

Oportunidad Pozos Productores, Control Sulfuro de Hidrógeno

Introducción

La integración de yacimientos dispersos geográficamente en un área cercana a los 4800 km² y largas distancias entre sí, condiciones climáticas particularmente adversas y la limitada disponibilidad de recursos logísticos en la zona; plantean desafíos que Petrobras en la Cuenca Austral busca solucionar de forma rápida y económica.

El problema básico es la incorporación de pozos gasíferos a producción de formación Springhill que aportan sulfuro de hidrógeno que por razones geográficas o porque están en yacimientos sin facilidades de endulzamiento de gas no pueden mantenerse en producción por sus niveles de SH_{2(g)}.

Fundamentos del secuestro de SH₂

La estrategia consiste en secuestrar el SH₂ del pozo a efectos de diluir su aporte en la corriente general, mediante tratamiento con productos químicos en la locación del pozo, esta estrategia tiene las siguientes limitaciones:

- ❑ El contenido de calcio en el agua de formación, cuando el agua no es de condensación, impide aplicar secuestrante de sulfhídrico directamente en boca de pozo, tomamos como límite concentración de cloruros mayor a 1000mg/lit, es necesario separar el gas en boca de pozo.
- ❑ Los productos químicos necesitan gas húmedo y caliente, presión y velocidades de flujo adecuadas.
- ❑ Las torres de burbujeo no son una alternativa económica cuando hay que acondicionar volumen tales como 200sMm³/d y valores de 30ppm de SH₂.

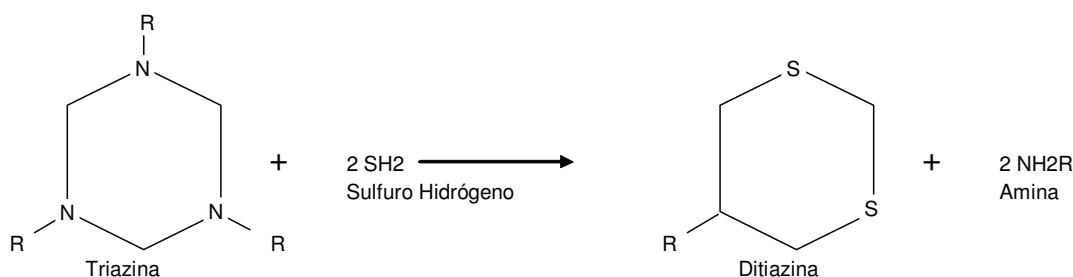
Consideraciones:

- Contenido de sulfuro de hidrógeno y el caudal de gas del pozo condicionan la estrategia de control a implementar:
 - a) Bajos caudales de gas y altas concentraciones de SH₂, hacen de las torres de burbujeo una alternativa a considerar.
 - b) Caudales grandes de gas > 20sMm³/d y bajas concentraciones llevan a diseños de torres de tamaños grandes que hacen económicamente mas viable la alternativa del secuestrante de SH₂.
- Producción de agua, el caudal no se considera una limitación, desde el punto de vista de la factibilidad de empleo de secuestrantes de SH₂ en boca de pozo; aunque requiere un análisis pormenorizado del tipo de producto a emplear
- Composición iónica, bajas producciones de agua y altas concentraciones de secuestrante de sulfhídrico en el líquido, provocan, cuando el agua es de formación, deposiciones de carbonato de calcio en línea de conducción.
- Cuando el agua es de condensación es posible la aplicación de secuestrante de SH₂ directamente en la línea de conducción.

- Las condiciones de temperatura, presión y caudal condicionan la eficiencia del producto.

La instalación de atomizadores es una buena práctica ya que en la medida que la producción del pozo cae, se tiene, durante una mayor cantidad de tiempo una mejor condición de trabajo para el producto. La limitante de la velocidad de reacción es la transferencia de materia de la fase gas a la fase líquida; entonces el empleo de atomizadores hace más eficiente la aplicación del secuestrante y por ende la reacción.

La reacción general es:



La aplicación de secuestrante es directa, no requiere una delicada operación y es posible aplicarlo en diversos puntos del sistema.

Descripción general del sistema:

Las problemáticas del área tienen 3 escenarios:

- 1) Pozo productor de gas surgente natural (SN), con caudales comprendidos entre 60-300sMm³/d y 30ppm de SH₂(g) con agua de condensación, el secuestrante se puede aplicar directamente en la boca del pozo (descarga del orificio).
- 2) Pozo productor de gas (GL), con una importante cantidad de líquido asociada (>50m³/d) y gas entre 60-120sMm³/d, la aplicación de secuestrante puede ser directa en boca de pozo, con aditivo para mejorar solubilidad en fase hidrocarburo, aplicado aún en casos en que el agua es de formación.
- 3) Pozo productor de gas (SN) con producción bruta < 50m³/d y cuya agua de producción es de formación, en este último caso la aplicación de secuestrante de SH₂ en boca de pozo ocasiona problemas de deposición de CaCO₃, que pueden conducir a una obstrucción total de la línea; los rangos de caudales de gas son similares a los mencionados anteriormente.

