

DAÑO DE FORMACIÓN DURANTE EL WF POR INYECCIÓN DE BACTERIAS: **Causas, Severidad y Tratamientos de Remoción**

José Alberto Lijó – Juan Carlos Sotomayor
G.P.A. Estudios y Servicios Petroleros s.r.l.
gpasrl@gpasrl.com.ar

Resumen: En muchos yacimientos con inyección de agua (WF) se controla la población bacteriana como parte de una especificación (3 botellas o su equivalente 100 a 1000 bact/ml es una expresión diaria entre quienes se dedican al tema).

Siendo conservadores, podemos decir que en un circuito “**controlado**” inyectamos $10e^9$ bacterias por m^3

Este trabajo trata sobre las consecuencias potenciales de inyectar bacterias al reservorio, efecto que denominaremos daño a la formación por bacterias (DFB):

Este mecanismo particular de daño de los pozos inyectoros, en opinión de los autores esta escasamente tratado en la industria local.

Formalmente, el análisis del problema en el mundo comienza en los '60 y se desarrolla a partir de los '80 aunque la raíz del problema ya fue observado unos 350 años atrás ⁽¹⁾.

La Existencia de Bacterias en los Reservorios

Los reservorios son los únicos componentes del circuito de inyección de agua que no pueden cambiarse durante la vida del proyecto.

Por líneas e instalaciones de superficie el agua de WF circula pero en los reservorios se acumula (reposición del crudo extraído), se distribuye (avance del agua inyectada) y, eventualmente por deficiencias de barrido o simplemente por distribución volumétrica irrumpe en los pozos productores.

Antes que las bacterias ingresen al reservorio con el agua del W.F. el mismo es capaz de funcionar como hábitat de crecimiento natural de bacterias.

En 1.950, SHELL Oil Co perforó un pozo petrolífero asépticamente a fines de comprobar en forma indudable la existencia de BSR (bacterias Sulfatorreductoras) en reservorios de petróleo.

Extensivos estudios bacteriológicos ⁽²⁾ de una corona extraída a 1.500 mts, demostraron la habilidad de las BSR para crecer y sobrevivir en paleoambientes sedimentarios. Pudieron haberse introducido en tiempos geológicamente recientes por aguas subterráneas en movimiento o por su propio movimiento (las bacterias se desplazan en aguas estancas con movimientos propios de 0,06 a 0.47 cm/h ⁽³⁾).

En resumen: Las Aguas Connatas (simultáneas o postdeposicionales) contienen actividad bacteriana previa a la perforación.

Existen evidencias que los lodos base agua y/o los fluidos de intervención son portadores potenciales de bacterias desde la superficie que pueden contaminar los reservorios particularmente en pozos perforados o intervenidos para inyectoros.

En resumen: Las Aguas Superficiales que ingresan al reservorio pueden contener actividad bacteriana que contaminan los reservorios durante la perforación o intervención del pozo.

La Adherencia Bacteriana a las Superficies o Sesilidad

Las Causas

La adherencia o sorción de la bacterias a las superficies fue descripta como una sucesión de fenómenos de naturaleza coloidal y biológica que puede resumirse en dos etapas según Zobell ⁽⁴⁾

1. Etapa o *sorción reversible*: Es de atracción instantánea bacteria – superficie con adherencia débil y donde la bacteria se libra por lavado.
2. Etapa o *sorción irreversible*: La adhesión es firme, las bacterias no se lavan y se desarrollan puentes de polímeros fibrosos (polisacáridos ácidos) ⁽⁵⁾.

La temperatura, el pH del medio y la concentración de electrolitos afectan la eficiencia del fenómeno de adhesión.

Las Consecuencias

La mayoría de las bacterias que existen en agua no son flotantes (planktónicas) sino que crecen en ambientes (biofilms) adheridos a las superficies por los mecanismos citados.

