

Reservorios III

CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN Y PROBLEMAS ASOCIADOS A LA INYECCIÓN

JCPT JUNIO 1998, Vol. 37, N° 6

Bennion –Thomas - Bietz

La capacidad de inyección puede restringirse por:

1.- una mala calidad inherente al reservorio

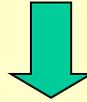
2.- contacto deficiente de la zona de interés con el pozo inyector

3.- efectos de daño de formación asociados con el proceso de inyección de agua.

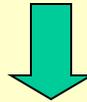
Se analizarán los:

- **criterios generales** para evaluar la calidad del agua de inyección
- análisis de los **problemas asociados** con el daño a la capacidad de inyección
- **soluciones para evitar o minimizar los problemas**

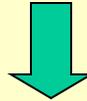
Una mala calidad del agua de inyección



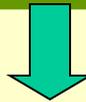
**Reduce la capacidad de inyección
de un proyectos de secundaria**



La fracturación de pozos por las altas presiones de fondo



**Reducción de:
la eficiencia de barrido
la recuperación de petróleo**



**Gastos en:
workovers
estimulaciones**

Analizaremos respecto a la calidad de agua y los problemas que impactan sobre la capacidad de inyección:

1.- el daño inducido mecánicamente:

- ✓ Inyección de sólidos
- ✓ Daño inducido por la velocidad (la migración de los finos)

2.- interacción del agua de inyección y la roca:

- ✓ la hinchazón de las arcillas
- ✓ la defloculación de las arcillas
- ✓ la disolución de la formación
- ✓ la adsorción química /las alteraciones de la mojabilidad

3.- los efectos sobre la permeabilidad relativa:

- ✓ la inyección de trazas de petróleo
- ✓ la inyección de gas libre

4.-daño biológico inducido por ingreso y crecimiento de bacterias

5.-reacciones agua de inyección/fluidos in situ:

- ✓ costras insolubles
- ✓ precipitados
- ✓ emulsificación
- ✓ deposición de parafinas y de asfaltenos

1.- Daño inducido mecánicamente

1.a- La presencia de sólidos suspendidos en el agua inyección produce el taponamiento de la zona expuesta a la inyección.

Estos sólidos podrían ser:

- **finos y arcillas de la formación, (del agua de producción)**
- **arena suspendida, carbonatos del agua, bacterias muertas o vivas de las fuentes de la superficie**
- **productos de corrosión de la superficie o equipo inyección**
- **sólidos generados en el sitio por reacciones químicas adversas entre fluidos de la inyección mezclados o la descomposición química y degradación de una sola fuente del fluido de inyección.**

La **severidad del taponamiento** y la **velocidad de deterioro** observado son controlados por:

1. la concentración de los sólidos suspendidos,
2. el tamaño de los sólidos suspendidos,
3. la velocidad de inyección de los sólidos suspendidos,
4. la distribución del tamaño de poro de la formación en que la inyección está ocurriendo

El proceso de taponamiento se caracteriza por la **formación de:**

- una **“torta o filtro externo”**: debido al ingreso de partículas grandes en la superficie expuesta de la formación.
- un **“torta o filtro interior”**: debido a las partículas más pequeñas que invaden más profundamente a varios centímetros o más desde el pozo. Es más perjudicial por su relativa **inaccesibilidad** que reduce la eficiencia de los tratamientos de estimulación mecánicos o químicos convencionales.

En general:

- **las partículas más grande que 33% del diámetro del poro** se embancarán y formará la **torta del filtro externo**,
- **las partículas entre 14 a 33% del el diámetro del poro** tiende a invadir más profundamente en la formación y formar la **torta del filtro interior**.
- **Las partículas más pequeñas que 14% de la abertura de la garganta del poro** parecen atravesar los poros sin obstáculo.

El fenómeno de deposición de la partícula y el embanque relacionado a **la velocidad inyección**

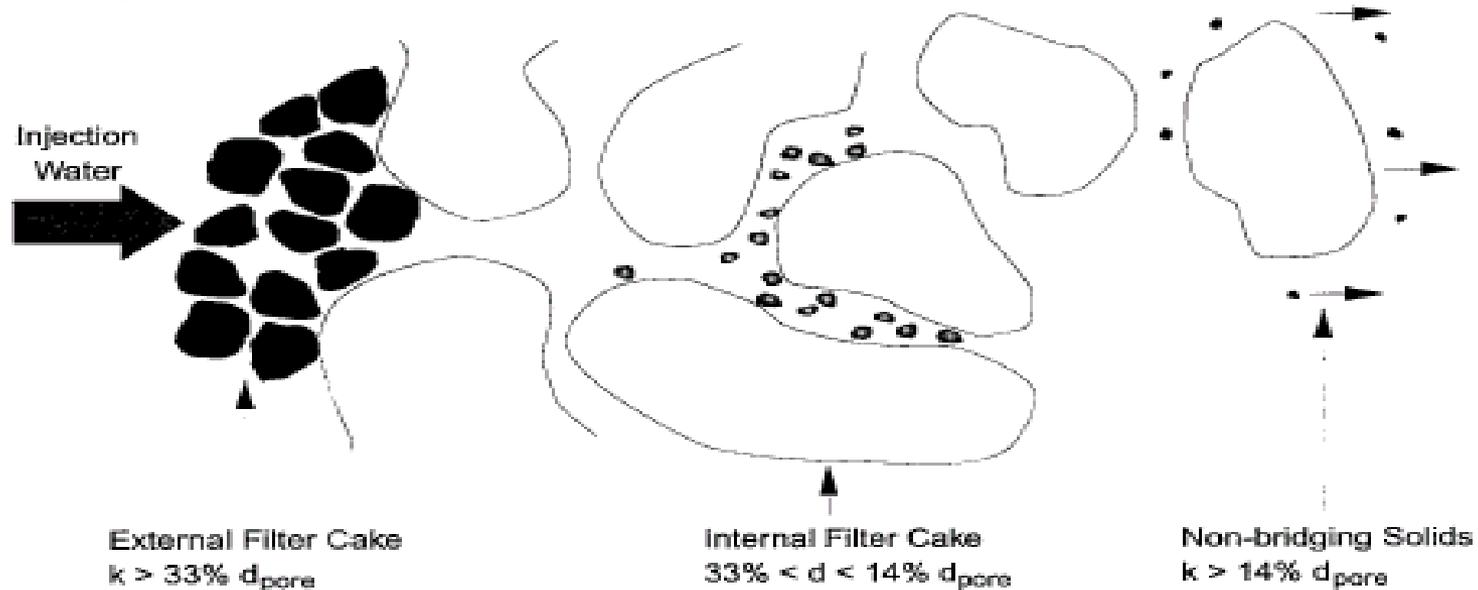
A altas velocidades de inyección si la velocidad intersticial es mayor que **10 cm/min.** las reglas clásicas sobre el tamaño y la la invasión se mantienen.

