


RESERVORIOS III

Ing. Silvia Maturano
2025

silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar



RECUPERACIÓN SECUNDARIA WATERFLOODING



Agua para la inyección. Requerimientos

- Tamaño de la fuente de suministro de agua necesaria para satisfacer dos demandas:
 - Volumen total a inyectar durante la vida del proyecto.
 - Volumen requerido para llenar el espacio vacío y reemplazar al petróleo producido.
- Entre un 20 al 30% del agua inyectada durante la vida de una recuperación secundaria queda en los reservorios para reemplazar a los fluidos producidos. El 70% u 80% restante es reciclado. Es importante que el agua utilizada se recicle.
- El encadenamiento de proyectos ayuda a minimizar el tamaño de la fuente de suministro y ahorra inversiones innecesarias.
- El agua a inyectar no debe ser corrosiva, ni incrustante para no perjudicar las instalaciones y no debe contener sólidos que puedan taponar los reservorios.

Agua para la inyección. Características

- Las aguas producidas suelen contar con salinidades entre 5000 (CGSJ) y 200000 (CN) ppm de NaCl.
- Es importante conocer si aguas de distintas fuentes son compatibles con las de los reservorios en que se inyectarán.
- Las aguas dulces de reservorios someros pueden no tener problemas de compatibilidad con aguas de reservorios petrolíferos.
- Los problemas de compatibilidades están relacionados con la capacidad de precipitación de ciertas sales a partir de otros iones solubles en cada una de las aguas que se habrán de mezclar.
- Las sales menos solubles que usualmente causan problemas de taponamiento e incrustaciones son CaSO_4 , CaCO_3 , MgSO_4 y BaSO_4 .

Agua para la inyección. Compatibilidad

- Las aguas de reservorios contienen usualmente proporciones importantes de cationes como Ca^{++} y Mg^{++} y a veces Ba^{++} o Sr^{++} .
- Los aniones pueden ser SO_4^- , CO_3^- y COH_3^- en proporciones tales que no superan la solubilidad de estas sales.
- Mayores proporciones de SO_4^- y CO_3^- en el agua inyectada probablemente sean causa de la formación de precipitados de las sales menos solubles.
- Si existe la probabilidad de tales precipitaciones, las aguas no deben mezclarse en cualquier parte del sistema, sino en recipientes donde los cristales puedan decantar y posteriormente filtrarse.
- Otra alternativa es ablandar el agua que habrá de inyectarse o el uso de tamices moleculares (de mayor costo)

Agua para inyección-Compatibilidad

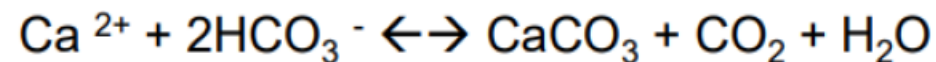
SI (stability index) es función de la Temperatura, pH y concentraciones de los solutos.

CARACTERIZACION DEL AGUA DE FORMACION A PARTIR DE ANALISIS FISICO-QUIMICOS DE LABORATORIO
DISEÑADO POR LEONARDO BRICEÑO / 07/2001

p.p.m.		p.p.m.		K mult.	
CALCIO	6,44	CRUDO EN AGUA	0,00	Ca	0,800
MAGNESIO	5,48	SOLIDOS SUSPENDIDOS	0,00	Mg	1,310
SODIO	3043,00	SOLIDOS TOT. DISUELTOS	0,00	Na	1,000
BICARBONATOS	1647,00	ALCALINIDAD TOTAL	0,00	HCO3	0,300
CARBONATOS	174,00	DUREZA CARBONATICA	0,00	CO3	0,650
SULFATOS	76,81	DUREZA NO CARBONATICA	0,00	SO4	0,530
CLORUROS	3500,00	DUREZA TOTAL	0,00	Cl	1,000
SULFURO	0,00	TEMP. LABORATORIO °F	0,00	Fe	0,000
HIDROXIDOS	0,00	RESISTIVIDAD Ohm-m	0,00	K	0,000
HIERRO TOTAL	0,00	INDICE DE Langelier	0,00		
SILICE	0,00	pH @ TEMP. LABORATORIO	0,00		
POTASIO	0,00	TURBIDEZ (U.N.T.)	0,00		

7203,24 ppm Equivalente de NaCl		TEMP. Tr 80	
CLASIFICACION SULIN METEORICA		Rw @ 75 °F 0,767	
		Rw @ Tr °F 0,723	

BALANCE IONICO 0,01 meq/lit		TOLERANCIA 0,10		BALANCEADA	
-----------------------------	--	-----------------	--	------------	--

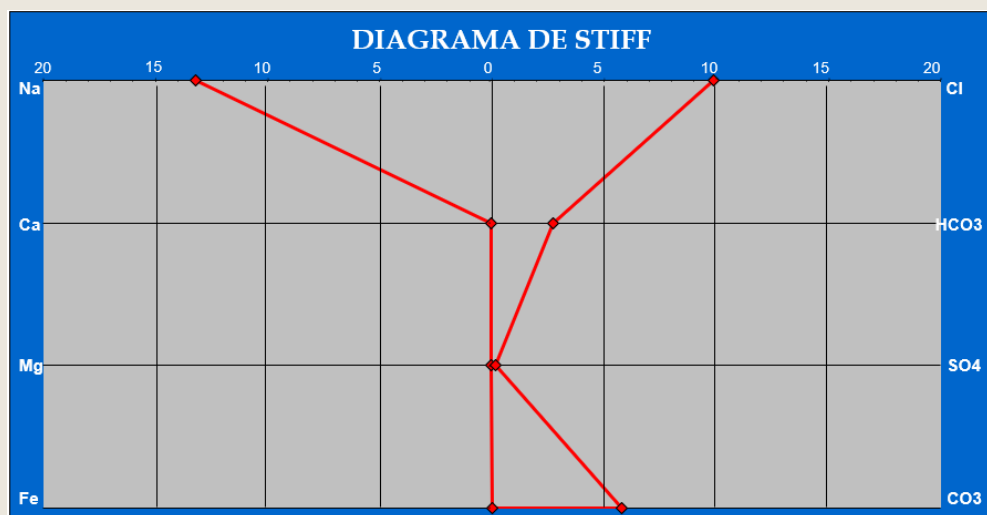


$$SI = pH - pHs$$

Stability Index Actual pH of Water pH at which water would be saturated with CaCO₃

$$pHs = K + pCa + pA$$

$$SI = pH - K - pCa - pAlk$$



Agua para inyección-Compatibilidad

$$SI = pH - K - pCa - pAlk$$

SI = Stability Index. If SI is negative, the water is undersaturated with CaCO_3 and scale formation is unlikely. If SI is positive, scale is likely to form.

pH = Actual pH of the water

K = A constant which is a function of salinity, composition and water temperature. Values of K are obtained from a graphical correlation with ionic strength and the temperature of the water.

$$pCa = \log \frac{1}{\text{Moles } \text{Ca}^{++} / \text{Liter}}$$

$$pAlk \text{ } M = \log \frac{1}{\text{Equivalents } M \text{ Alkalinity} / \text{Liter}}$$

$$M \text{ Alkalinity} = \text{Total Alkalinity} = \text{CO}_3^{=} + \text{HCO}_3^{-}, \text{ mg} / \text{L}$$

Fuerza iónica

$$\mu = \frac{1}{2} (C_1 Z_1^2 + C_2 Z_2^2 + C_3 Z_3^2 + \dots + C_n Z_n^2)$$

C = Concentration of the ion in moles/liter.