El examen de estos biofilms ha mostrado que las bacterias que los habitan están embebidas en una matriz de polisacárido ácido llamado GLICOCALIX ⁽⁶⁾.

La población de bacterias en un biofilm puede ser mas de 1.000.000 de veces superior a la la de bacterias flotantes del medio acuoso que rodea el biofilm.

Es debido a ese polisacárido “protector” que las colonias bacterianas resultan aisladas del ataque bactericida. Concentraciones aun elevadas de bactericidas no garantizan la destrucción de la población residente en el biofilm. La antigua y actual práctica del batch de bactericida apunta a resolver esta cuestión por cuanto a los bactericidas, por su constitución química, les resulta difícil penetrar la matriz de *glicocalix* para destruir las células bacterianas.

En Resumen: Los Biocidas (o al menos sus dosis habituales) que controlan bacterias planktónicas no necesariamente lo hacen con las sésiles debido, fundamentalmente al particular hábitat de crecimiento bacteriano.

La biomasa, constituida por bacterias y productos del metabolismo bacteriano se almacena en lugares estancos o de bajo flujo y genera sitios anaeróbicos que constituyen barreras de difusión al oxígeno disuelto. Esta biomasa es producida por la población aeróbica y facultativa (indistintamente aeróbica-anaeróbica).

En los sitios ausentes de oxígeno prolifera la población anaeróbica (BSR) y se genera la corrosión microbiológica.

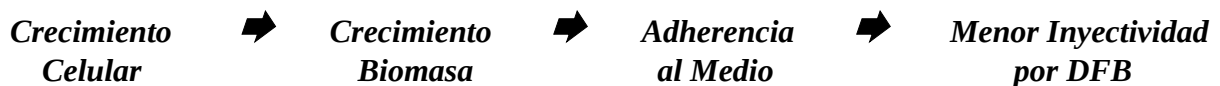
Si no existieran fenómenos de adherencia de las bacterias a las superficies el tratamiento y control estaría limitado a las bacterias flotantes y sería más simple.

Estudios previos a 1990⁽⁷⁾ consideraron solo el efecto de los polisacáridos sobre la adherencia de las células a superficies pero no los efectos del crecimiento dentro del reservorio.

El esfuerzo de corte o tensión de rotura del ligante para desprender las bacterias sésiles aumenta con el tiempo de contacto porque aumenta con la tenacidad de la adhesión.

No existe entonces, impedimento alguno a que el crecimiento de biomasa que ocurre en instalaciones de superficie ocurra dentro del entramado poral del reservorio donde además, los caudales y esfuerzos de corte son muy bajos.

En Resumen:



El Daño a la Formación Productiva

Es obvio que el proceso microbiológico que contribuye a la pérdida de inyección varía de un W.F. a otro dependiendo del reservorio y la calidad del agua (disponibilidad de nutrientes). Se ha observado ⁽⁸⁾ que la densidad bacteriana en una arenisca puede ser $10e^7$ células/gr. de arena seca.

El daño por inyección de sólidos suspendidos depende de la naturaleza del sólido y fundamentalmente de su tamaño cuando se trata de partículas inorgánicas.

El daño por inyección de petróleo en suspensión no se vincula con el tamaño de las gotas de petróleo, porque las mismas coalescen en el reservorio y se transforma en un daño por efecto de permeabilidades relativas.

En ninguno de los dos casos citados el material que ingresa con el agua del W.F. “crece” dentro del reservorio tal como sucede con el DFB.

Las bacterias aisladas tienen tamaños que varían entre 0,5 y 1 micrón de diámetro en el caso de las esféricas y 1,5 micrones de diámetro por 6 micrones de longitud en el caso de las cilíndricas, además presentan diferentes grados de agregación.

La población sésil suma sus “exopolisacáridos” para formar, dentro de la roca reservorio biopelículas de 150 micrones con poblaciones bacterianas que pueden llegar a $5.10e^7$ células por cm^2 .