Este último punto es el que desarrollaremos en este trabajo para dejar establecido cuales son las condiciones de operación que permite obtener buenos resultados.

Los parámetros que definen la cantidad de producto secuestrante a aplicar y el tipo a usar son:

- Caudal de gas.
- Contenido de SH_{2(g)}.
- Presión en la línea de conducción.
- Temperatura en la cabecera del pozo.
- Diámetro de la línea de conducción.
- Longitud de la línea de conducción.

Que permite definir

- Velocidad del gas y por lo tanto patrón de flujo.
- Tiempo de residencia de aproximadamente 60 seg.
- Empleo de atomizadores líquido-gas para tiempos de residencia inferiores a 30seg o velocidades comprendidas entre 2,3-4,6m/seg, en este rango de velocidades es condicionante, cuando las velocidades están comprendidas entre y 6-12m/seg y tiempo $t_r > 30\text{seg}$ están dentro de las zonas optimas de trabajo para el producto secuestrante.

Tratamiento particular: Condiciones de producción del pozo CBOW7

Oil m ³ /d.	26
Agua m ³ /d.	15
Gas sMm ³ /d.	156
Presión descarga del orificio Kgs/cm ² .	40
Temperatura °C. (bdp)	75
SH _{2(g)} ppm.	28
Temperatura °C. (bdp)	75

Análisis de alternativas

- 1) Torres de burbujeo.
 - 2) Aplicación de secuestrante en boca de pozo.
 - 3) Instalación de separador y construcción de loop para otorgar mínimo tiempo de reacción.
-
- 1) La alternativa torre de burbujeo no resulta viable ya que se requiere, diseño de torre contactora de gran diámetro y altura.
 - 2) La aplicación de secuestrante en boca de pozo no es una alternativa, ya que el contenido de calcio en el agua de formación y el caudal de agua producido por el pozo nos conducen a un escenario de obstrucción de línea de conducción.

Análisis iónico de agua del pozo:

PH	7,3
Na ⁺ (ppm)	5168
Cl ⁻ (ppm)	7952
HCO ₃ ⁻ (ppm)	98
Fe ³⁺ (ppm)	2
Ca ²⁺ (ppm)	1800
Mg ²⁺ (ppm)	76
SO ₄ ⁻² (ppm)	2
CO ₂ % molar en gas	0,15
AO (ppm)	65

AO: ácidos orgánicos que son ácido acético, propiónico y butírico.

Se adjunta tabla salida del simulador donde la presión está en PSI y la temperatura en Fahrenheit.

T=	160	P=	541	CO ₂ %=	0.10	SI=	-0.56	ΔSI=	-0.05	pH=	6.15
T=	167	P=	550	CO ₂ %=	0.10	SI=	-0.50	ΔSI=	0.01	pH=	6.17
T=	170	P=	565	CO ₂ %=	0.10	SI=	-0.49	ΔSI=	0.02	pH=	6.17

Nota: La simulación obtenida a partir de análisis de agua, indica agua con un a leve tendencia corrosiva en la línea de conducción, para los rangos de operación 38-40kgs/cm² y 71-77°C, esta condición de corrosividad no alcanza para asegurar la no formación de precipitado de CaCO₃ (carbonato de calcio).

3) Instalación de separador y construcción de loop.

La solución del problema consiste en la instalación de un separador que permita separar la corriente de gas y tratarla para aprovechar la condición de húmedo y caliente de salida del separador, que favorece al producto y asegurar otorgarle un mínimo de tiempo de residencia comprendido 25<Tr<60 segundos mediante la instalación de un loop que puede ser una línea de conducción en desuso o bien la construcción de la misma para ese fin específico.

El tiempo de residencia puede ser mayor que 60 segundos, pero debido a que se construye esta instalación para solucionar el problema en particular se busca minimizar la cantidad de metros de cañería a emplear.

Solución del problema

La solución del problema del CBOW7 en particular, consistió en la instalación de un separador de gas que permite el tratamiento de la corriente gaseosa de salida, mediante inyección de producto químico con bomba dosificadora y construcción de loop de 500mts de longitud, 4" de diámetro, asegurando un mínimo de tiempo de residencia del gas de 60seg para el máximo de producción potencial del pozo.