Z = Valence of the ion

Case	Conclusion
SI is negative	The water is undersaturated with CaCO_3 . Scale formation is unlikely.
SI is positive	The water is supersaturated with CaCO_3 . Scale formation is indicated.
SI = 0	The water is saturated with CaCO_3 .

Agua para inyección-Sólidos en suspensión

- La máxima cantidad de sólidos en suspensión que puede contener un agua a ser inyectada depende del tamaño de las partículas, de la permeabilidad del reservorio y del tamaño de las gargantas porales.
- En general, reservorios de muy alta permeabilidad pueden admitir mayor proporción de sólidos sin taponarse, mientras que los reservorios poco permeables requieren un control más riguroso de la cantidad de sólidos en suspensión.
- La pendiente de la curva de filtrado determinada con un filtro Milipore permite conocer además el índice de calidad del agua, el que conjuntamente con la cantidad de sólidos sirve para calificar las características taponantes de un agua para un determinado tipo de reservorio.

Agua de inyección-Sólidos en suspensión

La norma NACE TMO 173, establece la metodología para determinar la calidad de agua requerida para la inyección en pozos, calculando una pendiente de filtrado (slope) de la curva LOG (caudal) vs Caudal acumulado. Esta pendiente de filtrado se determina en forma gráfica o algebraica, mediante

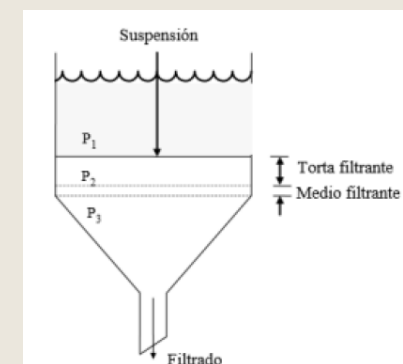
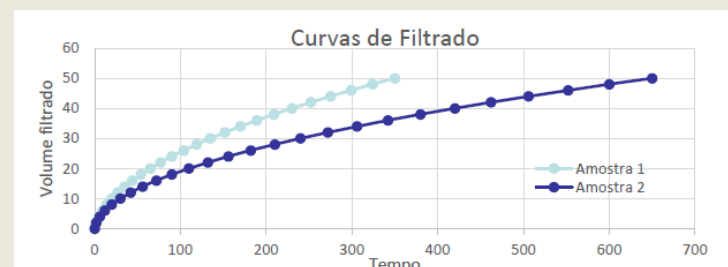
$$\text{SLOPE} = -K \cdot \text{LOG}(Q) / V$$

siendo:

K: constante de proporcionalidad dependiendo de las unidades utilizadas

Q: Caudal de filtrado a través de membrana de filtración, tipo membrana Millipore. Esta pendiente de filtrado tiene unidades de frecuencia y representa el cambio de velocidad de filtrado relacionado con un volumen filtrado fijo. Es siempre un valor negativo de manera que implica taponamiento, Las diferentes calidades se clasifican como:

- Excelente: $\text{SLOPE} < 1$
- Buena a Aceptable: SLOPE entre 1 y 2
- Regular: SLOPE entre 2 y 3
- Pobre: $\text{SLOPE} > 3$



Agua de inyección-Otras características

El agua que ha sido expuesta al aire contiene cantidades variables de O_2 en solución que es necesario remover para que no tenga características corrosivas.

También ocurre con frecuencia que la acción bacteriana genera problemas de varios tipos:

- Depósitos gelatinosos que obstruyen el reservorio (bacterias aerobias).
- Precipitados de FeS (bacterias anaerobias, sulfatoreductoras) que pueden obstruir después de haber oxidado las instalaciones por donde circuló el agua previamente.

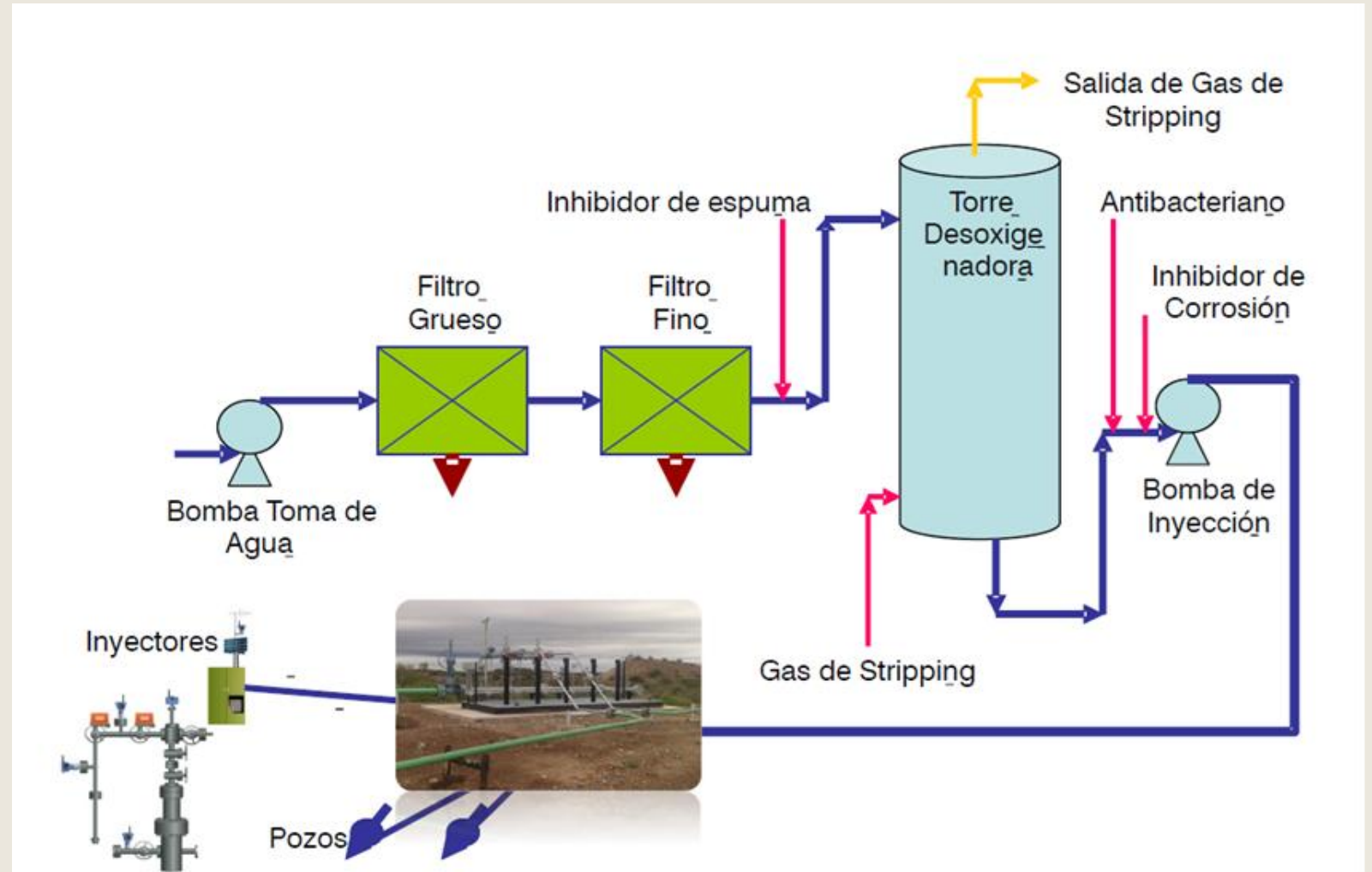
Es necesario tratar el agua eliminando todos los compuestos indeseables antes que entren en las instalaciones y en los pozos.