La preocupación de la industria por el DFB comienza unos 40 años atrás, los primeros enfoques consideraban a las bacterias como partículas (0,2 micrones) capaces de “taponar” la roca

reservorio. En la misma época, la microbiología hacia sus primeros descubrimientos sobre las cuestiones que estamos considerando.

Kalish y otros ⁽⁹⁾ en 1964 inyectaron bacterias vivas y muertas en testigos de permeabilidades y radios porales variables, concluyeron:

1. Que las bacterias que forman agregados, tienen más efectos adversos que las más pequeñas no agregadas.
2. Que las bacterias de tamaño menor o igual al de los poros pueden penetrar las formaciones y viajar a considerable distancia.

Hart y otros ⁽¹⁰⁾ asimilaron el potencial DFB al que producen los sólidos en suspensión un mecanismo de filtración de lecho profundo (tamizado dominante).

Aun cuando este fenómeno se observó tanto con bacterias muertas como vivas, en estas últimas Shaw ⁽¹¹⁾ observó por microscopia electrónica de barrido (SEM) que los pozos resultaron taponados por bacterias recubiertas de polisacáridos.

El primer trabajo de DFB por BSR es reciente (1991), BSR aisladas y enriquecidas se inyectaron en testigos del Mar del Norte bajo condiciones de reservorio ⁽¹²⁾. Los investigadores observaron por SEM que existe crecimiento bacteriano sobre la superficie mineral, también observaron material extracelular asociado a la adherencia bacteriana.

Comparando concentraciones de bacterias en el fluido de ingreso / egreso del testigo se observó una menor población en el efluente explicada por un probable efecto cromatográfico: dispersión en medio poroso, extracción bacteriana – roca y entrapamiento en poros estrechos.

Existen también ciertas preferencias bacteria-roca. Ghalambor ⁽¹³⁾ observó cierta afinidad de las bacterias ensayadas por minerales tales como la olivina (silicato compuesto de hierro y magnesio) y la calcita.

El análisis del material que genera la pérdida de inyectividad por taponamiento indica usualmente proporciones variables de productos de corrosión (óxidos y sulfuros), incrustaciones y biomasa. En casos de DFB la biomasa suele constituir casi el 60 % de todo el material.

Un programa completo de evaluación de potencial DFB debe incluir: conteo de bacterias, carbono orgánico total (nutrientes y bacterias), sólidos suspendidos y su composición, contenido de oxígeno disuelto en el agua, pH, potencial REDOX y temperatura.

Cerini ⁽¹⁴⁾ examinó diferentes aguas de inyección encontrando que cerca de 14 gr. de material celular pueden ser transportados por cada m³ de agua.

Los materiales taponantes vinculados al DFB usualmente están constituidos por 50 % de material inorgánico: sulfuros, carbonatos, óxidos y otro 50 % de material celular.

Tratamiento del D.F.B.

Crowe ⁽¹⁵⁾ trató residuos causantes del DFB con preflujo de hipoclorito de Sodio (ClONa) al 15 % como fluido oxidante del material polimérico, un espaciador y con igual volumen del primero de ácido clorhídrico (HCl 15 %) para remover el residuo inorgánico.

Mediante ensayos de flujo en coronas, Geesey ⁽⁸⁾ observó que la adición continua de ClONa al agua sin filtrar resultó en una mejor permeabilidad que cuando el agua solo se filtró por 0,2 micrones con agregado de biocida (probable destrucción de biomasa en el primer caso).

Clementz ⁽¹⁶⁾ removi6 exitosamente material biológico, incrustaciones y óxidos frente a punzados con un programa de fluidos que incluyó ClONa 12,5% estabilizado con hidróxido sódico, HCl 15 % y 10 % -20 % de un solvente aromático para “limpiar” de petróleo la materia a remover.