A velocidades de inyección más bajas, menos de 2 cm/min., es mayor el daño por la **formación de la torta del filtro interior con tamaños de partículas más pequeñas.**

A velocidades muy bajas, de flujo lineal, se registran **daños significativos con partículas tan pequeñas como 7%** del diámetro de las aberturas del poro

- el flujo en cualquier inyección es un problema de **flujo radial**, por lo que **la velocidad disminuye al alejarse del pozo** y en algunos puntos del reservorio, hasta las partículas pequeñas pueden empezar a embancarse

High Velocity (>10 cm/minute interstitial)



Low Velocity (<2 cm/minute interstitial)

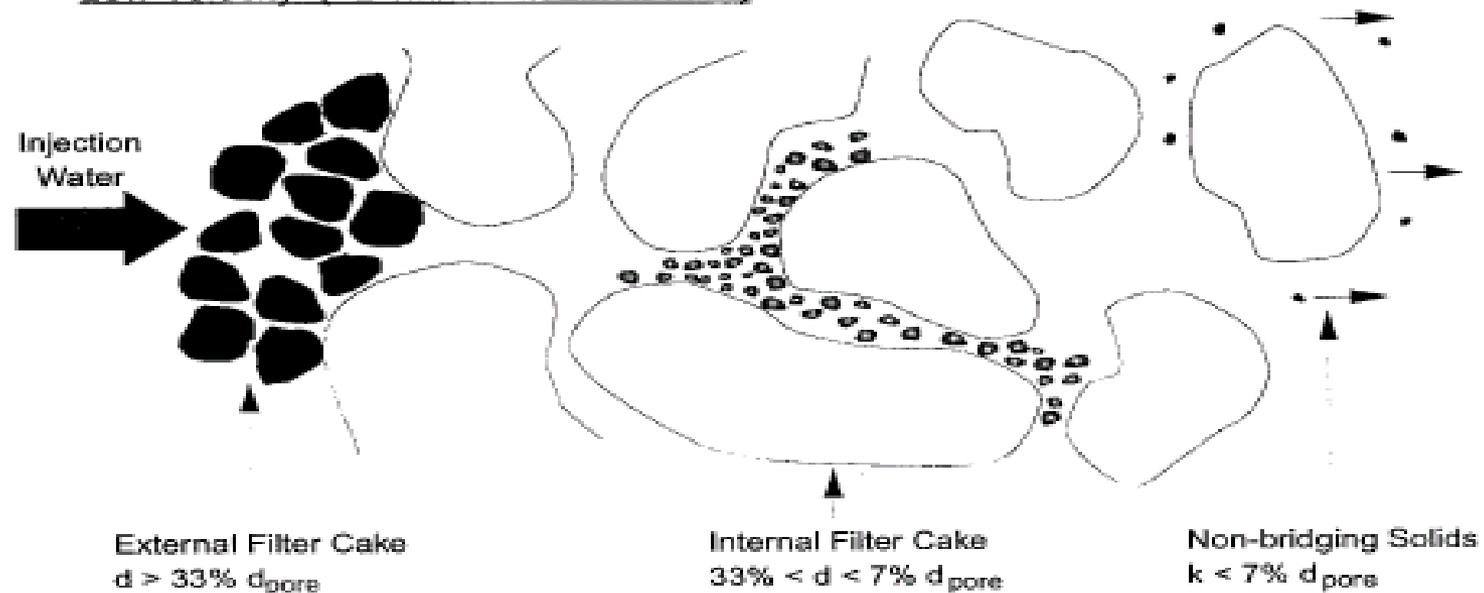


FIGURE 1: Mechanism of suspended solids entrapment.

Problema:

Daño inducido mecánicamente por sólidos en la Inyección

Solución:

- Se determinará una filtración tal que asegure que los sólidos no taponen el diámetro promedio de la garganta de los poros. Se recomienda como criterio de filtración severo: un máximo el **7-10 %** del diámetro medio del poro y un criterio no severo el **25%**.

