mencionar que la importancia de éste ejemplo, más allá de tratar de demostrar los beneficios de la inyección de agua de baja salinidad, radica en que muestra una forma de verificar las posibilidades de la inyección de agua de baja salinidad en un yacimiento a través de una simple prueba en un solo pozo.

Esto tiene la ventaja de reducir costos y tiempo, pues una prueba piloto a escala de yacimiento, la cual involucraría al menos a un pozo inyector y otro productor, requiere de periodos largos de prueba que van desde algunos meses hasta años para que los resultados puedan ser concluyentes.

Por lo tanto los gastos en equipo, operación y materiales serán mucho a mayores en comparación a una prueba LIL debido a la escala de la prueba y periodo de tiempo.

Tabla 5.48. Análisis comparativo de las características del yacimiento analizado por Webb (2003) para la realización de las pruebas LIL y los yacimientos de la Cuenca de Chicontepec. La información provista por el autor es limitada, sin embargo resulta ilustrativa para los fines de esta tesis.

	YACIMIENTO ANALIZADO POR WEBB (2003)	CUENCA DE CHICONTEPEC
MINERALOGÍA	Yacimiento clástico compuesto de sedimentos provenientes de ambientes marea, estuarios, deltas y de playa con intercalaciones de lutitas semicontinuas. Contenido importante de arcillas.	Areniscas con intercalaciones de lutitas, altamente cementadas por calcita y dolomía en la porción inferior de la cuenca y pobremente sementadas en la porción superior
PERMEABILIDAD PROMEDIO [mD]	200-700	10-200 (zonas de buena calidad)
POROSIDAD [%]	20- 30	0.2-14
SATURACIÓN DE AGUA [%]	23	-
PRESION INICIAL DE YACIMIENTO [kg/cm ²]	-	80-360
PRESION DE SATURACIÓN [kg/cm ²]	-	50-330
GRAVEDAD API [°API]	12-33	18-45
FACTOR DE VOLUMEN DE LA FORMACIÓN [bbl@cy/bbl@cs]	-	1.1621 (Agua Fría)
RGA EN SOLUCIÓN [pc@cs/bbl@cs]	-	-
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO [°C]	-	60-70
PROFUNDIDAD DE LA FORMACIÓN PRODUCTORA [m]	2361	1150-1700
SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN [ppm]	250,000	38,525 (Agua Fría)

A continuación se mencionan las conclusiones obtenidas a partir del análisis técnico del desarrollo de la prueba y del análisis comparativo mostrado en la Tabla 5.48:

- Es importante mantener la presión de inyección por debajo de la presión de fracturamiento de la formación.
- Durante la inyección de salmuera es importante continuar inyectando hasta no obtener variaciones en la respuesta del registro PNC/PLT.
- La inyección de agua de baja salinidad, con una concentración de sólidos en solución de 3,000 [ppm] fue la que mostró los mejores resultados, en cuanto a que fue la que produjo la menor saturación residual de aceite.
- A pesar de su mineralogía similar, el yacimiento descrito por Webb (2003) parece mostrar condiciones petrofísicas más favorables que aquellas presentes en los yacimientos de Chicontepec. Hecho que se traduce en mayor eficiencia en cuanto al desplazamiento de fluidos a través del yacimiento.
- La salinidad del agua congénita es significativamente mayor en el yacimiento descrito por Webb (2003), en comparación a la salinidad tomada como valor representativo de los yacimientos de Chicontepec.

- La profundidad a la que se encuentra el yacimiento descrito por Webb (2003) es aproximadamente 1,000 [m] mayor que aquella a la que se encuentran los yacimientos de Chicontepec.
- Lo anterior resulta por lo general en una temperatura promedio de yacimiento alta en comparación a la que podría ser observada en yacimientos relativamente someros como pueden ser los que se encuentran en Chicontepec. Sin embargo, esto podría ser compensado por la calidad de aceite o bien por condiciones de temperatura afectadas por fenómenos externos al yacimiento.

VI. MÉTODOS DE OBTENCIÓN DEL AGUA DE INYECCIÓN ^[18] ^[39]

La calidad del agua puede ser definida como el total de todas las propiedades químicas, físicas y microbiológicas, requeridas para que el agua sea adecuada para alguna aplicación en particular.

Los requerimientos de calidad del agua son dependientes de la aplicación y del sitio; es decir, la finalidad para la cual será empleada el agua o bien los requerimientos de alguna agencia regulatoria.

En el caso de este trabajo de tesis, la aplicación que se le dará al agua será la de ser inyectada al yacimiento, por lo tanto el agua ideal para la inyección debe ser de tal calidad que debe tener las siguientes características:

- Suministro adecuado para permitir gastos de inyección, acordes con las necesidades del proyecto.
- No contener sólidos en solución o gases que fomenten la corrosión o formación de incrustaciones.
- No contener sólidos en suspensión o dispersos, que puedan afectar el equipo de tratamiento y tubería de transporte; o bien, que puedan causar el taponamiento de la formación y de los mismos pozos de inyección.
- Evitar provocar reacciones adversas con la roca de la formación y los fluidos del yacimiento.
- Estéril e incapaz de permitir el crecimiento de bacterias y microorganismos.
- No contener componentes que puedan afectar las propiedades del aceite, al nivel de poder degradar la calidad o volumen de aceite producido e incluso aumentar la dificultad de los procesos de separación del aceite y de la propia agua de inyección.
- No contener sustancias que sean peligrosas para el personal o para el medio ambiente.

Aún así, el agua ideal para la inyección no existe, por tanto en cualquier caso, el agua de alguna fuente debe ser tratada para obtener de la manera más aproximada las propiedades requeridas para llevar a cabo el proceso.

Los retos en el diseño y operación de los equipos para el tratamiento del agua de inyección son:

- Determinar los requerimientos mínimos de calidad del agua necesarios para llevar a cabo la operación de inyección.

- Diseñar y construir el equipo e instalaciones, así como los procesos necesarios para poder alcanzar la calidad del agua requerida; tomando en cuenta costos, seguridad y eficiencia
- Operar las instalaciones de una manera rentable y segura, manteniendo la capacidad y calidad del procesamiento del agua, para poder llevar a cabo el proceso de inyección.

6.1 Identificación de fuentes potenciales de agua

El volumen, gasto y programación de la inyección de aguas, identificadas previamente permitirán ayudar a seleccionar una fuente potencial del agua de inyección. Dicha fuente debe ser capaz de proveer los volúmenes y gastos necesarios, durante el curso de la inyección.

