

Petróleo en Suspensión en el Agua Inyectada: ¿Que criterio debiera definir el limite?

Introducción

La producción de petróleo – y en menor medida la de gas natural, inevitablemente conducen a la coproducción del agua asociada (A.Cop.). Al principio el volumen de A.Cop. es escaso pero aumenta con la depleción del yacimiento Actualmente ,la mayor parte del A. Cop.es tratada de alguna forma e inyectada en formaciones subsuperficiales sea como residual o para EOR (pozo inyector) ,esto en actividades on shore. Cuando el A. Cop. se dispone en superficie sus limites máximos de contaminantes están regidos por las regulaciones ambientales pero cuando se dispone en reservorios profundos tales limites carecen de significación y deberían estar regidos por otros criterios.

Cuando la producción de A.Cop. es escasa esta se dispone en superficie, cuando el volumen crece en profundidad como residual y cuando se ha decidido la implementación del proyecto de EOR se inyecta a tal fin en reservorios bajo producción. En las dos primeras etapas, disponer del A. Cop. es costo puro : se evitan altas inversiones en tratamiento, solo en la última (EOR) están los recursos necesarios para un acabado tratamiento pudiéndose recurrir a la mejor tecnología disponible (BAT).

La especificación del contenido de petróleo suspendido en el agua coproducida: o/w, ha seguido una evolución que podríamos considerar al menos lenta en los últimos cincuenta años.

En esta contribución ,exponemos tres diferentes plataformas a partir de las cuales se puede generar la especificación de o/w ,estas son :

- El limite o/w establecido por las regulaciones ambientales para A.Cop. de descarga al medio, particularmente referido a actividades offshore.
- El limite obtenible por el uso de la mejor tecnología disponible (BAT).
- El limite impuesto por el reservorio a barrer o a inundar.

Como veremos luego, las tres plataformas no son estancas y en muchas oportunidades se encuentran en particular las dos primeras.

El Origen del o/w

Es obvio que el origen del o/w en el A.Cop. y sus concentraciones son el resultado de una deficiente operación de las unidades de tratamiento en la P.T.C. (planta de tratamiento de crudo): F.W.K.O (separadores de agua libre), tanques cortadores y lavadores o en la P.T.G. (planta de tratamiento de gas) de separadores primarios o secundarios.

Los productos químicos utilizados en las plantas y aguas arriba no son ajenos a la concentración y al tamaño de la gota **o/w** p.ej. los inhibidores de corrosión.

El A. Cop. ideal para inyectar no debe contener partículas suspendidas tanto de naturaleza orgánica como inorgánica, pero como esa agua no existe en la práctica, el ingeniero debe proveer un agua tan cercana a la ideal como se pueda a un costo aceptable para el proyecto.

El A.Cop. debe eliminarse de todo **o/w** que pueda ser económicamente removido por tres razones:

- a) El daño de formación que pudiera originar.
- b) El petróleo se asocia a los sólidos suspendidos inorgánicos complicando los procesos de remoción.
- c) El petróleo inyectado no se pudo vender (10 ppm equivalen a aproximadamente 100 l/10000 m³)

El Limite para o/w de las Regulaciones Ambientales

Los estándares de agencias ambientales y gobiernos para aguas de descarga se basan en el impacto ecotóxico de ciertos compuestos del petróleo (hidrocarburos aromáticos y polinucleares) sobre la flora y fauna. Son taxativos para disposición final en superficie y profundidades someras donde el A.Cop. puede contactarse con napas de agua circulante, sin embargo poco tienen que ver con el A.Cop. en W.F.

Los limites ambientales para A.Cop. descargadas desde plataformas han tenido su punto de encuentro con las B.A.T. en mas de una oportunidad , veamos tres casos extraídos de la literatura.

1. Estudios efectuados en 1976 basados en el cumplimiento de estándares fijados por EPA-EEUU para o/w en 48/72 demostraron que esos valores son descripciones apropiadas de la capacidad de los procesos de tratamiento existentes a la fecha.

Nota: 48/72 ,refiere a 48 mg/l diario promedio mensual y 72 mg/l, máximo diario admitido.