Alternativamente hay algunos tratamientos donde se inyectan inhibidores para prevenir la corrosión o las incrustaciones y biocidas para eliminar bacterias.

Agua para inyección-Sistema típico de tratamiento

La calidad de agua a inyectar involucra:

- Tamaño de partículas
- Cantidad de sólidos disueltos
- Compatibilidad de agua (análisis iónico)
- Microorganismos



Instalaciones e Infraestructura

Instalaciones de Producción:

- Instalaciones típicas (líneas de flujo, baterías con separadores de gas y líquidos y tanques de almacenamiento y ensayo), adaptadas o complementadas para procesar importantes volúmenes de agua.
- Es usual la utilización de separadores de agua libre, o FWKO.
- De acuerdo a las producciones individuales de los pozos, pueden ser requeridos tanques de ensayo con mayor capacidad para determinar adecuadamente el contenido de agua.

Instalaciones e Infraestructura

Instalaciones de Inyección:

- Instalaciones típicas de tratamiento de agua, de acuerdo a las fuentes de abastecimiento y características.
- Se utiliza bombeo para inyectar el agua a presión en los pozos; las bombas pueden ser alternativas o centrífugas.

Instalaciones e Infraestructura

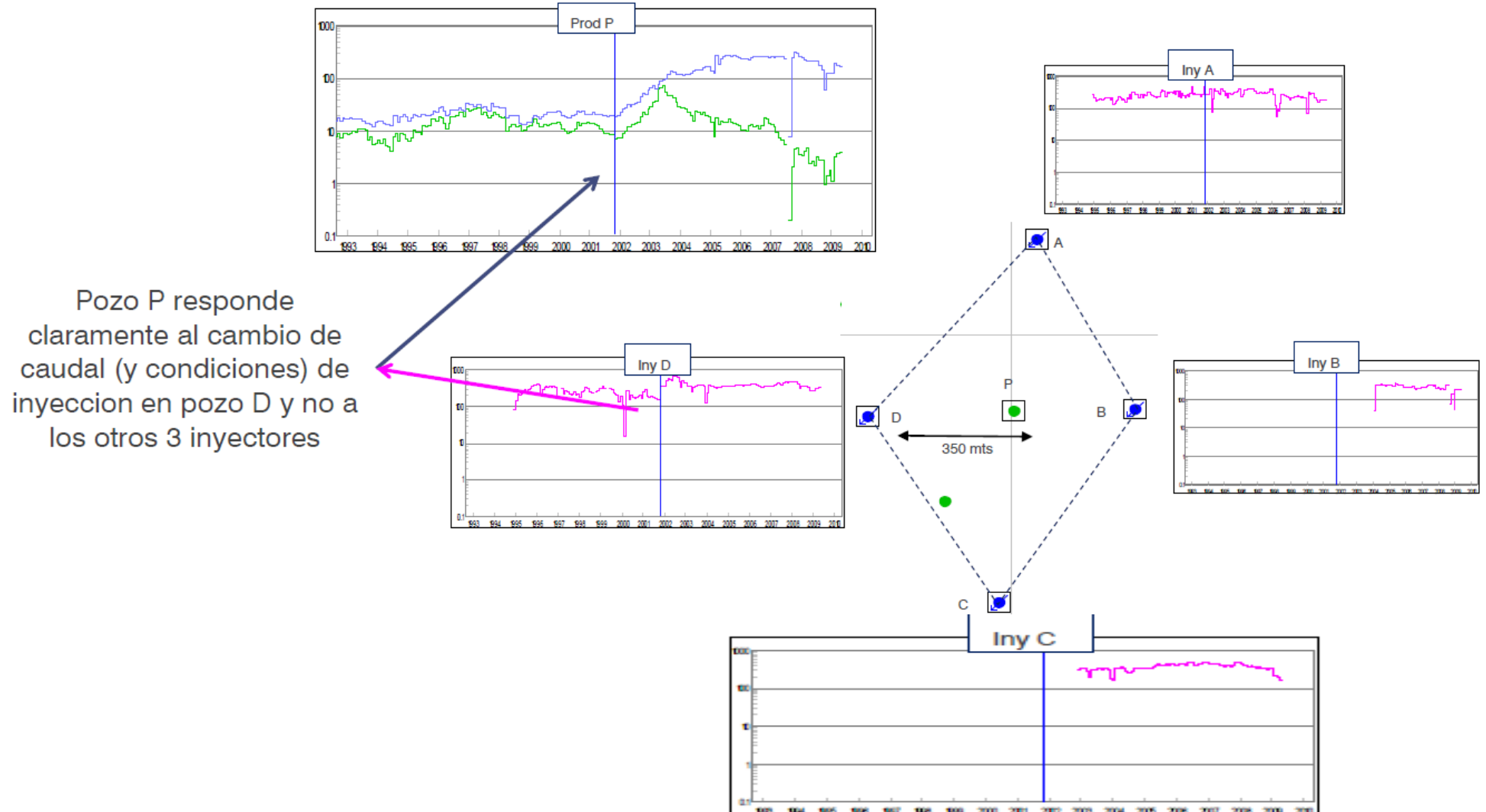
Infraestructura:

- Para inyección y producción de líquidos, el WF duplica o triplica la demanda de energía que se utilizaba en la etapa de producción primaria.
- Usualmente, la extracción y movimiento de líquidos producidos en superficie utiliza energía eléctrica.
- Si existe suficiente producción de gas en las cercanías, podría ser conveniente utilizar motores o turbinas a gas para generar energía eléctrica propia.

Requerimiento de pozos e instalaciones

Descripción	Requerimientos
Instalaciones	Inyectar, producir, procesar y monitorear los volúmenes de agua, petróleo y gas requeridos, a las presiones que la operación demande, de manera segura y sin impactar sobre el medio ambiente.
Pozos inyectoros	<ul style="list-style-type: none">(i) Instalar el equipamiento de inyección selectiva,(ii) Admitir los caudales previstos en la definición del proyecto,(iii) Monitorear y controlar frecuentemente caudales y presiones y(iv) Soportar ensayos de integridad mecánica del casing.
Pozos Productores	<ul style="list-style-type: none">(i) Instalar el equipamiento de sistema artificial de producción más adecuado, para maximizar la capacidad de extracción, de forma controlada y segura,(ii) Monitorear y controlar frecuentemente caudales y presiones, y(iii) Soportar ensayos de integridad mecánica del casing.

Identificación de respuestas al WF



Injection Water Quality—A Key Factor to Successful Waterflooding

D.B. BENNION, D.W. BENNION, F.B. THOMAS, R.F. BIETZ*
Hycal Energy Research Laboratories Ltd.

JCPT JUNIO 1998, Vol. 37, N° 6

Injection Water Quality

La capacidad de inyección puede restringirse por:

- 1. 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.**

Injection Water Quality

Los potenciales daños que pueden estar asociados con el proceso de inyección de agua incluyen:

1. Daño inducido mecánicamente

- a) Inyección de sólidos.
- b) Daño inducido por velocidad (migración de finos) y asentamiento donde hay finos.

2. Interacciones entre roca y agua de inyección

- a) Hinchamiento de arcillas.
- b) Defloculación de arcillas.
- c) Disolución de la formación.
- d) Adsorción química/alteraciones de la mojabilidad.

Injection Water Quality

3. Efectos sobre las permeabilidades relativas

- a) Arrastre de trazas de petróleo
- b) Arrastre de gas libre

4. Daño inducido biológicamente

- a) Arrastre y crecimiento bacteriano

5. Interacciones entre agua y fluidos in situ

- a) Formación de incrustaciones insolubles
- b) Emulsificación y bloqueo por emulsiones
- c) Precipitaciones
- d) Deposición de Parafinas/Asfaltenos

1-Daño inducido mecánicamente

a) **Inyección de sólidos:** Produce taponamiento de la zona expuesta a la inyección.