Existe un gran número de fuentes potenciales del agua de inyección, las cuales se citan a continuación, en orden decreciente de preferencia:

- a) Agua producida del propio yacimiento que será sujeto a la inyección
- b) Agua producida de un yacimiento cercano, con propiedades similares al yacimiento sujeto a la inyección
- c) Pozos perforados en acuíferos de zonas no productoras
- d) Agua proveniente de fuentes superficiales como ríos, lagos o agua de mar
- e) Fuentes de agua no convencionales; como por ejemplo, el agua producida de manera conjunta con la explotación de yacimientos de gas grisú (principalmente metano de minas de carbón mineral)
- f) Aguas residuales

De todas las fuentes anteriores, el agua producida del propio yacimiento sujeto de inyección implica la selección preferida debido a que usualmente requiere de un tratamiento menor para ser reinyectada, además de que las posibilidades de ocasionar reacciones en detrimento de las propiedades del yacimiento son mucho menores con respecto a la utilización de otras fuentes.

Para el caso de inyección de agua de baja salinidad, se puede optar por fuentes de agua superficial y no salobre, las cuales proveen agua dulce (alrededor de 500 [ppm]) y cuyo tratamiento no involucra procesos tan costosos, como el empleo de plantas de ósmosis inversa para reducir la salinidad del agua.

Adicionalmente, se pueden emplear fuentes de agua no convencionales, como los yacimientos de gas grisú, los cuales generan como producto secundario de extracción agua de baja y ultra-baja salinidad en el rango de 300 – 2500 [ppm], la cual puede ser aprovechada y reinyectada en procesos de recuperación terciaria o mejorada como el que es objeto de este trabajo de tesis.

Por otro lado, el uso de aguas residuales es el de menor aceptación, debido a los elevados costos de tratamiento, para obtener la calidad de agua necesaria para que ésta sea adecuada para la reinyección.

En casos en donde una sola fuente puede llegar a ser insuficiente para proveer el volumen necesario para la reinyección, se debe tomar en consideración la posibilidad de utilizar agua de múltiples fuentes. Cuando esta situación se presenta, el tratar cada fuente de agua de manera separada y después utilizar sistemas de reinyección independientes para cada fuente, es invariablemente la solución más simple y representa a su vez la de menor problemática.

Lo anterior se debe a la existencia de casos documentados, en los que el mezclar el agua proveniente de múltiples fuentes antes de su tratamiento e inyección, usualmente genera problemas en el manejo de agua y puede ocasionar reacciones que afecten el desempeño del sistema.

La propia operación de inyección en términos de gasto y volumen, será el principal factor que determine la selección de la fuente, mientras que las propiedades de la roca y fluidos del yacimiento serán los factores que dicten los requerimientos de calidad del agua.

Como ejemplo, la porosidad y permeabilidad del yacimiento influirán en la cantidad y tamaño de los sólidos suspendidos que podrán ser tolerados en el agua de inyección, para mantener un gasto de inyección adecuado. El comparar dichos requerimientos con el contenido de sólidos en suspensión del agua de la fuente seleccionada indicará, si es el caso, si se requerirá de un proceso de remoción de sólidos.

Es importante mencionar que en este trabajo no se pretende realizar un análisis exhaustivo sobre la selección de la fuente de agua idónea para llevar a cabo un proceso de inyección de agua de baja salinidad, ya que ello implicaría realizar un análisis económico detallado que involucre todas las variables presentes en un caso específico.

Por ello, me limito a mencionar las posibles fuentes de extracción con el fin de que en cada caso particular se tengan en mente y se seleccione la que mejor cumpla con las necesidades del proyecto.

6.2 Compatibilidad: Interacciones agua-roca y agua-agua; y el daño a la formación

Para fines prácticos se considerarán dos tipos diferentes de compatibilidad o reacciones relacionadas con la calidad del agua y el agua de inyección. La primera tiene que ver con las reacciones e interacciones entre el agua de inyección y la roca del yacimiento en las zonas de inyección, las cuales se presentan debido a diferencias en la composición química y concentración entre el agua de inyección y el agua con la cual la formación se encuentra en equilibrio.

El segundo tipo de compatibilidad se relaciona con las reacciones de precipitación que pueden ocurrir entre el agua que es inyectada a la formación y el agua que ya se encuentra en ella, la cual puede ser agua congénita o de un proceso de inyección previo realizado al yacimiento.

Existen dos mecanismos encargados de generar daño a la formación, resultado de las interacciones entre el agua inyectada y el agua de formación. El primer mecanismo se relaciona con la formación y liberación de partículas finas, las cuales son movilizadas con el flujo de agua hasta quedar atrapadas en la garganta de algunos poros.

Los procesos involucrados en este mecanismo incluyen

- a) Hinchamiento de las arcillas
- b) Floculación de las arcillas
- c) Alteración de las micas
- d) Velocidad crítica de flujo

El segundo mecanismo involucra la solución y formación de minerales, los cuales generan daño a la formación, cuando dichos minerales en solución se precipitan, para posteriormente desplazarse con el agua y taponar los poros de la formación.

En cualquiera de los dos casos anteriores, la clave se encuentra en maximizar la eficiencia de la inyección, identificando los problemas potenciales antes de que ocurran y posteriormente efectuar el tratamiento necesario para prevenir o controlar el daño. Generalmente, la mejor opción se encuentra en ser proactivo en vez de reactivo.

Para identificar el problema, existen una serie de procedimientos disponibles para detectar e identificar la posibilidad de generar un daño a la formación antes de la inyección. Estas pruebas incluyen:

- a) Pruebas de inyección a núcleos
- b) Análisis mineralógicos de la roca de formación
- c) Análisis químicos del agua involucrada en la inyección, tanto congénita como del agua a ser inyectada.

Dicho orden sigue la lógica de identificar, en primer lugar, la posibilidad de que ocurra el problema, y si es que se presenta, llevar a cabo los análisis mineralógicos y químicos correspondientes para determinar su causa. Si se presenta el caso de emplear agua de diferentes fuentes para la inyección, el seleccionar aquella que genere el menor daño resulta la opción económicamente mejor.

Incluso el modificar las técnicas de terminación y procedimientos de inyección puede resultar benéfico, cuando se presenta el problema de migración de partículas finas, lo cual permitiría reducir la velocidad de flujo por debajo del valor crítico, particularmente cerca del sitio de inyección en donde las velocidades tienden a ser mayores.

El modificar la química del agua mediante la adiciones de cationes divalentes o sales de potasio, es una posibilidad efectiva aunque costosa, para reducir el efecto de la migración. Aunque otros procesos como la inyección de salmueras de cloruro de calcio, cloruro de potasio o cloruro de amonio, resultan más económicas a expensas de una menor efectividad.