2. En marzo de 1991 la EPA propuso limites de TO+G (ver resumen de definiciones y métodos en el anexo) para aguas de descarga de 7 /13 basados en la tecnología de filtración por membrana .Sin embargo, luego debió reexaminar esa tecnología y concluyó que aun permanecía en fase de desarrollo no estando aun en etapa madura. En enero de 1993, estableció 29/42 basada en la tecnología de flotación por gas (con separación por gravedad y uso de químicos aguas arriba de la U.F.)⁽¹⁾.
3. En un relevamiento de 1994 efectuado sobre 292 plataformas del G.O.M. cerca del 60% las mismas experimentaron dificultades permanentes y 20% crónicas para cumplir con las regulaciones vigentes (29/42).Para llegar a cumplir los estándares impuestos por EPA en todas las fuentes de descarga fueron consultadas empresas de ingeniería generadoras de tecnología cuyas recomendaciones fueron ⁽²⁾:

- cambiar el programa de químicos en uso.
- incorporar tratamiento de separación primario.
- incrementar la frecuencia del mantenimiento de los equipos en uso.
- agregar equipo terciario donde sea posibles.
- discontinuar descarga al mar.
- discontinuar operaciones.

El Límite Impuesto por el Reservorio a Barrer o Inundar

La primer referencia registrada por los autores al respecto es la de Amstutz de 1956 ⁽³⁾ “ partículas de petróleo suspendidas que causen una turbidez en el rango 20-30 mg/l , y posiblemente mas altas no son deletereas a las operaciones de inyección (sin embargo la misma concentración de petróleo acoplada a precipitados tales como sulfuro de hierro pueden taponar seriamente los reservorios).

Tiempo después Wright ⁽⁴⁾ agrega que el petróleo suspendido denominado también “skim oil” se acumulará en los poros de la formación cerca del wellbore y reducirá la inyectividad del agua por efectos de permeabilidad relativa.

Hensell, Sullivan y Stallings ⁽⁵⁾ mediante el análisis de curvas de permeabilidad relativa dedujeron que el A.Cop. inyectada debe estar libre de o/w para prevenir que el petróleo se acumule en el entorno del wellbore y reduzca la permeabilidad al agua.

Bennion y co autores ⁽⁶⁾ exponen que el A.Cop. puede ser inyectada en reservorios con tres tipos posibles de saturación (aun en un mismo pozo inyector) :

- 1) Zonas acuíferas con 100% de de agua (sin saturación residual de petróleo).
- 2) Zonas con saturación de petróleo presente pero con valor irreductible o subirreductible que deriva en la falta de movilidad de la fase hidrocarburo atrapada .
- 3) Zonas con saturación de petróleo móvil.

Solo en los casos 1 y 2, se puede encontrar susceptibilidad al daño por o/w por efectos de permeabilidad relativa. En situaciones extremas (rocas fuertemente mojables por agua (ww)) un 10-15% de saturación de petróleo aun irreductible, puede llegar a reducir la permeabilidad al agua en un 95%.

Obsérvese que en un mismo pozo en el que se barran tres zonas diferentes ,una misma concentración de o/w puede producir diferentes efectos de inyectividad.

Hofsass y Kleinitz ⁽⁷⁾ abordaron el problema desde otra perspectiva petrofísica, la de la presión capilar. Concluyeron que el petróleo residual en el A.Cop. puede penetrar la formación solo después de la aplicación de la presión capilar necesaria. Las gotas de petróleo suspendidas coalescen en la cara de la roca y llegan a formar verdaderas islas que alcanzan varios miles de micrones de fase continua y que aumentan con el radio poral promedio.

En esta breve reseña ,hemos visto que las características petrofísicas del reservorio condicionan el efecto del o/w en el A.Cop. En resumen, si la planta (PIAS) entrega agua tratada con p.ej. 10 mg/l de o/w el efecto de la pérdida de inyectividad no necesariamente será el mismo para todo el yacimiento ni aun en un mismo pozo sino que dependerá de la petrofísica y del estado de saturación de la roca a inundar .

El Límite Obtenible por la Mejor Tecnología Disponible (BAT)

En la década de 1970, la EPA de EEUU propuso la actualización de estándares de remoción de petróleo en agua ⁽⁸⁾. Se estudiaron 55 operaciones y seleccionaron 20 sitios basados en criterios técnicos y de conveniencia. Se decidió evaluar solo instalaciones con dos etapas de tratamiento.