Recomendaciones:

- Determinar la distribución del tamaño del poro de la formación, por inyección de Hg, análisis de imágenes petrográficas, análisis de una sección delgada
- Control de los sólidos suspendidos totales
- Control del tamaño y distribución de los sólidos suspendidos.
- Verificar la filtración adecuada mediante test en medios de comunicación porosos

1.b) Migración de los Finos

- **Las areniscas con alto % de arcillas fijas y móviles y fragmentos de detritos exhiben una velocidad intersticial crítica a la que la movilización de los finos in situ puede ocurrir**
- **Estas finos, son desalojados por las altas velocidades del agua de inyección y pueden moverse hasta embancarse en gargantas de poro, en forma análoga a los sólidos inyectados, y pueden taponar y reducir la capacidad de inyección.**

Los factores a considerar en la migración de los finos son:

1. generalmente **tienden sólo a migrar en la fase mojante**. Esto significa que alrededor de los inyectores mojados por petróleo puede ser menos problemático que en una formación mojada por agua.
2. **se agrava por los efectos de la turbulencia** asociada con el flujo multifase simultáneo tanto en fase mojante como no mojante

Problema:

Daño inducido mecánicamente por la velocidad

Solución:

- Asegurar una velocidad intersticial menor a la velocidad crítica del agua de inyección a la que se movilizan los finos in situ.

Recomendaciones:

- Determinar la mojabilidad de la formación (ángulo de contacto, Amott, combinado Amott/USBM)
- Realizar test de velocidad crítica para determinar la sensibilidad a la velocidad

2.- Interacción del agua de formación y la roca :

- ✓ **la hinchazón de las arcillas**
- ✓ **la defloculación de las arcillas**
- ✓ **la disolución de la formación**
- ✓ **la adsorción química /las alteraciones de la mojabilidad**

2-a) Hinchazón de las arcilla

- El **desequilibrio de carga negativa** en la estructura de la arcilla, se estabiliza por la substitución de un catión cargado +: **Na⁺, K⁺, Ca⁺⁺, Mg⁺⁺** en el hueco entre los cristales individuales de arcilla.

- Si tenemos una baja concentración de estos iones en la salmuera que rodea una arcilla hinchable el agua, debido a su naturaleza polar, actuará en el hueco de puente. Pero **su tamaño comparado con los cationes es mayor** provocando una expansión física o inflado de la arcilla. Reduciendo la permeabilidad.

Puede producirse hasta el **escamado de las arcillas** que se transportan hasta cierto tamaño de garganta de poro donde se embancan y bloquean el poro.