6.3 Tratamiento del agua para su inyección

Existen dos clases diferentes de agua a ser tratada: el agua producida del propio yacimiento o agua de fuentes superficiales para la inyección.

Después del agua de formación, el agua superficial y el agua de mar en particular, constituyen la segunda fuente de mayor popularidad para obtener el agua de inyección. Esto, debido a que en términos de volumen, el agua de mar es utilizada en mayor cantidad que cualquier otra fuente de agua superficial.

En el caso del agua de formación, las operaciones de tratamiento requeridas para que esta pueda ser reinyectada al yacimiento involucran la separación del agua y el aceite en procesos de deshidratación del aceite e incluso en la separación de los remanentes de aceite en el agua de yacimiento producida. Además de que, en el caso de inyección de agua de baja salinidad, se deben emplear procesos de desalinización para reducir la concentración de sólidos en solución, a niveles adecuados para la aplicación de la tecnología.

Por otro lado, en el caso de fuentes de agua superficiales se debe controlar el crecimiento de organismos y remover el oxígeno en solución en un proceso conocido como desoxigenación,.

Adicionalmente, e independientemente del tipo de agua seleccionada, se deben realizar tratamientos suplementarios como lo son la remoción de sólidos en suspensión y solución (requerida únicamente en el caso de agua de formación); inhibición de incrustaciones; y control de agentes corrosivos

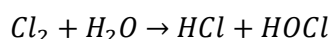
El agua de mar y cualquier otra fuente de agua superficial, contienen ciertos componentes que resultan indeseables y por tanto deben ser removidos antes de que el agua se adecuada para la inyección. Dichos componentes son:

- Bacterias y otras sustancias biológicamente activas
- Oxígeno disuelto
- Sólidos en suspensión
- Sólidos en solución, desalinización en el caso de inyección de agua de baja salinidad

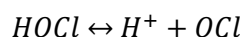
Los microorganismos pueden crecer y multiplicarse para producir limos y películas que degraden la superficie de las tuberías e instalaciones de transporte; taponando filtros e incluso el propio yacimiento, en donde será inyectada el agua. Otros efectos adversos incluyen la acidificación del

aceite del yacimiento, debido a la producción excesiva de ácido sulfhídrico por parte de bacterias reductoras de sulfatos (SRB)

La cloración es ampliamente utilizada para minimizar la degradación resultado de la actividad biológica y de bacterias, para lo cual, por razones de seguridad, se produce el cloro in situ. Dicho cloro puede ser formado pasando una corriente eléctrica a través del agua de mar en un electroclorador para producir la siguiente reacción:



Posteriormente cierto volumen del ácido hipocloroso se ioniza para formar el ión hipoclorito



El ácido hipocloroso, *HOCl*, es el elemento activo para controlar el crecimiento biológico y de bacterias. Sin embargo, a altos valores de pH, como los encontrados en el agua de mar, la mayoría del cloro se transforma en el ión hipoclorito, para lo cual se tienen que utilizar dosis más altas de cloro.

El oxígeno disuelto, particularmente en aguas de alta salinidad, es extremadamente agresivo y corrosivo sobre el acero al alto carbón con el cual están fabricadas la mayoría de las tuberías e instalaciones de transporte. Para solucionar este problema, se debe reducir la concentración de oxígeno en solución a niveles por debajo de las 10 – 20 [ppm], tomando como referencia que el agua de mar puede contener entre 6 – 10 [ppm] de oxígeno en solución.

Finalmente, los sólidos en suspensión pueden degradar las superficies y taponar los poros de la roca, ocasionando reducción en la permeabilidad y en los perfiles de inyección.

Para determinar la potencial pérdida de inyectividad debido a la presencia de sólidos en el agua de inyección, se llevan a cabo inyecciones a núcleos; sin embargo, si no se cuenta con núcleos representativos de la formación en donde se realizará la inyección, existen algunas “reglas de dedo” para relacionar el tamaño de las partículas en suspensión, con su tendencia a taponar la formación.

Dichas reglas son conocidas como las Reglas 1/3-1/7 y son las siguientes:

1. Las partículas con un tamaño de diámetro promedio de al menos un tercio de la media del diámetro de las gargantas de los poros, no invadirán la formación, pero tenderán a desplazarse formando películas de sedimento cerca de los pozos inyectoros.
2. Las partículas con un tamaño de diámetro promedio entre un tercio y un séptimo de la media del diámetro de las gargantas de los poros, pueden invadir la formación y acumularse en su interior, ocasionando el taponamiento y la pérdida de permeabilidad.

3. Las partículas con un tamaño de diámetro promedio menor a un séptimo de la media del diámetro de las gargantas de los poros, se desplazarán a través de la formación y por lo general no ocasionarán daño.

En un sistema típico de inyección de agua de mar, el agua es recolectada por debajo de la superficie y por encima del fondo, con el fin de minimizar la cantidad de sólidos en suspensión presentes. Adicionalmente, se ocupan cedazos en el área de succión para evitar la entrada de partículas al sistema.

Dado que después del agua de formación, el agua de mar es la segunda fuente que goza de mayor popularidad para los procesos de inyección de agua, es pertinente agregar a este trabajo un apartado concerniente al tratamiento de reducción de salinidad del agua, para que ésta pueda ser aplicada a un proceso de inyección de agua de baja salinidad.

La desalinización es un proceso de separación utilizado para reducir el contenido de sales disueltas en el agua salada o salobre, a niveles que permitan su aplicación en determinadas actividades, la cual en este caso sería la inyección de agua de baja salinidad a un yacimiento.

De manera general, todo proceso de desalinización involucra tres etapas distintas las cuales involucran agua de diversas salinidades:

1. La alimentación de agua de alta o media salinidad la cual proviene del océano o fuentes subsuperficiales, y que es separada en dos corrientes:
2. el agua resultante del proceso de desalinización la cual es de baja salinidad; y
3. el agua residual o salmuera de alta salinidad

El agua producto del proceso de desalinización, generalmente tiene una concentración de sólidos en solución menor de 500 [mg/l], mientras que el agua residual (de desecho) tendrá una concentración de sólidos en solución de alrededor de 35,000 [mg/l].

La desalinización puede ser dividida en dos categorías: los procesos de destilación y los procesos de membranas.

6.3.1 Procesos térmicos o de destilación

La naturaleza, a través del ciclo hidrológico, provee a nuestro planeta de un suministro continuo de agua dulce. El agua se evapora de los océanos y otros cuerpos de agua; se acumula en las nubes en forma de vapor y después se condensa cayendo a la superficie de la Tierra en forma de lluvia o nieve.