En resumen:

El tratamiento con oxidantes: ClONa y Dióxido de Cloro (ClO₂) ha resultado particularmente efectivo para remover sulfuros, polímeros orgánicos (poliacrilamidas) y biopolímeros (glicocalix). Para el mismo fin se ha observado que los ácidos inorgánicos como el HCl deshidratan e hidrolizan biomasa pero no la disuelven como lo hacen los oxidantes enérgicos.

Los agentes oxidantes, por su parte, remueven biomasa y sulfuros (los oxidan o sulfatos) pero no disuelven las incrustaciones y óxidos.

Los sulfuros son especies de naturaleza “oil wet”, todo tratamiento de DFB por agua de purga debe prever remover asfaltenos e invertir la mojabilidad de los sulfuros para que el ataque químico sea efectivo.

Mc Cafferty ⁽¹⁷⁾ propuso por 1ª vez el uso de dióxido de Cloro (ClO₂) (generado in situ por cuanto su transporte no se permite en USA) para estimular pozos inyectoros.

El ClO₂ se genera reaccionando en un venturi: HCl 15% - ClONa 10 % - clorito de sodio (ClO₂Na). La máxima solubilidad en agua del ClO₂ es de 6.000 ppm aun cuando es efectivo en dosis de 1.500- 3.000 ppm. No reacciona con el agua (es menos corrosivo que el cloro), sin embargo, deben tenerse especiales precauciones cuando se tratan formaciones arcillosas sensibles a oxidantes enérgicos.

Romaine ⁽¹⁸⁾, que también utilizó ClO₂ destacó que cada residuo a tratar (al igual que sucede con la cloración del agua) presenta una “demanda de ClO₂” que es conveniente evaluar para estimar el residual (sin consumo).

En Argentina, Cavallaro ⁽¹⁹⁾ estimuló pozos inyectoros en el Yto. Barrancas con buenos resultados de mantenimiento de presión mediante: componentes secuenciales. Destacó la importancia de incorporar un solvente que remueva el petróleo que moja biomasa y especies inorgánicas.

El 2-propenal (acroleína) muy utilizada en limpieza de líneas y control de crecimiento presenta buenas perspectivas de uso en pozos inyectoros.

CONCLUSIONES

- a) Cuando se inyectan a los reservorios, las bacterias vivas tienen diferentes consecuencias para los mismos que los sólidos suspendidos convencionales y aún las bacterias muertas.
- b) La razón del ítem anterior es que las bacterias son capaces de crecer dentro del reservorio produciendo limos (glicocalix), sulfuros, productos de corrosión (óxidos) y altas poblaciones bacterianas vivas capaces de crecer en el reservorio.
- c) Toda estimulación de pozos inyectoros debería tener en cuenta la posibilidad que una abundante porción del material taponante sea de origen biológico solo removible con agentes oxidantes energéticos: ClONa, ClO₂ y otros.

Referencias Consultadas

- 1. Nota Técnica N° 24 – Daño de Formación por Bacterias G.P.A. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L.
- 2. C. Zobell – Ecology of Sulfate Reducer Bacteria Producers Monthly May 1958 (12-27)
- 3. J. Ruseska, J. Robbins, J Costerton, E Lashen. Biocide Testing Against Corrosion causing Oil field Bacteria helps Control Plugging – Oil and Gas Journal 8/3/1982 (253-264).
- 4. C. Zobell – The effect of Solid Surfaces Upon Bacterial Activities – Journal of Bacteriology 46, 1943 (39-59)
- 5. M Fletcher, G Floodgate, An Electron Microscopic Demonstration of An Acid Polysaccharide Involved in the Adhesion of a Marine Bacterium to Solid Surfaces – Journal Gen Microbiology 1973, vol 74 (325–334).
- 6. Nota Técnica N° 34 – Bacterias “en concierto” en los circuitos de inyección de agua - G.P.A. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L.
- 7. R Lappan, H. Fogler – Effect of Bacterial Polysaccharide Production on Formation Damage SPE PE May 1992 (167-171).
- 8. G. Geesey, M Mittelman, V. Lieu Evaluation of Slime Producing Bacteria in Oil Field Core Flood Experiments – Applied and Environmental Microbiology – Feb. 1987 (278-283).
- 9. P. Kalish, J. Steward, W Rogers, E Bennet – The Effect of Bacteria on Sandstone Permeability – J.P.T. July 1964 (805-814).
- 10. Rhart, T. Fekete, D. Flock – The Plugging Effect of Bacteria in Sandstone Permeability – J.P.T. July 1960 (495-501).
- 11. J. C. Shaw, Bacterial Fouling in a Model Core System Applied and Env. Microbiology – March 1985 – Vol 49 (693-700).