Estos sólidos podrían ser:

- **Finos y arcillas** de la formación (de agua de producción previamente producida).
- **Arena suspendida**, carbonatos, bacterias muertas o vivas de las fuentes de agua superficiales.
- Productos de **corrosión** de equipos de superficie o inyección.
- **Sólidos generados in situ por reacciones químicas adversas**, entre fluidos de la inyección mezclados o la descomposición química y degradación de un fluido de inyección de una sola fuente.

1-Daño inducido mecánicamente

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.

1-Daño inducido mecánicamente

El proceso de taponamiento se caracteriza por la formación de:

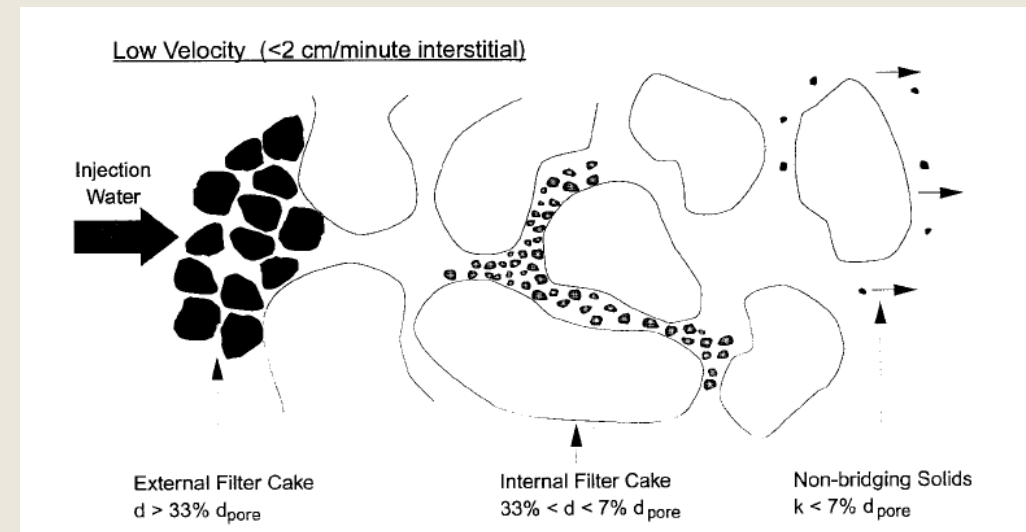
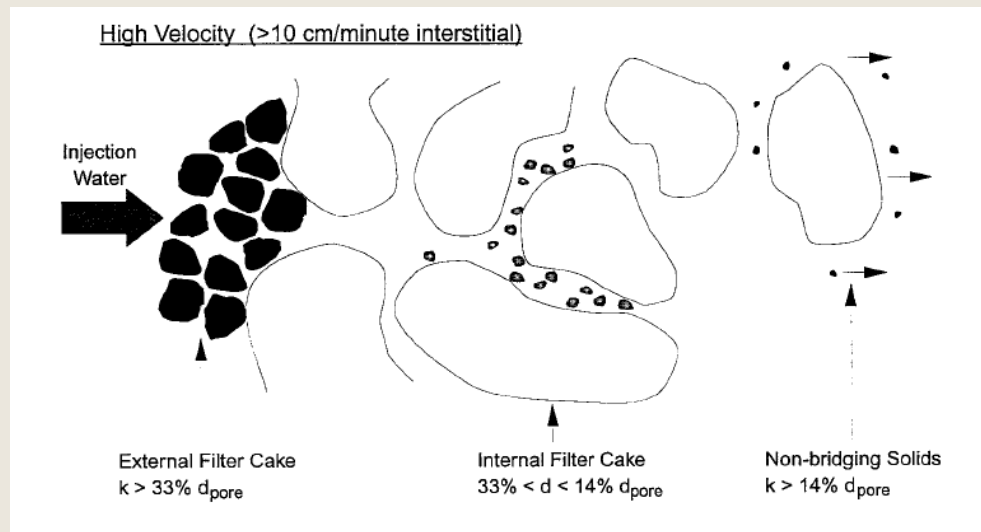
- un “revoque externo”: se caracteriza por el arrastre de partículas de mayor tamaño sobre la superficie de la interfaz de la formación directamente en el pozo.
- un “revoque interno”: las partículas más pequeñas penetran a mayor profundidad, que puede estar a varios centímetros o más del pozo. Es más perjudicial por su relativa inaccesibilidad lo que reduce la eficiencia de los tratamientos convencionales de estimulación mecánica o química.

1-Daño inducido mecánicamente

En general:

- las partículas mayores del 33% del diámetro del poro se unirán y formarán la torta del filtración externa.
- las partículas entre 14 y el 33% del diámetro del poro tienden a penetrar más profundamente en la formación y formar una torta de filtro interno.
- las partículas menores del 14% de la abertura de la garganta del poro parecen atravesar los poros sin obstrucciones.

1-Daño inducido mecánicamente



Mechanism of suspended solids entrapment

1-Daño inducido mecánicamente

Problema: Daño inducido mecánicamente por sólidos en la Inyección

Solución:

- Se determinará un límite de filtración crítica 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 en agua de inyección.
- Control de distribución del tamaño de los sólidos suspendidos.
- Verificar la adecuada filtración mediante ensayos de flujo en medios de porosos.

1-Daño inducido mecánicamente

b) Daño inducido por velocidad (migración de finos) y asentamiento donde hay finos.

- Las areniscas con alto % de arcillas sueltas y móviles y fragmentos de roca detrítica, presentan una velocidad intersticial crítica a la que puede ocurrir movilización de los finos in situ .
- Estas partículas finas, si se desprenden de la corriente del fluido, por las altas velocidades del agua de inyección, pueden desplazarse a zonas de gargantas de poros donde de forma análoga a los sólidos inyectados, pueden obstruir y reducir la capacidad de inyección.

1-Daño inducido mecánicamente

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

1. Generalmente tienden sólo a migrar en la fase mojante. Esto significa que la movilización de finos alrededor de los inyectores mojados por petróleo puede ser menos problemática que en una formación mojada por agua.
2. Se agrava por los efectos de la turbulencia asociada con el flujo multifásico simultáneo de la fase mojante y no mojante.

1-Daño inducido mecánicamente

Problema: Daño inducido por velocidad (migración de finos) y asentamiento donde hay finos.

Solución:

- Asegurar que no se exceda la velocidad crítica de inyección del agua.

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-Interacciones entre roca y agua de inyección

- a) Hinchazón de las arcillas
- b) Defloculación de las arcillas
- c) Disolución de la formación
- d) Adsorción química /alteraciones de la mojabilidad

2-Interacciones entre roca y agua de inyección

a) Hinchazón de las arcillas

- Un desequilibrio de carga negativa en la estructura de la arcilla, se estabiliza por la sustitución de un catión cargado⁺ (Na^+ , K^+ , Ca^{++} , Mg^{++}) en el espacio entre los cristales individuales de arcilla.
- Si la concentración de estos iones en la salmuera que entra en contacto con la arcilla es insuficiente, (es decir mediante la inyección de agua dulce o de baja salinidad en una zona rica en arcilla en expansión), el agua debido a su naturaleza polar, también puede sustituirse en el espacio. El tamaño de la molécula de agua, comparado con los cationes normalmente estabilizadores como Na^+ o K^+ , provoca la expansión física o el hinchamiento de la arcilla reduciendo drásticamente la permeabilidad.
- También la expansión de las arcillas puede producir que escamas de arcillas o sólidos incrustados se desprendan de las paredes porosas y sean transportados por la corriente de fluido a las zonas de la garganta porosa, donde pueden producirse bloqueos adicionales.