Los procesos de destilación funcionan de la misma manera; alrededor del 60% del agua desalinizada es producida mediante la ebullición de agua de mar, para producir vapor que posteriormente es condensado para obtener agua dulce.

Debido a que la energía térmica representa una gran parte del costo total de la desalinización, los procesos de destilación generalmente recuperan y hacen uso del calor residual, producto de la generación de energía eléctrica para reducir los costos de generación de energía. El someter al agua a etapas de ebullición progresivas, cada una operada a una temperatura y presión menores, puede contribuir de gran manera a reducir la cantidad de energía necesaria.

Los procesos evaporativos o de fase de vapor son utilizados principalmente para la conversión de agua de mar y consisten en los siguientes métodos:

- Evaporación Flash Multi-etapa (MSF)
- Destilación Multi-efecto (MED)
- Compresión de Vapor (VC)

Los métodos MSF y MED requieren de energía térmica además de energía eléctrica, y debido a que manejan agua de mar a altas temperaturas, la selección de materiales se vuelve un factor crítico de diseño.

El método VC, por el contrario, utiliza únicamente energía eléctrica, en donde el calor es generado a través de la compresión. De esta manera el método VC representa la opción de mayor viabilidad económica dentro de los procesos evaporativos; sin embargo, los compresores utilizados limitan la capacidad de producción del equipo.

Dependiendo del diseño, el agua destilada producida a través de plantas térmicas de desalinización, tiene una concentración de sólidos en solución de entre 5 – 50 [ppm]. Además de que entre el 25 y 50% del agua alimentada es recuperada.

6.3.2 Procesos de membranas permeables

A finales de la década de 1940, los investigadores comenzaron a analizar medios a través de los cuales se pudiera extraer agua pura, a partir de agua de alta salinidad. En 1950 se llevó a cabo una investigación muy importante en la Universidad de Florida para demostrar las propiedades de desalinización de las membranas semipermeables de acetato de celulosa (CA).

Durante los años de exploración espacial y apoyados con fondos del gobierno, los investigadores estadounidenses realizaron numerosos avances en la ciencia y tecnología de conversión de agua salada.

En 1959, los investigadores de la UCLA se convirtieron en los primeros en demostrar un proceso efectivo de desalinización, mediante la utilización de membranas semipermeables conocido como Osmosis Inversa (RO). Adicionalmente y casi al mismo tiempo, se inventó otro proceso que hacía uso de membranas impermeables conocido como Electrodiálisis (ED).

6.3.2.1 Electrodiálisis (ED)

La electrodiálisis (**Fig. 6.1**) es un proceso electroquímico, en el cual las sales se hacen pasar a través de membranas de cationes y de aniones, dejando el agua atrás. Se trata de un proceso generalmente usado para aguas salobres o de media salinidad.

Debido a que la mayor parte de las sales en solución son iónicas (ya sea de carga positiva o negativa) y los iones son atraídos hacia los electrodos con una carga eléctrica opuesta, las membranas permiten el paso selectivo de los iones, ya sea de carga negativa o positiva, logrando así la desalinización del agua.

El porcentaje de recuperación de agua en los procesos de electrodiálisis es de alrededor del 75 – 95% del agua de alimentación.

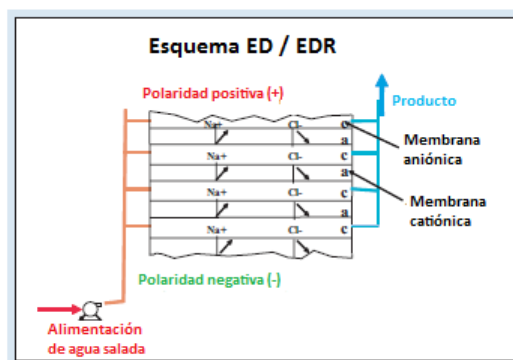


Fig. 6.1. Esquema simplificado del funcionamiento de una planta de desalinización por electrodiálisis (ED).
[American Membrane Technology Association (AMTA), 2007]

6.3.2.2 Osmosis Inversa (RO) ^[40]

Cuando dos soluciones con diferentes concentraciones de soluto son mezcladas, el total de solutos (sales) en las dos soluciones, será distribuido uniformemente en el solvente (agua) de las dos soluciones. En el fenómeno de ocurrencia natural conocido como ósmosis, esto es logrado por medio de difusión, en la cual los solutos se moverán de las áreas de mayor concentración a las áreas de menor concentración, hasta que la concentración a ambos lados de la membrana sea la misma, en un estado conocido como equilibrio.

Dicho equilibrio ocurre cuando el diferencial de presión hidrostática, resultante de los cambios de concentración a ambos lados de la membrana semipermeable, es igual a la presión osmótica del soluto.

En la ósmosis inversa, el agua de mar ubicada en un lado de la membrana plástica semipermeable, es sujeta a presión, lo que ocasiona que una efluente agua dulce pase a través de la membrana, dejando atrás una solución de salinidad más concentrada que aquella del agua de alimentación. Dicha agua contendrá la mayor parte de los minerales en solución y otros contaminantes.

El mayor requerimiento de energía para las plantas de ósmosis inversa es para presurizar el agua de alimentación. Además de que para distintos tipos de agua de alimentación, se deberán utilizar diferentes tipos de membranas.

Debido a que el agua de alimentación debe pasar a través de espacios muy pequeños, por la forma en la que las membranas están diseñadas, las partículas finas o sólidos en suspensión deben ser eliminados, antes de que pueda comenzar el proceso de desalinización, ya que éstas pueden ocasionar la degradación y obstrucción de los poros de las membranas.

Los procesos que se llevan a cabo en una planta de osmosis inversa (**Fig. 6.2**) para poder desalinizar el agua son los siguientes:

1. *Pretratamiento*: El agua de alimentación es tratada para poder ser compatible con las membranas, mediante la remoción de sólidos en suspensión, ajuste del pH y adicionando un inhibidor, con el fin de controlar la precipitación de minerales tales como el sulfato de calcio.
2. *Presurización*: Las bombas elevan la presión del agua pretratada a una presión operacional adecuada, para que el agua pueda ser desalinizada y que el funcionamiento de las membranas sea óptimo.
3. *Separación*: Las membranas semipermeables inhiben el paso de las sales disueltas, mientras que al mismo tiempo permiten el paso del agua desalinizada a través de ellas. Debido a que no existen membranas con un 100% de eficiencia en la remoción de sales disueltas, un pequeño porcentaje de las sales pasan a través de la membrana y permanece en el efluente.
4. *Estabilización*: El efluente obtenido de la membrana requiere de un ajuste en su pH y de un proceso de remoción de gas, antes de ser transferido al sistema de distribución para su aplicación final.