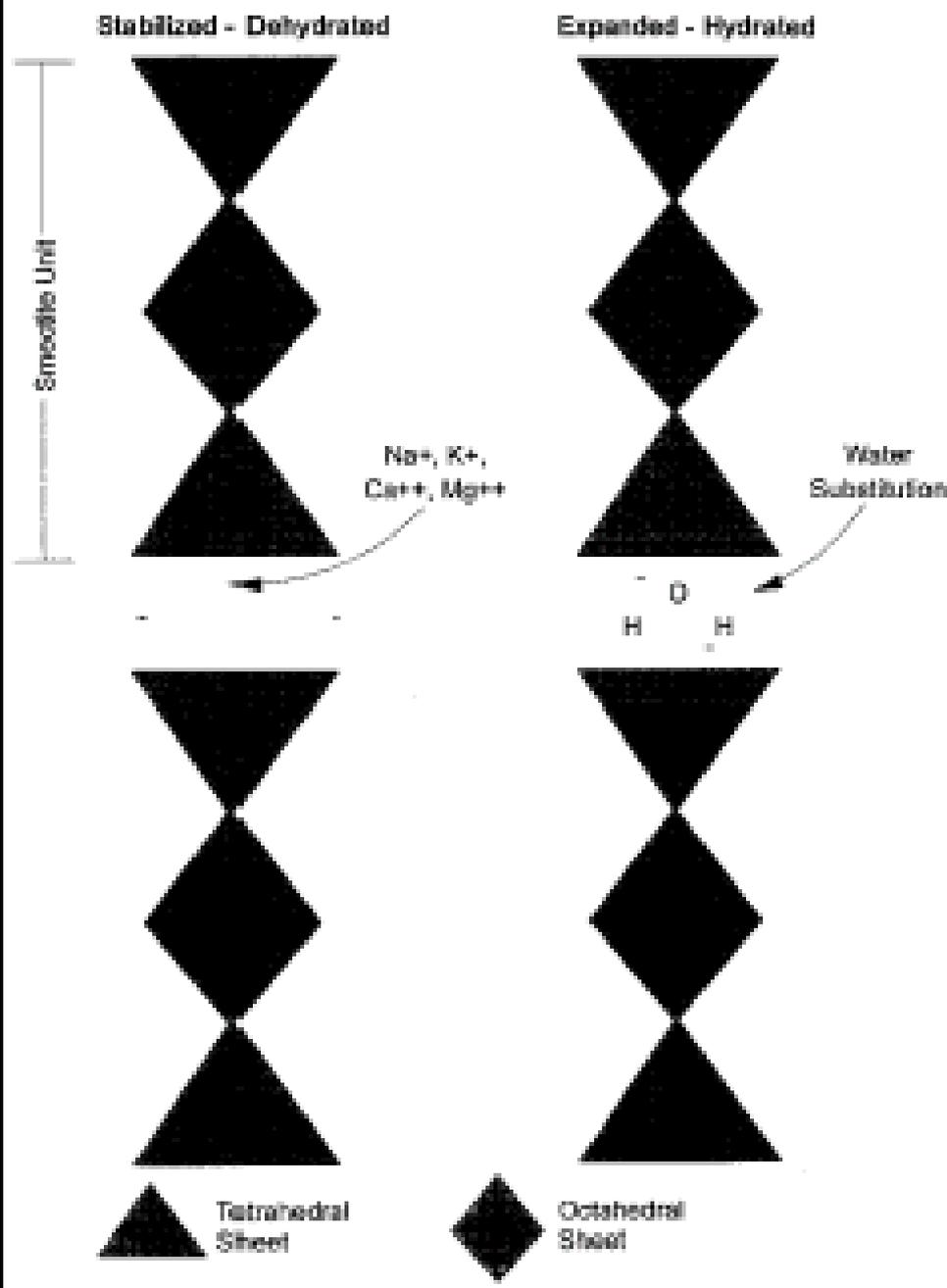


FIGURE 2: Expansion of swelling clays.

Problema:

Hinchazón de las arcilla

Solución:

- Determinar la concentración salina crítica que inhibe el hinchamiento

Recomendaciones:

- Determinar la localización y abundancia de arcillas en secciones delgadas
- Realizar test de salinidad crítica para determinar la salinidad mínima requerida que inhibe la formación de arcillas hinchadas

2-b) Defloculación de la arcilla

Se presenta en reservorios que contienen arcillas “clásicas” no hinchables

Puede causarse por:

- **el contacto abrupto con el agua fresca,**
- **el súbito cambio de la salinidad**
- **bruscos aumentos en los niveles del pH de los fluidos**

Se produce una **ruptura de fuerzas electrostáticas** que mantienen a la partícula de arcilla atraída por otras partículas de arcilla y esto puede llegar a que **las partículas se dispersen o defloculen.**

Muchas arcillas poseen una carga negativa neta debido a la **sustitución en el puente por cationes de baja valencia**: es decir, Al^{+3} por Si^{+4} o Mg^{+2} por Al^{+3} .

Para mantener la **neutralidad eléctrica global**, esa carga se contrapesa por **una nube de cationes positivos** que rodea la estructura de arcilla o cerca de la superficie de arcilla. Esta concentración difusa de cargas es llamada **capa doble difusa** cuyo tamaño disminuye si la salinidad es baja (agua fresca).

- High salinity
- Stabilized
- Flocculated

- Low salinity
- Destabilized
- Deflocculated

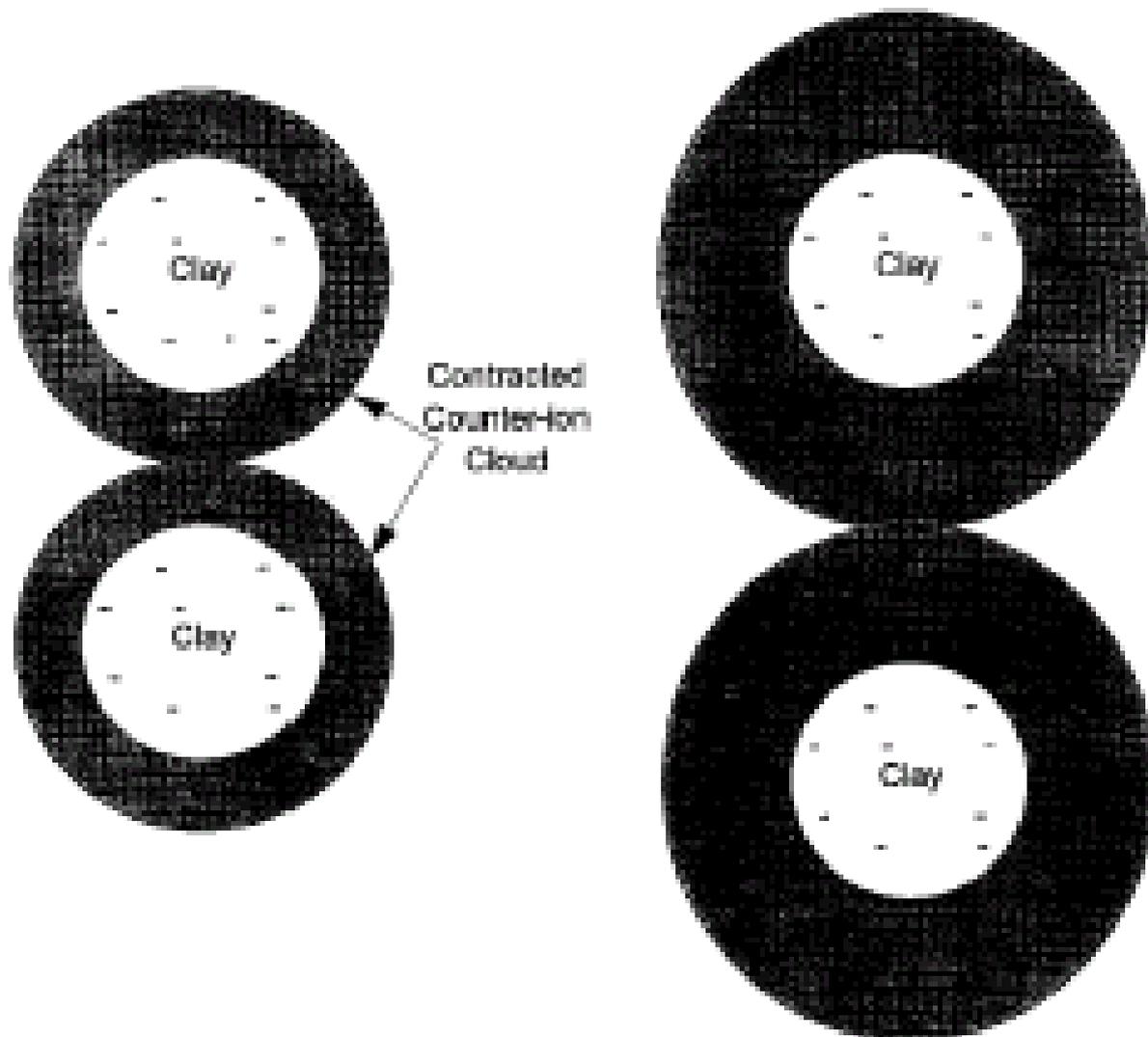


FIGURE 3: Mechanism of clay deflocculation.