12. J. Rosnes, A. Grave, T. Lieu Activity of Sulfate Reducing Bacteria Under Simulated Reservoir Conditions – SPEPE May 1.991 (217-220).
13. A. Ghalambor, A Hayat, Davoudi, M Shahidi – A Study of Formation Damage of Selective Mineralogy Due to Bacterial Plugging SPE 27006.
14. W. Cerini, W. Battes, P Jones – Some Factor Influencing The Plugging Characteristics of An Oil Well Injectivity Water – Trans AIMME 1.946 Vol 3 (52-63).
15. A. Crowe – New Treating Technique to Remove Bacterial Resources From Water Injection Wells – JTP – May. 1.968 (475-478).
16. D. Clementz, D Patterson, R Seltine, R Young – Stimulation of Water Injection Wells in the Los Angeles Basin by Using Sodium Hypochlorite and Mineral Acids – J.P.T. Set. 1.982 (2.087-2.096).
17. J.F. Mc Cafferty, E. Tate, D Williams – Field Performance in the Practical Application of Chlorine Dioxide as a Stimulation Enhancement Fluid – SPE PyF – February 1.993 (9-14).
18. J. Romaine, T Strawser, M. Knippers – Application of Chlorine Dioxide as an Oilfield Facilities Treatment Fluid. S.P.E. February 1.996 (18-21).
19. A. Cavallaro, E Curci, G Galliano – Estimulación Ácida con Dióxido de Cloro para el tratamiento de Pozos Inyectores de Agua – B.I.P. Repsol YPF Junio 2001.

Antecedentes de los Expositores

José Alberto Lijo – Ingeniero Mecánico UTN; Postgrado UBA Ing. En Petróleo.- Trabajó ocho años en Yacimientos Petrolíferos Fiscales en el área de Termodinámica de Fluidos (PVT). En análisis de fluidos de reservorio se desempeñó once años en Inlab S.A. estando también a cargo del servicio de toma de muestra. Trabajó en Operaciones Especiales Argentina S.A. donde estuvo a cargo de mediciones físicas por cuatro años. En 1994 constituye GPA Estudios y Servicios Petroleros S.R.L., empresa de servicios de toma de muestra, análisis y consultoría para gas petróleo y agua en la industria petrolera, donde actualmente se desempeña como socio gerente. Docente de Fluidos de Reservorio en Postgrado UBA.

Juan Carlos Sotomayor – Trabajo ocho años en Yacimientos Petrolíferos Fiscales –DID M. y G. De Explotación entre 1970 y 1978, en las áreas de Estimulación y Recuperación Asistida (procesos inmiscibles). Desde 1978 a 1989 se desempeñó en Inlab S.A., como encargado del análisis de aguas, petróleos y como coordinador de servicios geológicos. Entre 1989 y 1994 ocupó el cargo de supervisor del servicio analítico de campo en Operaciones Especiales Argentinas S.A. En 1994 constituye GPA Estudios y Servicios Petroleros S.R.L., empresa de servicios de toma de muestra, análisis y consultoría para gas, petróleo y agua, en la industria petrolera, donde actualmente se desempeña como socio gerente...