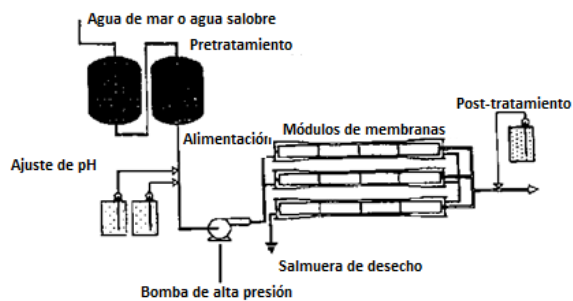
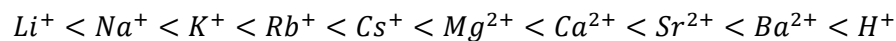


Fig. 6.2. Elementos de una planta de desalinización por ósmosis inversa (RO).

CONCLUSIONES:

- El *Intercambio Iónico Multicomponente (MIE)* es hasta el momento el mecanismo de acción de mayor aceptación. Cada uno de las propuestas anteriores, son consideradas como una consecuencia del intercambio de cationes y no como un mecanismo.
- Las partículas de arcilla poseen una carga eléctrica negativa la cual debe ser contrarrestada por los cationes del fluido si es que se desea que la arcilla permanezca eléctricamente neutral. Los enlaces entre los sitios de intercambio de las arcillas y los cationes son reversibles.
- Las arcillas muestran distinta selectividad por diferentes cationes, la relación de adsorción con respecto a la concentración de soluto es variable para cationes individuales. La relativa facilidad con la que un catión puede ser reemplazado por otro es la siguiente:



- Cuatro mecanismos de adsorción serían fuertemente afectados por una inyección de salmuera de baja salinidad:
 1. El intercambio de cationes,
 2. enlace de ligandos,
 3. puentes de cationes y
 4. puentes de agua
- En superficies mojadas por aceite, los cationes multivalentes en la superficie de las arcillas se enlazarán a compuestos polares presentes en la fase del aceite (resinas y asfaltenos) formando complejos orgánico-metálicos.
- Algunos compuestos polares orgánicos serán adsorbidos directamente a la superficie mineral desplazando a los cationes más frágiles presentes en la superficie de la arcilla, mejorando la mojabilidad por aceite en la superficie de la arcilla.
- Durante la inyección de salmuera de baja salinidad, se llevará a cabo un proceso de MIE, removiendo compuestos orgánicos polares y complejos orgánico-metálicos de la superficie y reemplazándolos con cationes libres.
- En teoría, la deadsorción de compuestos polares de la superficie de la arcilla debería llevar a una superficie con una mejor mojabilidad por agua, resultando en un incremento de la producción de petróleo.

- Los factores que afectan la eficiencia en la recuperación de aceite por inyección de agua de baja salinidad a un yacimiento son:
 1. Contenido de arcillas y su capacidad de intercambio de cationes (CEC)
 2. Mojabilidad del yacimiento
 3. Composición del aceite
 4. Presencia de cationes divalentes como N, Mg y Ca que permitan la adsorción de compuestos polares y órgano-metálicos a la superficie de las arcillas.
 5. Salinidad del agua congénita y de inyección

- El modelado para la inyección de agua de baja salinidad se basa en los modelos desarrollados para la implantación de métodos químicos, de Recuperación Mejorada de Aceite.

- Adicionalmente, al tratarse precisamente de un método en donde se inyecta agua, los modelos existentes para describir el comportamiento de un proceso de inyección de agua también son utilizados.

- La recuperación de aceite depende en gran medida de la salinidad del agua inyectada; sin embargo, dicha dependencia no es directamente proporcional, ya que a altas o muy bajas salinidades existe un punto a partir del cual el efecto de la salinidad en la recuperación se ve fuertemente disminuido.

- Los resultados de las simulaciones son fuertemente dependientes de la dispersión presente. Esto ocurre debido a la dependencia de la salinidad, la mezcla de altas salinidades y bajas salinidades, que ocasionan salinidades intermedias, que son menos efectivas que salinidades bajas para mejorar el comportamiento de la permeabilidad relativa.

- Se está sugiriendo la aplicación de una tecnología que ha sido probada con éxito en laboratorios y en algunos casos a escala de campo, en yacimientos cuyas propiedades son muy similares a las de algunos localizados en la Cuenca de Chicontepec.

- Los análisis petrográficos indican que las arenas de Chicontepec son areniscas y litoarenitas, litológicamente inmaduras, consistentes en granos de cuarzo, abundantes fragmentos de carbonatos y fragmentos graníticos.

- La abundancia de cementos es el principal factor de control en la calidad del yacimiento – conforme la cementación disminuye la porosidad incrementa.

- Las areniscas están limpias, o bien, son “carentes de arcillas” con sólo un 2-4% de contenido arcilloso, principalmente caolinita e illita, en las zonas de mejor permeabilidad de la Cuenca.
- La permeabilidad de las secuencias estratigráficas correspondientes a la Formación Chicontepec del Paleoceno tiende a decrecer en forma descendente con la profundidad.
 1. Los intervalos de alta permeabilidad se encuentran situados principalmente en las zonas superiores de Agua Fría (Secuencia AF10 hasta la Secuencia AF70) y Tajín (Secuencia TAJ40 y TAJ50).
 2. Los intervalos de alta permeabilidad se encuentran localizados dentro de un rango de profundidades que va desde los 1000 - 1350 [mvbnm], aunque dicho rango de profundidades puede variar en algunos casos, debido a los esfuerzos de deformación que pudieron ocasionar plegamientos en las formaciones modificando su acomodamiento a través de los yacimientos.
 3. Dentro de dichos intervalos, los valores más altos de permeabilidad se encuentran en las secuencias de depositación de la Unidad Agua Fría, con valores que van desde los 10-200 [mD], mientras que en las secuencias de la unidad Tajín los valores más altos de permeabilidad van desde 1- 10[mD].
- Se realizaron pruebas de inyectividad, las cuales permitieron determinar que debido al contenido de arcillas en Chicontepec, específicamente el Campo Agua Fría, se produciría una pérdida del 40% al 80% de permeabilidad como reacción a la inyección de agua congénita; de igual manera, la inyección de agua dulce dio una pérdida similar de permeabilidad (70%).
- La principal razón para el decremento en la permeabilidad del núcleo es la precipitación de minerales secundarios como la calcita (CaCO_3) y celestina (SrSO_4).
- La sobresaturación de diversas especies acuosas (especialmente Ca^{2+} , Mg^{2+} , HCO_3^- y SO_4^{2-}) causa la precipitación de minerales secundarios.
- P. Birkle et al. (2009) plantean la inyección de agua congénita tratada, con una concentración de sólidos en solución de 24,815 [ppm].
- **La inyección de agua sin tratamiento al yacimiento causará el taponamiento del intervalo de inyección.** De esta manera, la inyección de agua de baja salinidad en etapa secundaria resulta la única opción viable.