Problema:

Defloculación de las arcilla

Solución:

- **Determinar el tipo y valencia del ión que inhibe la defloculación de la arcilla**

Recomendaciones:

- **Determinar la localización y abundancia de arcillas en secciones delgadas**

- **Realizar test salinidad y de catión para investigar el mínimo contenido y valencia del ión que inhibe la defloculación de la arcilla**

2-c) Disolución de la formación

La formación puede tener tener materiales solubles en el agua como:

**arcillas altamente hidratables,
anhídrita,
halita.**

La disolución o ablandando de estos minerales por contacto ácuo puede llevar a la migración de los finos insoluble previamente inmovilizados en un estado encapsulado lejos en la formación donde pueden causar taponamientos.

Problema:

Disolución de la formación

Solución:

- Modificar lentamente la composición de la salmuera para eliminar la disolución

Recomendaciones:

- Realizar test de flujo estático/dinámico en testigos para investigar los efectos de la disolución y los efectos del contacto de la salmuera sobre la fuerza geomecánica de la roca.

2-d) Adsorción química/ Alteraciones de la mojabilidad:

Los fluidos re-inyectados pueden contener aditivos químicos: desemulsionantes, surfactantes, inhibidores de corrosión.

La mayoría son muy polares y tienden a la adsorción física en arenas y carbonatos causando:

1. reducción en la permeabilidad,
2. alteración en la mojabilidad (en gral a un estado más mojado por petróleo)

Cerca del pozo la alteración de la mojabilidad por petróleo no es perjudicial para la inyección ya que aumenta la permeabilidad relativa al agua y reduce la tendencia para que los finos se movilicen.

Problema:

Adsorción química/ Alteraciones de la mojabilidad

Solución:

- Modificar los inhibidores/aditivos para minimizar la adsorción o efectos sobre alteraciones de la mojabilidad.

Recomendaciones:

- Realizar test de flujo estático/dinámico en testigos para investigar los efectos del grado de adsorción y los efectos sobre la permeabilidad como una función del tiempo de la exposición y el volumen.

3.- los efectos sobre la permeabilidad relativa:

- ✓ **la inyección con trazas de petróleo**
- ✓ **la inyección con gas libre**

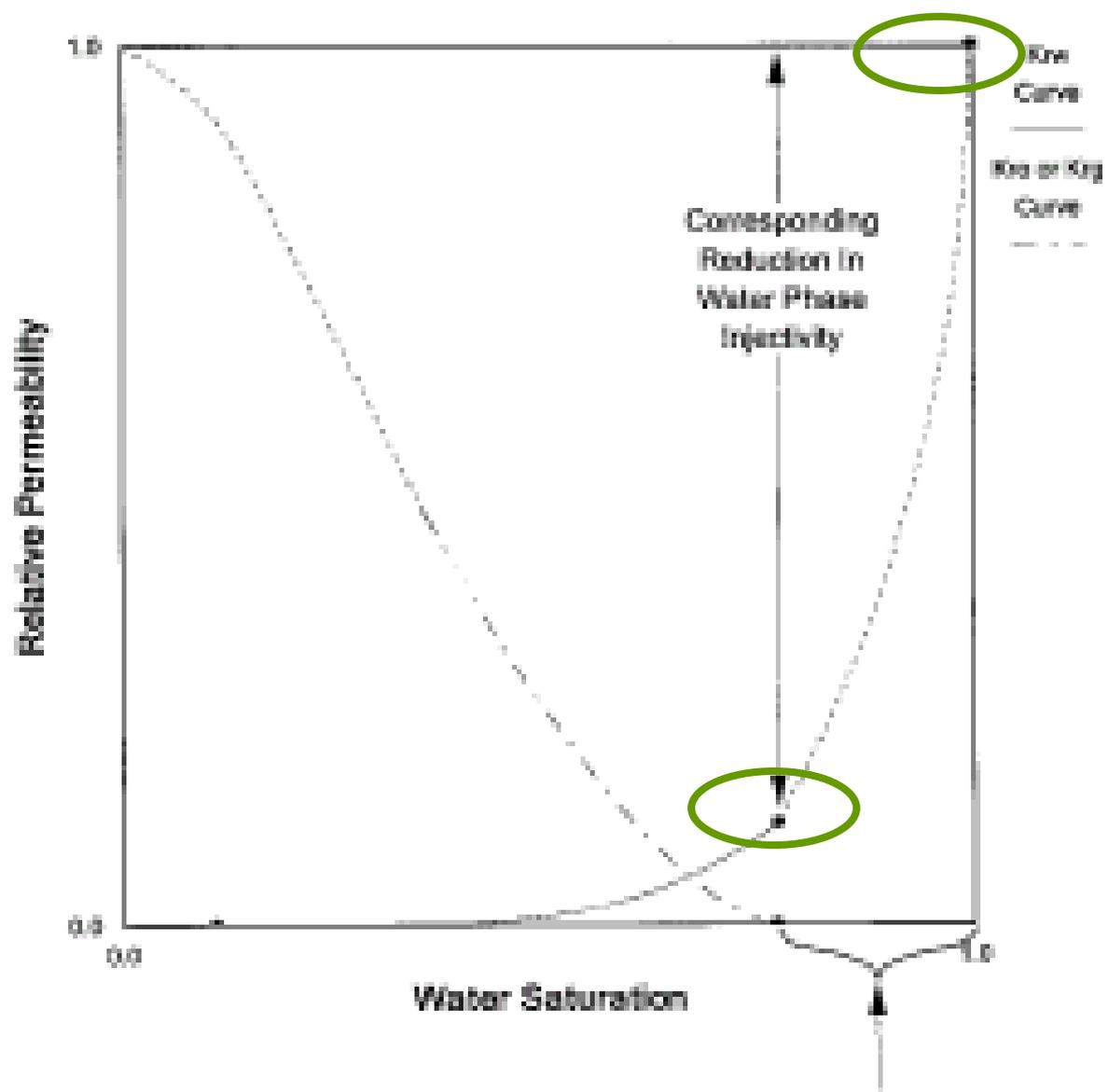
3.a) Efectos del ingreso de petróleo en la inyección