2-Interacciones entre roca y agua de inyección

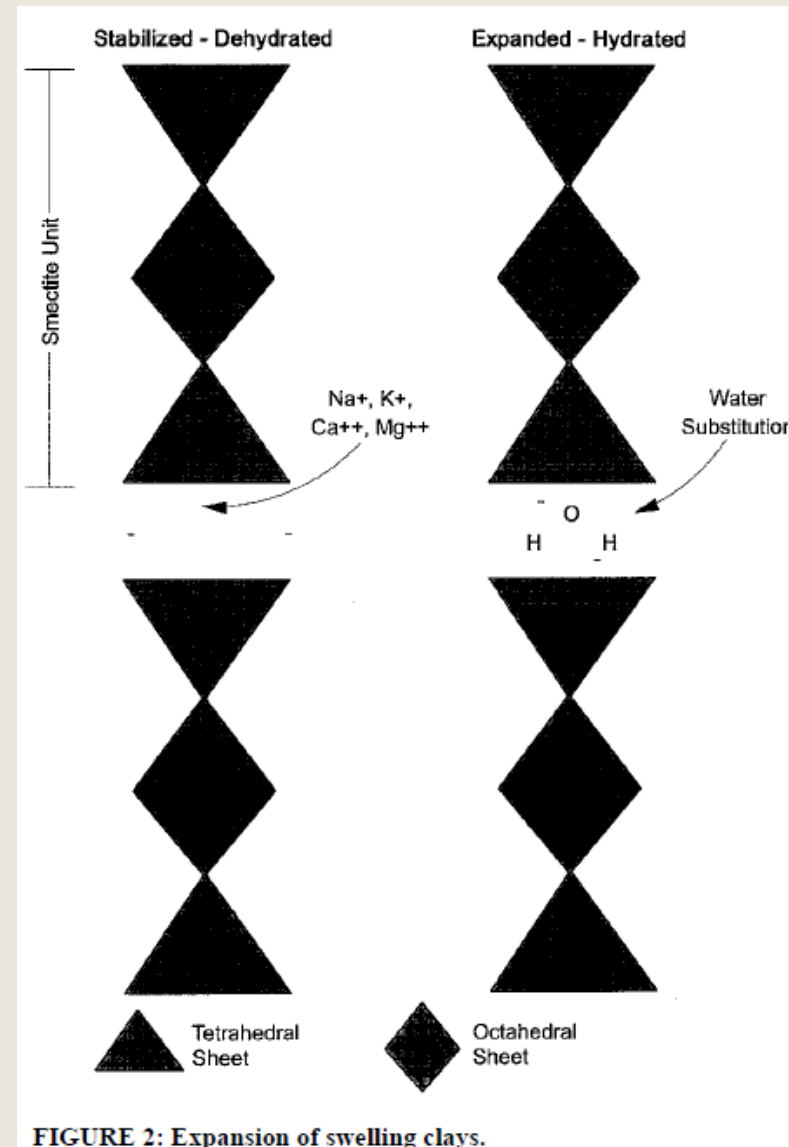


FIGURE 2: Expansion of swelling clays.

2-Interacciones entre roca y agua de inyección

Problema: Hinchazón de las arcillas

Solución:

- Determinar la concentración de sal crítica que inhibe el hinchamiento.

Recomendaciones:

- Realizar ensayos en secciones delgadas para determinar la localización y abundancia de arcillas.
- Realizar test de salinidad crítica para determinar la salinidad mínima requerida que inhibe el hinchamiento de arcillas.

2-Interacciones entre roca y agua de inyección

b) Defloculación de arcillas

Se presenta en reservorios que contienen arcillas expansivas clásicas. También, aunque no exista una concentración sustancial de las mismas puede producirse la defloculación de arcillas por:

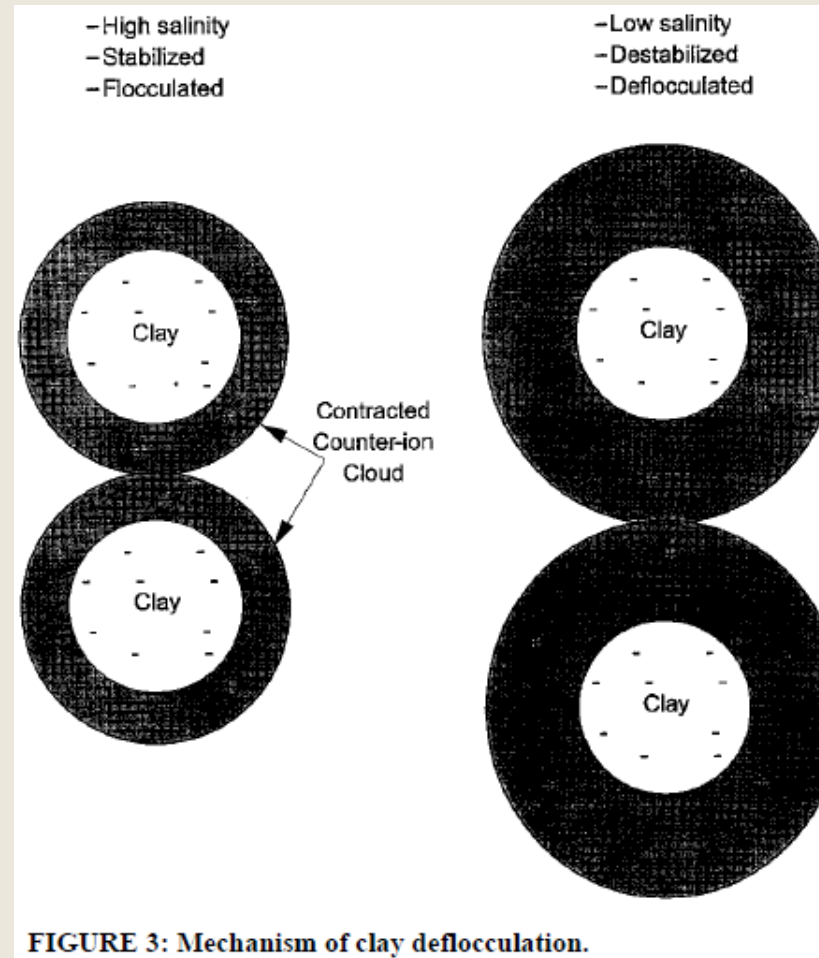
- el contacto abrupto con el agua fresca,
- el súbito cambio de la salinidad
- bruscos aumentos en los niveles del pH de los fluidos

Se produce una alteración de fuerzas electrostáticas que mantienen a la arcilla atraída por otras partículas de arcilla o por las paredes de los poros del medio poroso en cuestión.

2-Interacciones entre roca y agua de inyección

- La mayoría de las arcillas poseen una carga neta negativa neta debido a la sustitución de cationes de baja valencia en la estructura reticular de la arcilla, es decir, Al^{+3} por Si^{+4} o Mg^{+2} por Al^{+3} .
- Para mantener la neutralidad eléctrica general, esa carga se compensa con una nube de cationes positivos que rodea la estructura de arcilla o cerca de la superficie.
- Esta concentración difusa de carga se conoce como doble capa difusa cuyo tamaño disminuye por las fuerzas de difusión si la fuerza iónica en la salmuera es baja (es decir baja salinidad o agua dulce). Cuando la repulsión mutua entre las nubes de contraiones dispersos y cargados supera las fuerzas de atracción de Van der Waals que mantienen las arcillas en un estado atraído y floculado, las partículas se dispersan o defloculan.