- Las condiciones de permeabilidad son dominantes en la inyección de agua. En un intervalo de 5 [mD], mantener un gasto de inyección aceptable representa un gran reto.
- Solo la experimentación y pruebas a escala de campo, realizadas en los propios yacimientos de la Cuenca de Chicontepec, permitirán establecer el potencial de la inyección de agua de baja salinidad en los yacimientos de esta región.
- La temperatura es un factor favorable que se presenta en los yacimientos de la Cuenca de Chicontepec. A mayor temperatura de yacimiento la recuperación final de aceite por inyección de agua de baja salinidad son mayores (55-85 [°C]).
- La salmuera inyectada debe tener un máximo del 25% de la salinidad con respecto a aquella encontrada en el agua congénita.
- Los mejores resultados se obtienen inyectando agua con una concentración de sólidos en solución de 1,000-2,000 [ppm].
- Sharma & Filoco (2000) demostraron que, a menor salinidad del agua congénita, se pueden obtener mayores recuperaciones de aceite.
- La respuesta del sistema aceite-salmuera-roca a la inyección de agua de baja salinidad no puede ser predicha con exactitud.
- La dispersión en el yacimiento del agua de inyección determina la eficiencia de un bache. Los experimentos realizados tanto en núcleos como en simulaciones, indican una dispersividad del 5% del total de la distancia recorrida por el bache.
- Teniendo un suministro limitado de agua de baja salinidad, se recomienda una inyección de baches de baja salinidad en vez de una inyección continua.
- Una combinación de 4 registros (densidad, rayos gama, neutrón y resistividad) es utilizada para encontrar el contenido de cuarzo y caolinita, porosidad y saturación de agua, que reproducen la respuesta de los registros.
- La inyección de agua de baja salinidad no representa la solución definitiva a los problemas de producción en Chicontepec. Más bien se trata, como cualquier tecnología de Recuperación Mejorada, de una tecnología que tiene aplicaciones limitadas a ciertas condiciones y características de yacimiento.
- Se determinó que un bache de entre 30-40 % del PV es suficientemente grande como para superar los efectos de la dispersión en un yacimiento.

- Conforme un bache se desplaza a través del medio poroso, su salinidad tiende a aumentar por efecto de la dispersión. Después de 1 PV de inyección es de 5,500 [ppm].
- Yacimientos con diferentes composiciones de salmuera, capacidad de intercambio o dispersividad, pueden requerir baches de distintos tamaños.
- La inyección aún estaría clasificada como una inyección de alta salinidad. Pero sobre todo, dado que se está evitando cualquier tipo de interacción entre el sistema roca-fluidos, aún estaríamos hablando de una inyección de agua propuesta como método de recuperación secundaria
- Aunque dos salmueras de baja salinidad pueden tener una salinidad molar equivalente, los diferentes resultados en la recuperación después de la inyección de cada una de ellas se atribuyen a la composición catiónica de cada salmuera.
- El inyectar una salmuera de baja salinidad compuesta por varios grupos de cationes parece otorgar mayores beneficios en la recuperación final de aceite, a comparación de una salmuera compuesta por un solo catión.
- Los efectos de la inyección de agua de baja salinidad en etapa terciaria se encuentran sujetos a discusión, debido a la gran variación entre los resultados de las pruebas obtenidos por los investigadores.
- Los beneficios de la inyección de agua de baja salinidad continúan aún después de la irrupción del frente de agua en los pozos productores. De tal manera que se puede efectuar una inyección continua de agua de baja salinidad, siempre y cuando la recuperación adicional de aceite justifique la inversión realizada.

PROPUESTAS:

- Se recomienda la inyección de agua de baja salinidad en las zonas superiores de Agua Fría (Secuencia AF10 hasta la Secuencia AF70) y Tajín (Secuencia TAJ40 y TAJ50). En estas formaciones se encuentran las propiedades de permeabilidad y mojabilidad favorables.
- Elaborar un mapa de contenido de arcillas en Chicontepec, específicamente de arcillas como caolinita e illita.
- Realización de experimentos exhaustivos, de inyección de agua de baja salinidad a núcleos, con el fin de determinar la óptima concentración de sólidos en solución en el agua de inyección que favorezca la recuperación.
- Dada la afinidad de las arcillas por ciertos cationes y el alto contenido de Ca^{2+} y Mg^{2+} en los yacimientos de Chicontepec, se sugiere la inyección de una salmuera multicatiónica compuesta por Li^+ , Na^+ y K^+ .
- Realizar pruebas de trazadores químicos a un solo pozo (SWCTT) en las zonas propuestas, ya que los resultados obtenibles a través de ellas, resultan efectivos para determinar el potencial de una formación para la aplicación de la inyección de agua de baja salinidad. Este tipo de pruebas son más económicas que una inyección tipo prueba piloto.
- Restringir la realización de pruebas piloto de inyección, al menos hasta que se haya determinado de manera indudable, que una formación es efectivamente sujeto de inyección de agua de baja salinidad.
- Determinar el tipo de geometría de flujo en los yacimientos para optimizar el tamaño del bache y cuantificar exactamente el nivel de dispersión en el yacimiento.
- Se sugiere la inyección de un bache de baja salinidad, ya que una inyección continua no genera una recuperación significativa que justifique el costo de la inversión adicional.
- Realizar un análisis económico y de disponibilidad, con el fin de determinar el mejor método y fuente del agua de inyección.
- Restringir la aplicación de estimulaciones reactivas en los pozos, específicamente tratamientos de acidificación, ya que remueven cationes indispensables para el Intercambio Iónico Multicomponente.
- La inyección de agua de baja salinidad es una Tecnología de Recuperación Mejorada de Aceite en desarrollo, se recomienda que se dediquen esfuerzos y recursos con el fin de

perfeccionarla y hacer de ella una opción aún más atractiva para yacimientos que tengan retos a superar para su explotación.