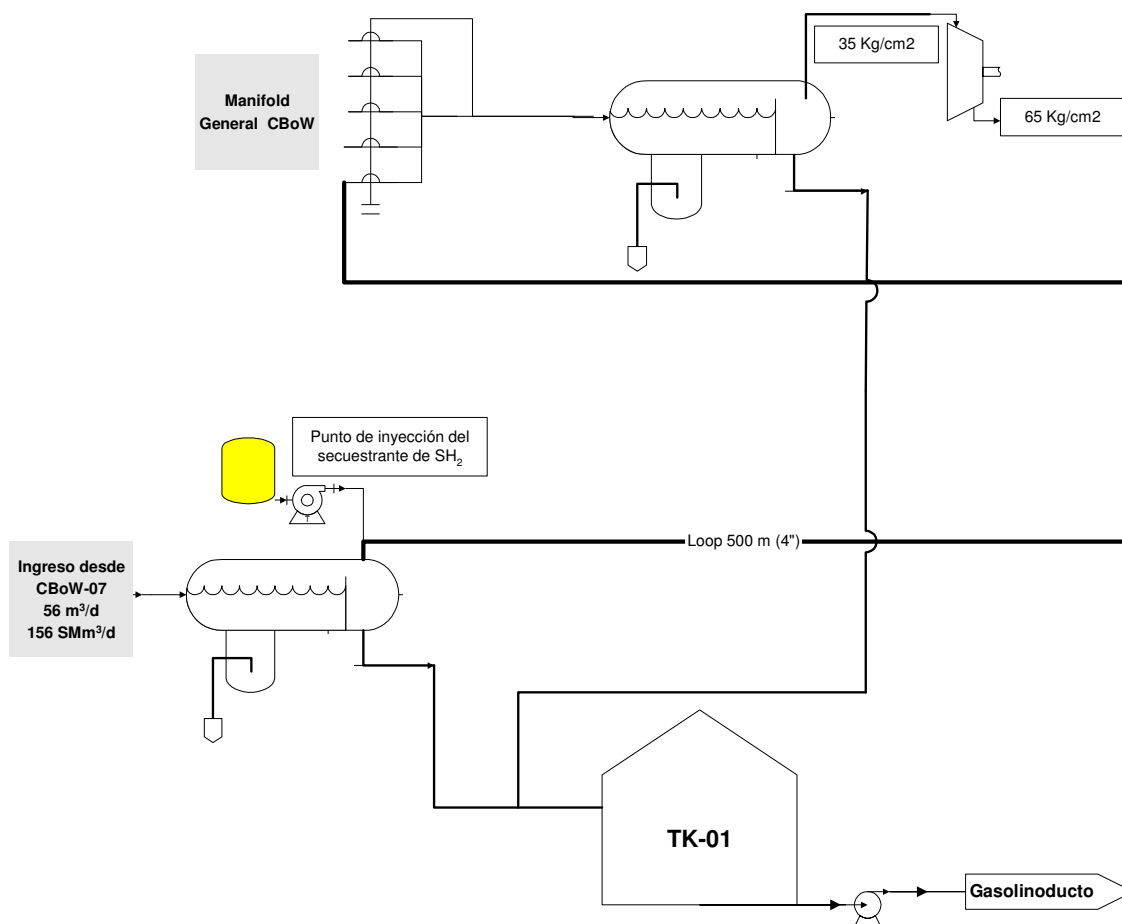
El diámetro elegido para el trabajo corresponde a disponibilidad local de cañería.

Condiciones de descarga del separador y operación del loop:

Presión descarga del separador Kgs/cm ² .	36
Temperatura °C. (descarga separador)	60
SH _{2(g)} ppm.	28
Tiempo residencia (Tr) seg. del loop	65
Velocidad m/seg.	7.6
Diámetro del loop	4"
Longitud del loop mts	500