2-Interacciones entre roca y agua de inyección



2-Interacciones entre roca y agua de inyección

Problema: Defloculación de las arcillas

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 cationes para investigar el mínimo contenido y valencia del ión que inhibe la defloculación de la arcilla.

2-Interacciones entre roca y agua de inyección

c) Disolución de la formación:

Las zonas potenciales de inyección pueden incluir materiales solubles en agua como:

- arcillas altamente hidratables,
- anhidrita,
- halita.

La disolución o ablandamiento parcial de estos minerales por contacto acuoso sostenido puede provocar la migración o liberación de finos insolubles previamente inmovilizados en un estado encapsulado. Estas partículas transportadas por el agua de inyección hacia el interior de la formación, pueden causar taponamiento y bloqueo.

2-Interacciones entre roca y agua de inyección

Problema: Disolución de la formación

Solución:

Modificar lentamente la composición de la salmuera para retardar o eliminar la disolución.

Recomendaciones:

Realizar ensayos de flujo estático/dinámico en núcleos para investigar los efectos de la disolución y los efectos del contacto de la salmuera sobre la existencia geomecánica de la roca.

2-Interacciones entre roca y agua de inyección

d) Adsorción química/ Alteraciones de la mojabilidad:

Ocasionalmente los fluidos re-inyectados pueden contener aditivos químicos: Estos aditivos pueden incluir desemulsionantes, surfactantes, inhibidores de corrosión y de incrustaciones.

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

1. reducción en la permeabilidad,
2. alteración en la mojabilidad (en general 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 potencialmente una reducción en la tendencia a la movilización de los finos.

2-Interacciones entre roca y agua de inyección

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 al agua como una función del tiempo de exposición y el volumen.

3- Efecto sobre la permeabilidad relativa

- a) Arrastre de trazas de petróleo
- b) Arrastre de gas libre

3- Efecto sobre la permeabilidad relativa

a) Efecto del ingreso de petróleo en la inyección

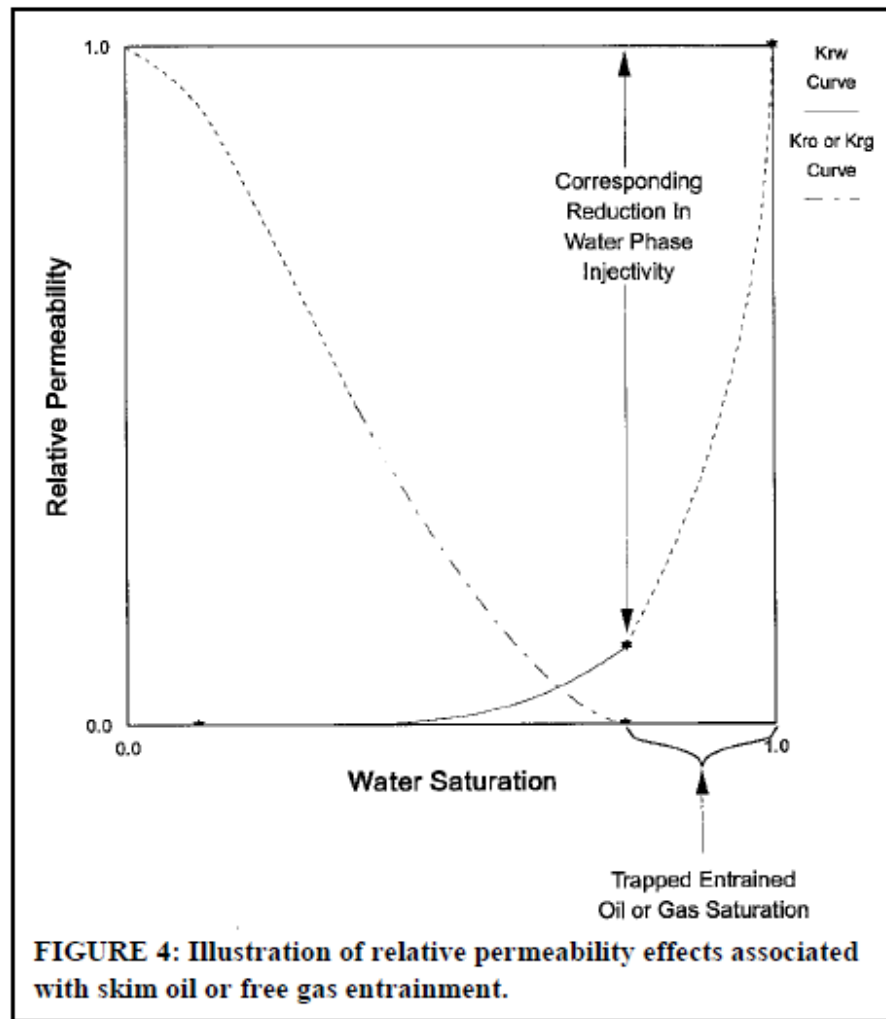
Los proyectos de recuperación secundaria pueden implementarse en:

- 1) Zonas acuíferas saturadas con 100% de agua (sin S_{or}).
- 2) Zonas con una S_o pero en estado irreductible, lo que implica que no hay movilización de la fase entrampada.
- 3) Zonas con saturación de petróleo móvil.

El arrastre de petróleo en el agua de inyección y su posterior entrampamiento constituyen una fuente importante de disminución de la inyectividad en las situaciones 1) y 2). Esto se debe a que se debe entrampar una saturación suficientemente alta de hidrocarburo líquido alrededor del inyector para garantizar la obtención de una fase continua con permeabilidad y movilidad relativas finitas. Antes de este momento , el hidrocarburo líquido simplemente está como una saturación inmóvil.

3- Efecto sobre la permeabilidad relativa

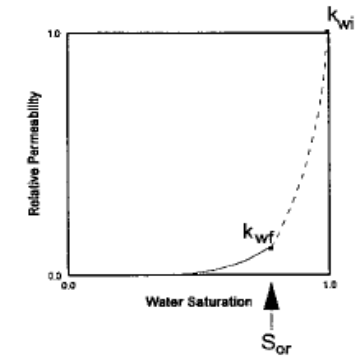
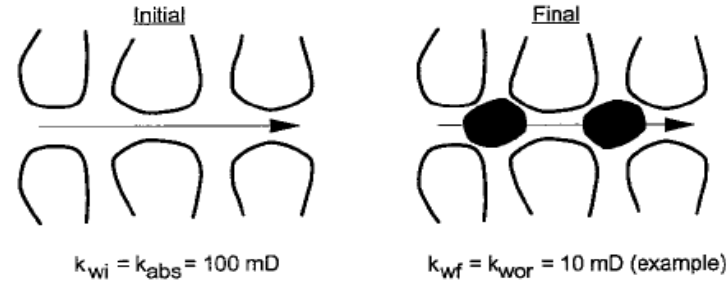
Aunque esta saturación es inmóvil, puede tener un efecto reductor profundo en la permeabilidad relativa al agua