• **Es entrampado** y actúa aun a bajísimos valores de $S_o < S_{or}$ reduciendo mucho la k_{rw} sobre todo en arenas mojadas por agua o carbonatos.

• Al llegar a $S_{o \text{ residual}} = 10$ a 15% reduce la k_{rw} en la zona afectada en un 95%.

• Puede llegar a una So alta en los poros alrededor del inyector para dar una fase de petróleo continua y tener una permeabilidad finita y movilidad.

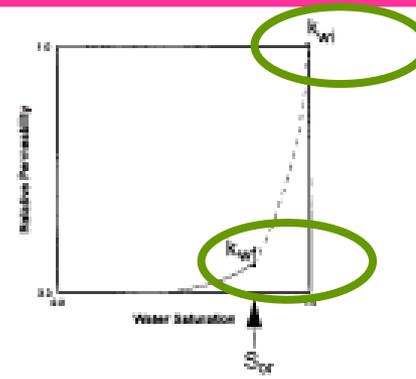
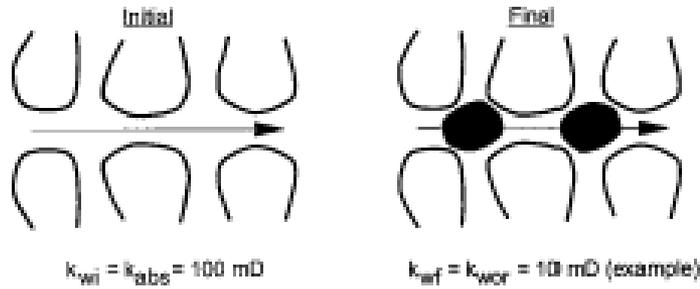
La inyección continua aumenta el radio de la zona de permeabilidad afectada y, puede reducir la capacidad de inyección dramáticamente.



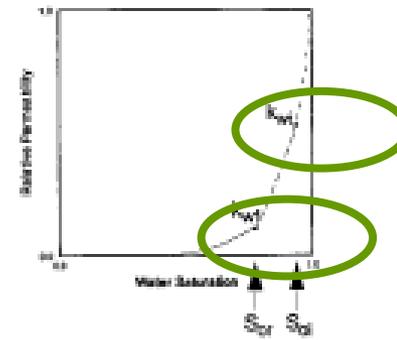
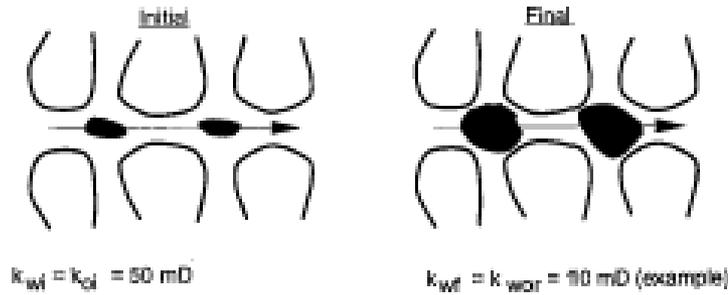
Petróleo ingresado entrampado

FIGURE 4: Illustration of relative permeability effects associated with skin oil or free gas entrapment.

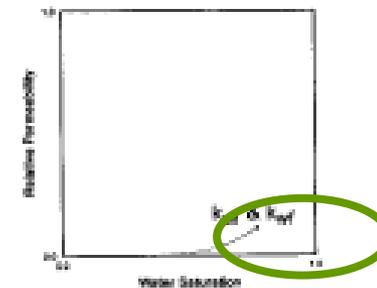
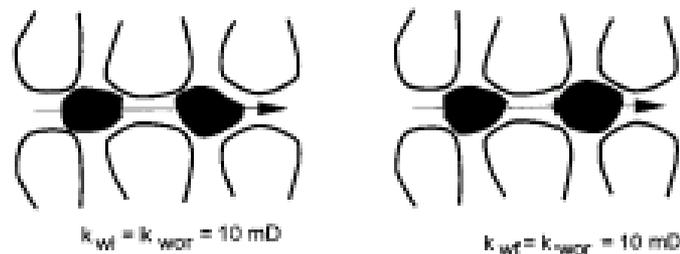
No Pre-Existing S_{o1} - Severe Damage



Small Pre-Existing Immobile S_{o1} - Potential Damage



Pre-Existing Mobile S_{o1} - Minimal Damage



Oil Saturation

(Note: These drawings assume the injected oil is perfectly compatible and miscible with the in situ-oil - if not, additional damage may be apparent.)