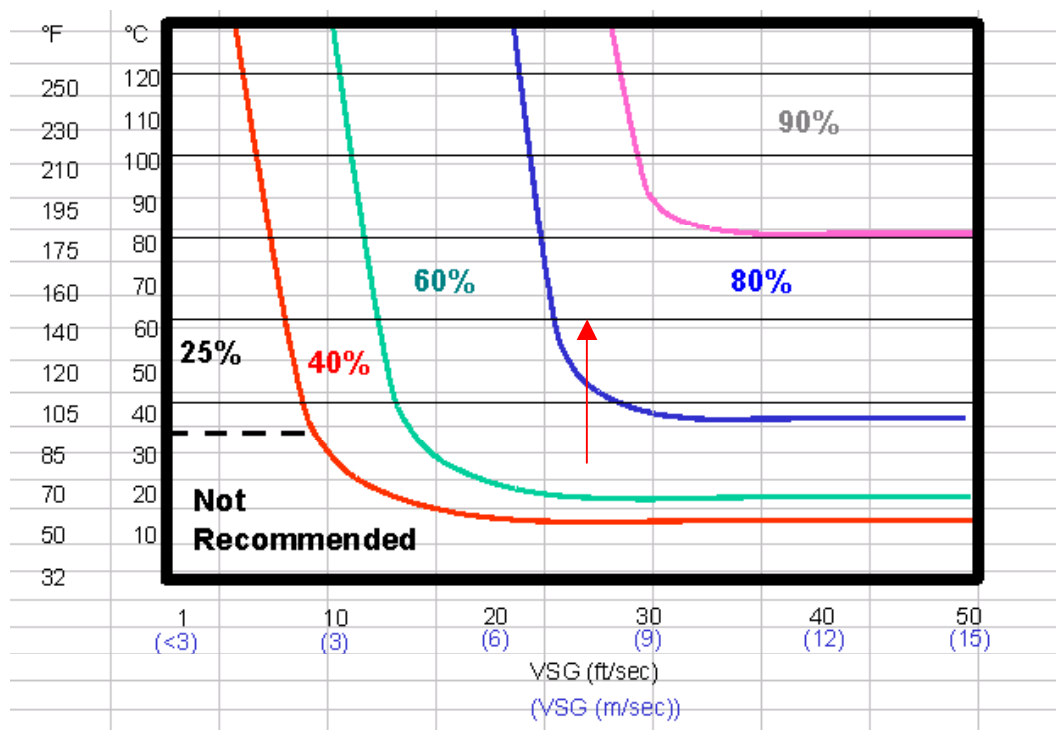
La descarga de líquidos del separador es a tanque de batería, la corriente de gas ingresa a colector.

Esquema general implementado.



La inyección del producto químico se realiza mediante empleo de atomizador líquido-gas.

Se adjunta gráfica de curvas de eficiencia de uno de los productos en uso.



Nota: Ingresamos a gráfico por velocidad de gas (m/seg) y temperatura (°C), indicado con la fecha se toma velocidad en m/seg y temperatura en °C.

Tabla de seguimiento de tratamiento, en periodo de implementación.

Fecha	Dosificación lts/d	SH ₂ (ppm)
01/10/07	0	28
02/10/07	0	29
03/10/07	86	0,2
05/10/07	85	0,2
07/10/07	78	1
08/10/07	78	0,7
12/10/07	65	0,6
14/10/07	65	0,5
16/10/07	66	0,5
20/10/07	56	0,8
23/10/07	46	0,4
27/10/07	46	0,5
01/11/07	45	0,4

Recomendaciones

- Deben tomarse recaudos especiales para la protección de la instalación del loop de reacción; como es un barrido con agua de producción para la remoción de los residuos de reacción generados, si el sistema se usará en forma permanente.
- El contenido de calcio en el agua de formación, genera problemas de deposición de incrustaciones en la línea de conducción si recibe la aplicación directa de secuestrante; este fenómeno se maximiza cuando el caudal de agua de producción es bajo. La aplicación del producto puede ser directa cuando trabajamos con agua de condensación. Un análisis iónico del agua del pozo es indispensable.
- El empleo de atomizadores líquido-gas maximiza la performance del producto cuando los tiempos de residencia son inferiores a 60seg o las velocidades están comprendidas entre 2,3- 4,6 m/seg. La instalación de estos implementos debe considerarse como regla del buen arte cuando estamos empleando productos como el secuestrante de SH₂, en que la velocidad de reacción está gobernada por la transferencia de materia desde la fase gas a la fase líquida.

Conclusiones

- La separación de la corriente de gas permite una eficiente eliminación del sulfuro de hidrógeno producido por el pozo, por tratamiento con secuestrante de SH₂, en este caso particular superior al 98%, permitiendo producción del pozo con el consiguiente recupero de 156sMm³/d de gas y 26m³/d de petróleo.
- Representa una solución rápida a un problema operativo, como es la incorporación a producción con una pronta recuperación de la inversión realizada debido a bajo costo asociado de instalaciones ya que no requiere construcciones especiales. La instalación de un separador y el tratamiento del gas separado proveen la condición necesaria de gas húmedo y caliente para la acción del producto.
- La implementación de un sistema con estas características representa también una solución para cortos periodos de tiempo; que otorgan flexibilidad operativa.
- Se requiere un análisis riguroso de los parámetros de producción del pozo y las características del fluido transportado, pero que dan una gran confiabilidad a la hora de definir el tratamiento a implementar y permiten asegurar satisfactoriamente los resultados a partir de la simulación. Las curvas de eficiencia del secuestrante son específicas de cada producto, por lo que la compañía de productos químicos deberá proveer dicha información y/o análisis de factibilidad de aplicación.