La primer etapa consistió en una unidad de separación por gravedad y la segunda en una de ajuste fino que preseleccionada resultó ser una unidad de flotación. El objetivo del trabajo era determinar la susceptibilidad del A.Cop. a separar petróleo del agua mediante dos etapas de tratamiento. Se concluyó:

- 1) La separación por gravedad reduce el contenido de o/w y protege los sistemas de flotación de colchones (slugs) de petróleo provenientes de la PTC.
- 2) Los tanques skimmer son los equipos de separación más efectivos .
- 3) Las unidades de flotación multi celda son las etapas de ajuste (pulido) más efectivas.
- 4) Si fuera necesario, pueden incorporarse terceras etapas (usualmente filtración por lecho gradado de arena, antracita o cáscara de nuez).

La siguiente tabla resume los tres procesos mas frecuentes en el tratamiento de A.Cop. con sus ventajas y desventajas.

TABLA 1

Sumario de Procesos de Tratamientos Físicos para Aguas Residuales. adaptado de ref .⁽⁹⁾

PROCESO	REMOCIÓN	TECNOLOGIA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Separación por Gravedad	pet. Libre sólidos suspendidos	madura	° económica	° emisiones volátiles
Flotación	pet. Libre y emulsionado sólidos susp. Finos	madura	° rompe emulsiones mecánicas ° económico ° relativamente seguro	° emisiones volátiles ° no rompe emulsiones ° req. aditivos químicos ° difícil mantenimiento ° alto costo de energía
Filtración por Lecho Gradado	° pet libre y suspendidos ° sólidos suspendidos	madura	° fácil de operar ° bajo costo de energía	° susceptibilidad al ensuciamiento ° requieren contralavado ° alto mantenimiento

Veamos algo más acerca de estas tres tecnologías .BAT que han alcanzado su madurez.

La separación por gravedad es usada cuando los contaminantes tienen mayor (usual 1,15 - 2,60) o menor (usual 0,80 - 0.95) densidades que el A.Cop. de la que deben separarse (usual 1,050 - 1,200) y son capaces de decantar o flotar por el simple efecto de las fuerzas de gravedad. La unidad de separacion debe ser diseñada tal que durante el tiempo de circulación, la mayor parte (o todo si fuera posible) de la carga contaminante flote o decante libre bajo el único efecto de la gravedad.

La flotación por gas inducido (IGF) es un método que acelera la separación gravitacional por modificación del tamaño de la partícula que va a flotar o decantar para lo cual se generan microburbujas (usualmente de 2mm) que forman aglomerados de menor densidad y mayor diámetro que flotan en la superficie donde se remueven por skimming o barrido mediante paletas giratorias y rebalse.

La filtración puede ser usada independientemente o en conjunto con la separación por gravedad o la flotación por gas. El mecanismo es la inducción de la coalescencia de las gotas de petróleo sobre el medio filtrante. Es efectiva tanto para petróleo suspendido libre como emulsionado (emulsiones mecánicas) también remueve sólidos suspendidos. Los medios filtrantes más usuales en el tratamiento de A.Cop. son arena gradada y cáscara de nuez.

Aunque las tecnologías descritas son maduras y ocupan los primeros lugares entre las BAT, en las tecnologías de tratamiento de aguas residuales solo son consideradas de pretratamiento.

¿ Con que criterio deberíamos entonces definir una especificación para el o/w en A.Cop. tratadas?

Es obvio que al seleccionar las tres plataformas no hemos tenido en cuenta otras que, aunque se escuchan con mucha frecuencia, carecen de rigor técnico, algunas de ellas son:

1. Se sacó de la bibliografía.
2. Se tomo de otros proyectos de la Cia. en el mundo.
3. Se tomo de otros proyectos de la Cia. en la región o en el país.
4. No se sabe de donde provienen.