FIGURE 5: Effect of skin oil content on near wellbore injectivity.

Problema:

Efectos del ingreso de petróleo en la inyección

Solución:

- Tratar de reducir el contenido oleoso en el ingreso a valores < 5 ppm como guía general

Recomendaciones:

- Medir el contenido oleoso en la inyección de agua
- Investigar el efecto del petróleo entrampado a esa porosidad media mediante test de desplazamiento

3.a) Efectos del ingreso de gas libre en la inyección

- ✓ El efecto es semejante al ingreso de una Sor
- ✓ No es considerado como un problema mayor
- ✓ El problema ocurre si hay una fuente incesante de gas libre de baja solubilidad como aire, por el funcionamiento defectuoso de un equipo superficie
- ✓ El ingreso de aire es un daño al equipo de inyección en sí mismo, aumentando la corrosión y la potencial inyección de los sólidos contenidos en el agua.

Problema:

Efectos del ingreso de gas en la inyección

Solución:

- Modificar los equipos de superficie para eliminar la entrada de gas libre.

Recomendaciones:

- Evaluar la cantidad de gas que ingresa con la inyección.
- Investigar la magnitud de la $S_{gcritica}$ y el efecto de reducción potencial sobre la capacidad de inyección del agua esa porosidad media mediante test de desplazamiento

4.- Deterioro biológicamente Inducido

El agua de inyección, contiene agentes bacterianos asociados con el crecimiento de bacterias aeróbicas y anaerobias en el equipo de superficie, las bombas, tubería, equipo de fondo de pozo así como dentro de la formación.

Crece mejor a temperaturas entre 40 a 70° C. La t° de fondo es mayor pero alrededor del inyector baja la t°, creciendo los problemas bacterianos

Los problemas que ocasionan son:

- Taponamiento**
- Corrosión**
- Toxicidad**

- Las bacterias **tienden a aislarse** del fluido por la formación de **biofilm estable**.
- La **adsorción física del biofilm** en la superficie de la roca puede, durante un tiempo, **resultar en la oclusión total o parcial en las gargantas del poro** y en una reducción en la capacidad de inyección.
- Bacterias Sulfato reductoras, son normalmente encontradas en yacimientos petrolíferos producen el **tóxico H₂S, potencialmente corrosivo**