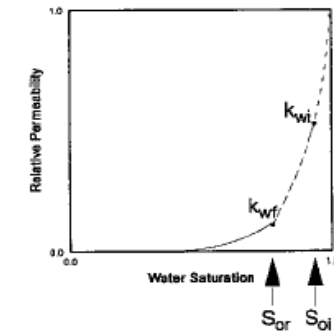
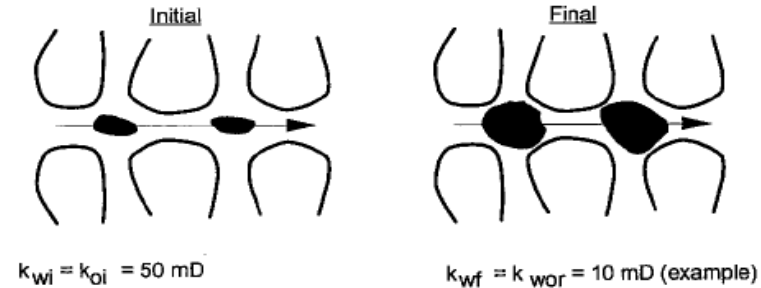
Este efecto es particularmente pronunciado en arenas o carbonatos muy humectadas por agua, que presentan una permeabilidad relativa al agua muy baja, incluso en presencia de pequeñas saturaciones de petróleo entrampado. En estas situaciones, una saturación de petróleo irreducible entrampado del 10 al 15 % podría reducir la permeabilidad de la fase acuosa en la zona afectada hasta en un 95 %. La inyección continua de hidrocarburos suspendidos en la formación aumenta gradualmente el radio de la zona de permeabilidad afectada y, con el tiempo, puede reducir drásticamente la inyectividad

3- Efecto sobre la permeabilidad relativa

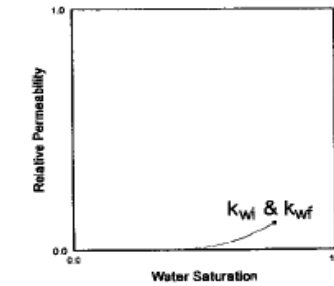
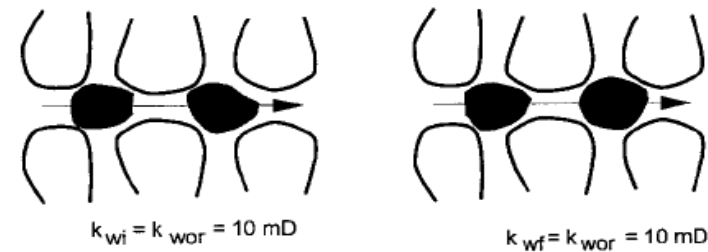
No Pre-Existing So_i - Severe Damage



Small Pre-Existing Immobile So_i - Potential Damage



Pre-Existing Mobile So - 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 skim oil content on near wellbore injectivity.

3- Efecto sobre la permeabilidad relativa

Si ya existe una saturación de hidrocarburos en la zona de inyección, especialmente si es lo suficientemente alta como para ser inicialmente móvil, este efecto perjudicial debido al arrastre de hidrocarburos puede ser nulo o mínimo debido a que, si el petróleo inyectado es compatible y miscible con los fluidos in situ, puede simplemente reemplazar la saturación de hidrocarburos preexistente y la saturación efectiva general de hidrocarburos puede no variar.

En muchos casos, los hidrocarburos contenidos en el agua inyectada no son simplemente petróleo residual producido, sino que también pueden contener grasa y aceites lubricantes más pesados de bombas u otros equipos de superficie, cristales de cera o crudo oxidado (si no se utiliza un circuito de circulación cerrado). Estos materiales generalmente presentan alta viscosidad y, en algunos casos, solubilidad limitada con los hidrocarburos in situ existentes. En este caso, es posible generar una zona de hidrocarburos viscosos directamente alrededor del inyector, lo que podría reducir considerablemente la permeabilidad.

3- Efecto sobre la permeabilidad relativa

Problema: Efectos del ingreso de petróleo en la inyección

Solución:

- Tratamiento de agua para 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 arrastre del petróleo entrampado en el medio mediante test de desplazamiento para cuantificar la severidad del potencial daño.

3- Efecto sobre la permeabilidad relativa

b) Efectos del ingreso de gas en la inyección

- El efecto es semejante al ingreso de una S_{or}
- 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.

3- Efecto sobre la permeabilidad relativa

Problema: Efectos del ingreso de gas en la inyección

Solución:

Modificar los equipos de superficie para eliminar el arrastre de gas libre.

Recomendaciones:

- Evaluar el agua de inyección para evidenciar arrastre de gas libre.
- Investigar la magnitud de la S_g crítica y el efecto de la potencial reducción de la capacidad de inyección del agua en el medio poroso mediante test de desplazamiento.

4-Daño inducido biológicamente

Los **problemas bacterianos**, asociados con la inyección de agua, pueden estar vinculados al crecimiento de bacterias aeróbicas y anaerobias en el equipo de superficie, las bombas, tubería, equipo de fondo de pozo así como dentro de la propia formación.

La mayoría de las bacterias crecen mejor en un rango de temperaturas entre 40 a 70° C. Por la inyección a largo plazo de grandes volúmenes de agua alrededor del inyector baja la temperatura. Esto puede ocasionar problemas de crecimiento bacteriano.

Los problemas asociados al crecimiento bacteriano son:

- Taponamiento
- Corrosión
- Toxicidad

4-Daño inducido biológicamente

- Las bacterias son sensibles a la cizalla del fluido (shear rate) por lo que tienden a aislarse del fluido mediante la formación de un biofilm estable.
- La adsorción física del biofilm en crecimiento en la superficie de la roca puede, provocar con el tiempo la oclusión total o parcial de las gargantas del poro y la consiguiente reducción de la inyectividad.
- Las bacterias sulfatoreductoras (anaerobias), son normalmente encontradas en yacimientos petrolíferos y producen H_2S , tóxico y potencialmente corrosivo