- *Dada la importancia que los métodos de Recuperación Mejorada de Aceite (EOR) tendrán en un futuro cercano, en especial los métodos químicos. Sería apropiado que en la formación de los nuevos Ingenieros Petroleros se incluyan en asignaturas, como la de Química para Ingenieros Petroleros, temas que permitan al profesionalista comprender de mejor manera, las reacciones químicas existentes entre los elementos químicos (iones presentes en el agua para este caso) que conforman la superficie de la roca (arcillas en este caso específico) y los fluidos presentes en el yacimiento.*

NOMENCLATURA:

ΔP	Diferencial de presión [lb/pg ²] ó [kg/cm ²]
°API	Densidad API
b	Apertura de fractura [m]
b _i	Apertura de fractura inicial [m]
bls	Barriles
bpce	Barriles de petróleo crudo equivalente
bpd	Barriles por día
C _n	Ciclo (n= Número de restauración)
CEC	Capacidad de Intercambio de Cationes
EOR	Recuperación Mejorada de Aceite
f _w	Flujo fraccional de agua [adimensional]
GAPI	Unidad de medición del Registro de Rayos-Gama [Gamma American Petroleum Institute]
HCPV	Volumen de Poros de Hidrocarburo
IOR	Recuperación Aumentada de Aceite
I _{w-o}	Índice de mojabilidad de Amott [adimensional]
k	Permeabilidad efectiva [mD]
k _i	Permeabilidad efectiva inicial [mD]
k _L	Permeabilidad de Klinkenberg [mD]
k _{ro}	Permeabilidad relativa al aceite [mD]
k _{rw}	Permeabilidad relativa al agua [mD]
M	Relación de movilidades [adimensional]
mbnm	Metros bajo el nivel del mar

mEq/l	Mili-equivalentes por litro
MIE	Intercambio Iónico Multicomponente
n	Exponente de Ley de Potencias
N_c	Número capilar [adimensional]
OOIP	Aceite original in-situ [adimensional]
pcd	Pies cúbicos diarios
P_{cow}	Presión capilar agua-aceite [lb/pg ² ó kg/cm ²]
ppm = mg/l	Partes por millón
psi	Libras sobre pulgada cuadrada [lb/pg ²]
psia	Libras sobre pulgada cuadrada absolutas [lb/pg ² abs.]
PV	Volumen de poros [m ³ ó bls]
RGA	Relación Gas-Aceite [pies cúbicos de gas @ p y t/ barriles de aceite @ p y t]
$R = F_R$	Recuperación [adimensional]
R_n	Restauración (n = número del ciclo)
S^*	Saturación normalizada [adimensional]
SFW	Salinidad del Agua de Formación
Soi	Saturación inicial de aceite [adimensional]
Sor	Saturación residual de aceite [adimensional]
S_{orw}	Saturación residual de aceite [adimensional]
Swc	Saturación de agua congénita [adimensional]
SWCTT	Prueba de Trazadores Químicos a un Solo Pozo
Swi	Saturación de agua inicial [adimensional]
TDS	Total de Sólidos en Solución
v	Velocidad [m/s]

V_{sh}	Volumen de lutitas [bls] o $[m^3]$
%m	Porcentaje masa

Símbolos griegos:

Σ_{t1}	Respuesta del registro PNC después de inyectar la primera salmuera
Σ_{t2}	Respuesta del registro PNC después de inyectar la segunda salmuera
Σ_{w1}	Sección transversal de captura de la primera salmuera
Σ_{w2}	Sección transversal de captura de la segunda salmuera
ΔP	Diferencial de presión [lb/pg^2 ó kg/cm^2]
μ	Viscosidad [Pa.s ó cp]
θ	Variable adimensional de alta salinidad vs. baja salinidad
λ_{ed}	Movilidad del fluido desplazado [$m^2/Pa.s$]
λ_{ing}	Movilidad del fluido desplazante [$m^2/Pa.s$]
σ	Tensión interfacial [N/m]
ϕ	Porosidad absoluta [adimensional]
ϕ_c	Porosidad crítica ($k = 0$ [mD]) [adimensional]
ϕ_{eff} ó ϕ_e	Porosidad efectiva [adimensional]
ϕ_i	Porosidad inicial [adimensional]
ϕ_{sh}	Porosidad de las lutitas [adimensional]

REFERENCIAS:

- [1] Pemex Exploración y Producción: Principales Proyectos de Inversión 2009.
- [2] Sala de Prensa Petróleos Mexicanos: “El Activo Integral Ku-Maloob-Zaap de PEMEX, el principal productor de petróleo crudo a nivel nacional” 28 de Diciembre de 2010.
- [3] Las Reservas de Hidrocarburos de México 2010, Capítulo 2: Definiciones básicas.
- [4] Las Reservas de Hidrocarburos de México 2010, Capítulo 4: Estimación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2010.
- [5] Las Reservas de Hidrocarburos de México 2010, Capítulo 3: Recursos Prospectivos al 1 de enero de 2010.
- [6] Plan de Negocios 2010-2024 Petróleos Mexicanos.
- [7] Datos obtenidos del Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012 (www.infraestructura.gob.mx)
- [8] Información disponible de manera pública en el portal de Petróleos Mexicanos (www.pemex.com), en la sección de “Proyectos Estratégicos: Aguas Profundas”, y en el documento referente a la Iniciativa de Reforma Energética presentada por el Ejecutivo Federal en 2008.
- [9] Sala de Prensa Petróleos Mexicanos: “La actividad exploratoria en el Golfo de México prioritaria para PEMEX y el país”; 16 de Octubre de 2008. Boletín No. 180
- [10] Guzmán Vega, Mario Alberto: “La Geoquímica Orgánica y el ciclo de vida de un activo petrolero”
Petróleos Mexicanos (PEMEX), Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), México, D. F. Marzo 18, 2010
- [11] “Basic Petroleum Geology and Log Analysis”
Halliburton ©2001
- [12] Norman J. Hyne: “Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling, and production”
(2001) (pp. 198)
- [13] Charles Uren, Lester: “Petroleum Production Engineering: Oil Field Development”
McGraw-Hill Company Inc. 1939
- [14] E. C. Donaldson, G.V. Chilingarian, T. F. Yen & M. K. Sharma: “Enhanced Oil Recovery: Processes and Operations”
Elsevier, 1989

[15] Torrey, Paul D.: "Oil Recovery by Fluid Injection"

Houston, Texas

Feb. 8, 1951

[16] Thomas, S.: "Enhanced Oil Recovery – An Overview"

Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 63 (2008), No. 1, pp. 9-19

Copyright © 2007, Institut Français du Pétrole

DOI: 10.2516/ogst:2007060

[17] M. B. Alotaibi & H. A. Nasr-El-Din: "Chemistry of Injection Water and its Impact on Oil Recovery in Carbonate and Clastic Formations"

SPE121565: The Woodlands, Texas, U. S. A. Apr. 20-22, 2009.