En la siguiente tabla podemos apreciar ventajas y desventajas de cada una de las plataformas tratadas aquí:

TABLA 2

Plataformas Descriptas: Ventajas y Desventajas de su Elección

PLATAFORMA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Regulaciones Ambiéntales	° ninguna (son para agua residuales y no A. Cop. a inyectar)	° condiciona mucho al desarrollo de las BAT
BAT	° tecnologías maduras ° procesos controlables ° buena opción cuando se ha especificado por otra vía. ° adecuada si se basa en estudios del reservorio	° pueden funcionar bien en un yto. pero no deben trasladarse a otros sin ajustes ° Estudios largos, costosos e interdisciplinarios. Difícil implementar en proyectos cambiantes o reservorios lenticulares

Conclusiones

1. Las plataformas descritas y otras que el lector pueda incorporar al análisis no son estancas entre si sino que se comunican en algún punto.
2. Si el único contaminante no disuelto del A. Cop. fuera petróleo, estaría concluido el objeto de esta contribución. Sin embargo, la presencia de sólidos adheridos al petróleo agrega una 2º variable al tema y no esta todo dicho al respecto.

ANEXO 1: Los Métodos de los Análisis o/w

El análisis de TO+G (total oil + grease) utilizado también para petróleo suspendido (TPH o total petroleum hydrocarbons) incluye los métodos EPA 413.1, 413.2 y 418.1.

El método 413.1 es gravimétrico. comprende la acidificación de la muestra, extracción con freon 113, evaporación del extracto y pesada del residuo. Reporta o+g en mg/l de agua. No es usado para TPH.

El método 413.2 es espectrofotométrico en IR (infrarrojo) .Comprende la acidificación de la muestra, extracción con freon 113 y medición sobre el extracto de la absorbancia de la banda carbono-hidrogeno a 3,4 micrómetros. El contenido de o+g en ppm se determina comparando la absorción del extracto contra un estándar conocido.

El método 418.1 es similar al 413.2 pero el extracto es primero tratado con silicagel para remover los compuestos polares del petróleo.

ANEXO 2: Aceites y Grasas Totales (TO + G) o Sólidos Totales Filtrantes

El análisis de TFS es gravimétrico y se efectúa sobre membrana filtrante .Retiene TSS (sólidos totales suspendidos) de naturaleza tanto orgánica como inorgánica. Al analizar el TOG por separado, se trata al petróleo como un liquido, al incluirlo en los TFS lo hacemos como un sólido.

Los especialistas en tratamiento de A.Cop. han aceptado los análisis de EPA tales como son empleados en el control de aguas residuales industriales con escasas modificaciones y no han desarrollado métodos propios de análisis.

Colleman y Mc. Lelland ⁽¹⁰⁾ plantearon que la especificación de petróleo en agua (TO+G) y de sólidos totales suspendidos (TSS) por separado no proveen la mejor indicación de cuando un A.Cop. taponara o no una formación .Es más representativo del problema usar TFS , veamos los argumentos:

El solo cambio de por ej. la formulación del inhibidor de corrosión aguas arriba de la PTC puede “disparar” los TOG o TPH por varios días-hasta que se detecte la causa y evalúe su impacto. sin embargo un “fuera de especificación” del TOG en el A.Cop. no parece impactar – al menos en forma inmediata ,a la inyectividad excepto por el efecto que puede tener el o/w si esta asociado con un mayor contenido de TSS .

Referencias Consultadas

- 1) G.Otto, K.Arnold US Produced Water Discharge Regulations Have Tough Limits. Oil and Gas Journal, 15/7/96 p54/60.
- 2) S.Bell. Pet.Eng.Intl. may 1993 p 41
- 3) R.Amstutz. Operating Problems in Waterflood Water Treatment Tr. AIMME 1956 p150-162
- 4) C.Wright. Water Quality Control For Subsurface Injection. Producers Monthly. Oct 1960, p30-34.
- 5) W.Hensel, R.Sullivan, R.Stallings. Understanding and Solving Injection Well Problems .Pet.Eng.Intl. May 1981 p 155-170.
- 6) D.B.Bennion, D.W.Bennion, F.B.Thomas, R.F.Bietz. InjectionWater Quality-A key factor to successful waterflooding. Jour.Can.Pet.Tech.june 1998 p 53-62
- 7) T.Hofsass, W.Kleinitz .Capillary Entry Effects During Injection of Oil-Contaminated Oil FieldWater . OilGas European Magazine 1/2004 p og24-og28
- 8) GPA SRL Manejo de Aguas Coproducidas con Petróleo y Gas p 42
- 9) D.Blelhateche .Choose Appropriate Wastewater Treatment Technology, Chem. Eng. Progress .Aug.1995 p 32-51.
- 10) Coleman JR, Mc Lelland W. Produced Water Re – Injection: How clean is clean? SPE 27394