4-Daño inducido biológicamente

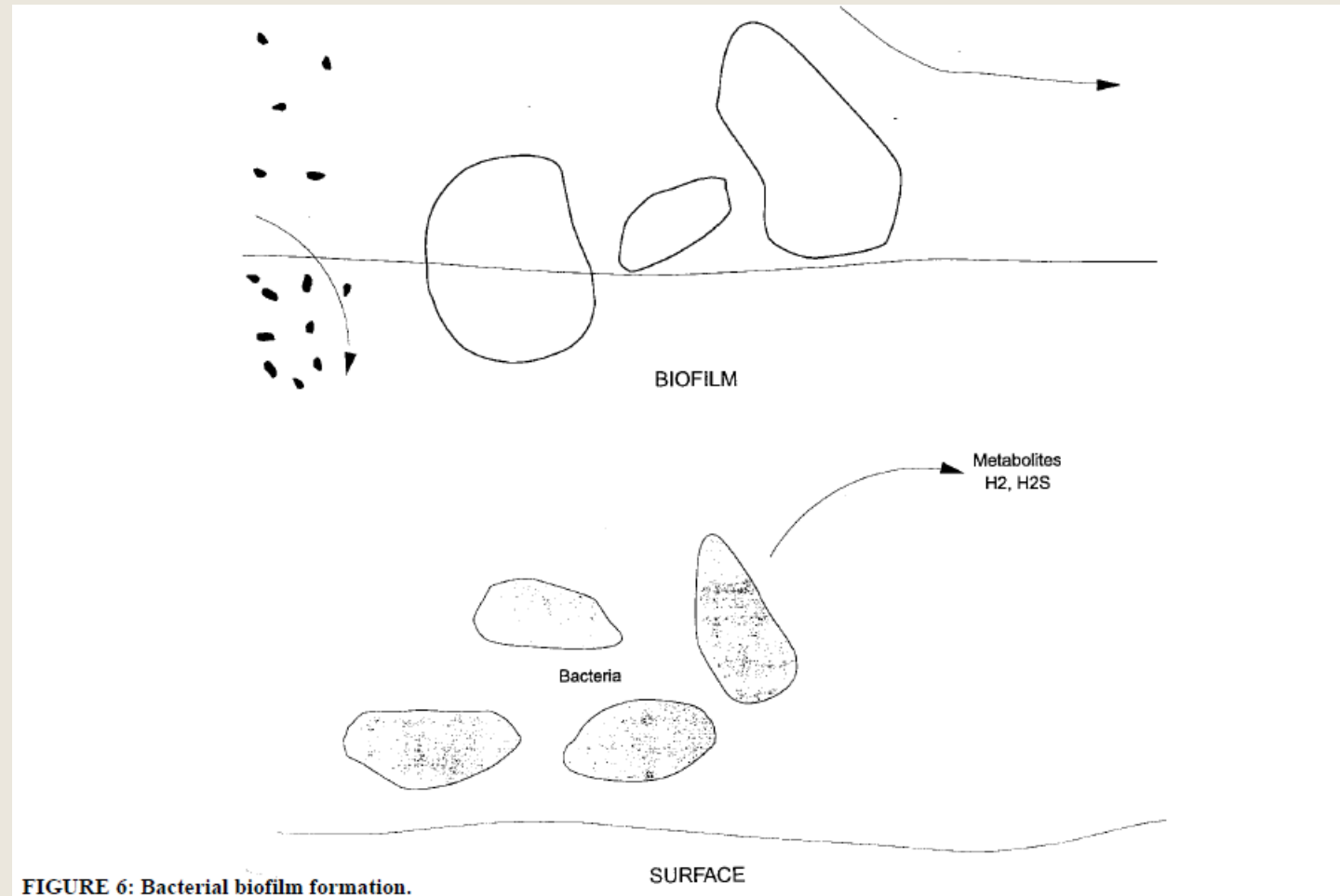


FIGURE 6: Bacterial biofilm formation.

4-Daño inducido biológicamente

Problema: Deterioro biológicamente Inducido

Solución:

Investigar el origen bacteriano y planificar un programa de control biológico.

Recomendaciones:

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

5-Interacciones entre agua y fluidos in situ

- a) Formación de incrustaciones insolubles
- b) Emulsificación y bloqueo por emulsiones
- c) Precipitaciones
- d) Deposición de Parafinas/Asfaltenos

5-Interacciones entre agua y fluidos in situ

a) Incrustaciones insolubles

Se encuentran dos tipos de incrustaciones: de carbonato y de sulfato.

La formación de incrustaciones de carbonato [calcita (CaCO_3)] está asociada a cambios en la presión, la temperatura, o el pH del fluido inyectado cuando pasa de la superficie a la formación.

La formación de incrustaciones de sulfato [yeso (CaSO_4) o la barita (BaSO_4)] se asocia a incompatibilidades entre la composición del agua de la formación y la inyección.

Las incrustaciones de carbonato, si bien son dañinas, son relativamente solubles en ácido.

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

5-Interacciones entre agua y fluidos in situ

Problema: Formación de incrustaciones insolubles.

Solución:

Modificar la composición del agua de inyección o seleccionar un agente inhibidor adecuado de la formación de incrustaciones.

Recomendaciones:

- Evaluar mediante análisis del agua la potencial formación de incrustaciones.
- Evaluar los efectos de un cambio en la composición del agua de inyección o de un tratamiento de mitigación.
- Evaluar inhibidor de incrustaciones mediante test de compatibilidad y flujo en testigos.
- Investigar técnicas basadas en el pH para inhibir la formación de incrustaciones.
- Investigar técnicas basadas de estimulación química para remoción de incrustaciones de carbonato.

5-Interacciones entre agua y fluidos in situ

b) Emulsificación: causada por el flujo simultáneo de W y O en el medio poroso

Las emulsiones generadas pueden ser de dos tipos:

- emulsiones de alta viscosidad W/O, es la más problemática, afectando el flujo de fluidos en la zona cercana al inyector.
- emulsiones de baja viscosidad O/W.

La emulsificación in situ se relaciona con:

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

En general, los petróleos de $<30^\circ\text{API}$ y crudos parafínicos, tienden a ser más susceptibles a los problemas de la emulsificación, pero también se ha observado emulsificación en petróleos convencionales con gravedad API más alta.

5-Interacciones entre agua y fluidos in situ

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- Interacciones entre agua y fluidos in situ

c) Precipitación

- Muchas aguas de inyección pueden reaccionar adversamente con las salmueras in situ y formar un precipitados insolubles a base de carbonato, sulfato o hierro que pueden taponar los poros.
- Este problema es notorio al inyectar salmueras ricas en sulfato (agua de mar) en formaciones ricas en el iones divalentes.
- Se recurre al uso de técnicas como la filtración por membranas para eliminar iones potencialmente adversos con alto potencial de precipitación.

5- Interacciones entre agua y fluidos in situ

Problema: Precipitación de sólidos insolubles por incompatibilidad de las aguas

Solución:

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

Recomendaciones:

- Analizar aguas de inyección, producción y mezclas.
- Realizar ensayos de compatibilidad.
- Investigar la aplicación de inhibidores químicos.

5- Interacciones entre agua y fluidos in situ

d) Precipitación de Parafinas / Asfaltenos

- Los problemas de deposición de asfaltenos y parafinas normalmente no están asociados con inyectoros de agua deteriorados, pero ocurren debido a las reducciones localizadas en la temperatura causadas por la inyección de grandes volúmenes de agua de inyección fría.
- El problema es mayor cuando se inyecta en zonas saturadas de petróleo donde el punto de enturbiamiento del petróleo está cercano a la temperatura original del yacimiento.
- Ciertos petróleos, también pueden ser propensos a precipitar partículas de asfaltenos al reducirse la temperatura, lo que también puede afectar la inyectividad

5- Interacciones entre agua y fluidos in situ

Problema: Precipitación de Parafinas / Asfaltenos

Solución:

Modificar las condiciones cercanas al wellbore para inhibir su formación.

Recomendaciones:

Determinar cloud point y pour point

- Investigar los límites de T° para la deposición de asfaltenos
- Investigar la mínima temperatura para inhibir la formación asfaltenos y/o parafinas o posible uso de inhibidores químicos.

Mediciones y monitoreo (rutinario)

Parámetros a monitorear	Producción	Inyección
Caudales de Pozos	Petróleo, Gas y Agua Frecuencia: según estabilidad del pozo, mensual o más frecuente	Inyección Frecuencia: Diaria Registro de distribución por capa Frecuencia: mensual, trimestral, o semestral según caudales y estabilidad de los registros.
Presiones y Niveles	Niveles o Presiones Dinámicas Frecuencia: mensual o más frecuente según estabilidad del pozo,	Presiones de inyección en superficie (sólo como referencia cuando hay regulación en fondo) Frecuencia: semanal o mensual, según estabilidad de los registros
Calidad del Agua	Salinidades y Composición (si se tienen circuitos independientes de inyección y salinidades bien diferenciadas) Frecuencia: igual que los caudales de pozos, o según necesidad.	Sólidos en suspensión, curva de filtrado, gases en solución, bacterias, cupones de corrosión Frecuencia: mensual, trimestral o semestral según estabilidad del sistema de inyección.

Mediciones y monitoreo (especiales)

Ensayos	Producción	Inyección
Presiones de Reservorios	RFT en pozos nuevos y mediciones selectivas en ciertos reservorios importantes.	Fall-off o Step-Rate selectivos
Ensayos Selectivos	Ensayo (con packer y tapón) selectivo para definir producción de ciertos reservorios.	Pruebas de admisión a diferentes presiones en nuevos reservorios a inundar.
Interferencia o Comunicación	Cambios importantes de los caudales de inyección en reservorios independientes de un inyector , ensayos simultáneos de los productores vinculados a los mismos. Ensayos con trazadores.	

FIN

Eres agente de cambio