[18] Ganesh C. Thakur & Abdus Satter: "Integrated Waterflood Asset Management"

PennWell Books, 1998

[19] A. Lager, K. J. Webb, C. J. J. Black, M. Singleton & K. S. Sorbie: "Low Salinity Oil Recovery - An Experimental Investigation"

Institute of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Research Park, Riccarton, Edinburgh EH14 4AS, UK (Sep. 12-16, 2006).

[20] D. R. Lewis: "Ion Exchange Reactions of Clays"

Publication No. 26, Exploration and Production Research Division,

Shell Development Co., Houston, Texas.

[21] Robertson, Eric P.: "Low-salinity Waterflooding to Improve Oil Recovery – Historical Field Evidence"

SPE 109965: Anaheim, California, U. S. A. Nov. 11-14, 2007

[22] Rivet, Scott Michael B.S.: "Coreflooding Oil Displacements with Low Salinity Brine"

Tesis por para obtener el grado de Maestro en Ingeniería por la Universidad de Texas en Austin (2009).

[23] Martin, J.C.: "The Effects of Clay on the Displacement of Heavy Oil by Water"

SPE 1411-G: Caracas, Venezuela. Oct. 14-26, 1957.

[24] "Less Salt More Oil"

BP, Frontiers. Aug., 2009.

[25] Jerauld, Gary R.: "Modeling Low-Salinity Waterflooding"

SPE 102239: San Antonio, Texas. Sept. 24-27, 2008.

[26] Salter, S.J. & Mohanty, K. K.: "Multiphase Flow in Porous Media: I. Macroscopic Observations and Modelling"

SPE 11017-MS: New Orleans. Sept. 26-29, 1982

- [27] Seccombe, James C.; Lager, Arnaud; Webb, Kevin; Jerauld, Gary & Fug, Esther: "Improving Waterflood Recovery: LoSal™ EOR Field Evaluation"
SPE 113480: Tulsa, Oklahoma, U. S. A. Apr. 19-23, 2008.
- [28] P. L. McGuire, J. R. Chatham, F. K. Paskvan, D. M. Sommer & F. H. Carini: "Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Oportunity for Alaska's North Slope"
SPE 93903: Irvine, CA, U. S. A. Mar. 20 – Apr. 1, 2005
- [29] Noel Tyler, Herón Gachuz Muro, Jesús Rivera-R, Juan Manuel Rodríguez Domínguez, Santiago Rivas-Gómez & Roger Tyler: "Integrated characterization of Low Permeability, Submarine Fan Reservoirs for Waterflood Implementation, Chicotepec Fan System, México"
SPE 92077: Puebla, México. Nov. 8-9, 2004.
- [30] Dr. Vinicio Suro Pérez: "Aspectos relevantes de la exploración y producción de hidrocarburos". Pemex Exploración y Producción (Octubre 6 de 2009)
- [31] Maghsood Abbaszadeh, Osamu Takano, Hiroshi Yamamoto, Tatsuo Shimamoto, Nintoku Yazawa, Francisco Murguia Sandria, David H. Zamora Guerrero & Fernando Rodriguez de la Garza: "Integrated Geostatistical Reservoir Characterization of Turbidite Sandstone Deposits in Chicotepec Basin, Gulf of Mexico"
SPE 84052: Denver, Colorado, E.U.A. Oct. 5-8, 2003.
- [32] P. Birkle, K. Pruess & T. Xu: "Using Laboratory Flow Experiments and Reactive Chemical Transport Modeling for Designing Waterflooding of the Agua Fría Reservoir, Poza Rica- Altamira Field, Mexico" (Jul. 2009)
- [33] Rodríguez D., M.: "Prueba Piloto y Perspectivas de Inyección de Agua Congénita en el Campo Agua Fría", Ingeniería Petrolera, Vol. XLI No. 10 (Oct., 2001).
- [34] Pruess, K., Oldenburg, C., & Moridis, G.: "TOUGH2 User's Guide, Version 2.0," Lawrence Berkeley National Laboratory
Report LBNL-43134, Berkeley, California. Nov., 1999.
- [35] Narasimhan, T. N., & Sand Witherspoon, P. A.: "An Integrated Finite Difference Method for Analyzing Fluid Flow in Porous Media,"
Water Resour. Res. (1976), Vol. 12, 57.
- [36] Nina Loahardjo, Xina Xie, Peigui Yin & Norman R. Morrow: "Low Salinity Waterflooding of a Reservoir Rock"
International Symposium of the Society of Core Analysts held in Calgary, Canada, 10-12 September, 2007
- [37] M. Cissokho¹, S. Boussour², Ph. Cordier², H. Bertin¹ & G. Hamon: "Low Salinity Oil Recovery on Clayey Sandstone: Experimental Study"
International Symposium of the Society of Core Analysts held in Noordwijk, The Netherlands 27-30 September, 2009

[38] K. J. Webb, C. J. J. Black & Al-Ajeel: "Low Salinity Recovery- Log-Inject-Log"
SPE 81460: Bahrain. Apr. 5-8, 2003.

[39] "Water Desalination Processes"
American Membrane Technology Association (AMTA) www.amtaorg.com
Feb. 2007

[40] "Desalination by Reverse Osmosis"
<http://www.oas.org/dsd/publications/unit/oea59e/ch20.htm>

Lectura adicional sobre el Intercambio Iónico Multicomponente (MIE) en arcillas:

Aunque para la elaboración de este trabajo el enfoque principal fue el determinar los beneficios en la recuperación de aceite por inyección de agua de baja salinidad, también es importante mencionar que, tras de lo que para un Ingeniero Petrolero puede ser relevante (la recuperación de aceite), hay una serie de bases químicas sobre el proceso de Intercambio Iónico Multicomponente y su relación con las arcillas que conllevan a una alteración en la mojabilidad del yacimiento.

Por ello, me parece importante mencionar literatura específica, que ahonda y muestra con lujo de detalle el proceso anteriormente mencionado:

[20] D. R. Lewis: "Ion Exchange Reactions of Clays"
Publication No. 26, Exploration and Production Research Division,
Shell Development Co., Houston, Texas.

[41] White, Robert E.: "Principles and Practice of Soil Science: The Soil as a Natural Resource"
Wiley-Blackwell, 2006 (p.p. 135-151)

[42] Bruce Velde, Alain Meunier: "The Origin of Clay Minerals in Soils and Weathered Rocks"
Springer, 2008 (p.p. 28)

[43] Raina M. Maier, Ian L. Pepper & Charles P. Gerba: "Environmental Microbiology"
Academic Press, 2009 (p.p. 64-65)

La razón de no incluir el desarrollo de las reacciones de intercambio de cationes, se debe principalmente a la amplia cantidad de literatura existente acerca del Intercambio Iónico Multicomponente en arcillas, en donde incluso libros completos son dedicados a explicar dicho proceso.