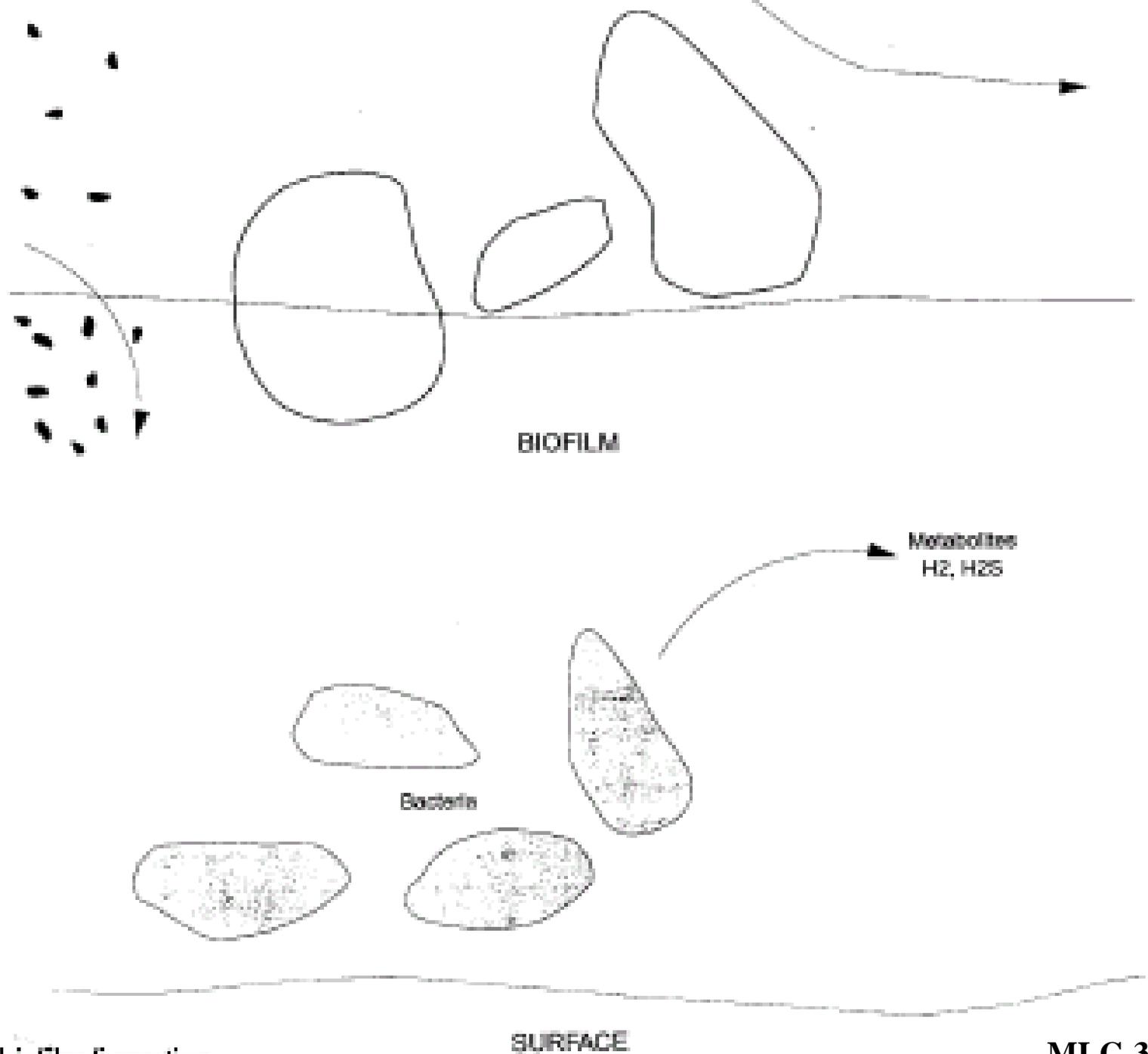


FIGURE 6: Bacterial biofilm formation.

Problema:

Deterioro biológicamente Inducido

Solución:

- Investigar el origen bacteriano y planificar su extinción.

Recomendaciones:

- Evaluar las condiciones dentro del pozo apropiadas para su desarrollo
- Evaluar el contenido y tipo de bacterias en la inyección
- Investigar la existencia y concentración de biocidas apropiados para controlar el crecimiento

5.- Reacciones agua de inyección / fluidos in situ:

- ✓ **costras insolubles**
- ✓ **emulsificación**
- ✓ **precipitados**
- ✓ **deposición de parafinas y de asfaltenos**

5.a) La formación de costras insolubles

Se encuentran dos tipos de costras: de base carbonatada y los de base sulfatadas.

La formación de las **costras de base carbonato** [calcita (CaCO_3)] está asociado con los **cambios en la presión, la temperatura, o el pH del fluido inyectado cuando pasa de la superficie a la formación.**

La formación de las **costras de base Sulfato** descascaran la formación [yeso (CaSO_4) o la barita (BaSO_4)] es asociado con las **incompatibilidades potenciales entre la composición del agua de la formación y la inyección.**

La evaluación apropiada de la costra y la correcta selección potencial y correcta de un inhibidor es un proceso complejo más allá del alcance de este trabajo.

Problema:

Formación de costras insolubles

Solución:

- Modificar la composición de la inyección de agua o seleccionar un agente inhibidor de la formación de costras.

• Recomendaciones:

- Evaluar mediante análisis del agua la potencial formación.

- Evaluar los efectos de un cambio de inyección o de un tratamiento de mitigación

- Evaluar la compatibilidad de inhibidor químicos de costras mediante test de flujo en testigos .

- Investigar técnicas basadas en el pH para inhibir la formación de costras

- Investigar técnicas basadas en la estimulación para remover costras base carbonatada

5.b) Emulsificación

Las emulsiones generadas **pueden ser de dos tipos:**

- **emulsiones de alta viscosidad del agua en petróleo** (el petróleo externo) es la mas problemática
- **las emulsiones de bajas viscosidad el petróleo en el agua** (el agua externo).

La emulsificación in situ se relaciona con:

- **la composición del petróleo,**
- **contaminantes en el agua de inyección** (surfactantes o agentes activos de superficie),
- **el caudal de inyección** y en proporción **el grado de turbulencia** inducido in situ por la geometría específica del poro .

En general, **los petróleo de <30°API y residuos de petróleo tienden a ser más susceptible a los problemas de la emulsificación,** pero también se ha observado emulsificación en petróleos con gravedad API convencionales más alta en ciertas situaciones.

Problema:

Formación de emulsiones

Solución:

- Modificar la composición de la inyección de agua, reducir la velocidad evitando turbulencia, usar desemulsificantes.
- **Recomendaciones:**
- Evaluar la formación de turbulencia.
- Evaluar la composición del agua, pH, y los efectos para generar una emulsión estable
- Evaluar la aplicación de inhibidores de emulsión.

5.c) Precipitación

Muchas aguas de inyección pueden reaccionar mal con las salmueras del reservorio y formar un **carbonato insoluble, sulfato o precipitados base hierro** que pueden taponar los poros.

Este problema es notorio al inyectar aguas ricas en sulfato (agua de mar) en formaciones ricas en el ión divalente.

Se recurre al uso de técnicas como la filtración de la membrana para quitar los iones potencialmente adversos con alto potencial de la precipitación.

Problema:

Precipitación de sólidos insolubles por incompatibilidad de las aguas

Solución:

- Modificar las condiciones de la inyección o usar inhibidores de precipitación.

Recomendaciones:

- Analizar mezclas de las aguas
- Investigar la aplicación de inhibidores químicos

5.d) Precipitación de Parafinas / Asfaltenos

- normalmente no están asociados con el daño a los inyectores de agua,
- ocurren debido a las **reducciones localizadas en la temperatura** causadas por la inyección de los volúmenes grandes de agua de inyección fresca.
- es mayor el problema cuando se inyecta en en la zona saturada de petróleo donde la temperatura del depósito es la original.

Problema:

Precipitación de Parafinas / Asfaltenos

Solución:

- Modificar las condiciones cercanas al pozo para inhibir su formación

Recomendaciones:

- Investigar los límites de T^0 para la deposición de asfaltenos
- Investigar la aplicación de inhibidores químicos para evitar esas temperaturas