

H₂S Asociado a Yacimientos de Crudos Pesados en Producción Primaria. Casos de Alba-1 y Grimbeek-1 en Manantiales Behr. Cuenca del Golfo San Jorge.

A. Cavallaro y M. Cerroni, REPSOL YPF, M.I. Alberdi, NeOTechnology, H. Osters, INGEIS.

Resumen

La acidificación del yacimiento por H₂S es un problema bien documentado en la literatura que aparece en los programas de recuperación secundaria cuando se inyecta agua de mar a yacimientos que son dulces ⁽¹⁾. En estos casos, el mecanismo de acidificación más aceptado tiene que ver con el crecimiento de bacterias sulfato reductoras (SRB) que se introducen al yacimiento con el agua de mar y crecen a expensas del sulfato disponible en el agua de inyección.

Sin embargo, en algunos casos, también se ha reportado la producción del H₂S desde las primeras etapas del descubrimiento de un pozo y/o el desarrollo del campo petrolero. A esta producción temprana de H₂S se la ha denominado “acidificación geológica” ⁽²⁾ porque el mecanismo de generación del H₂S está asociado a algún elemento de la cuenca sedimentaria y actuó en el pasado geológico sin ninguna relación con las operaciones de producción del campo petrolero. Es decir, sin relación con el desarrollo de bacterias sulfato reductoras ni con algún mecanismo de generación geoquímica de H₂S que pueda activarse durante las actividades de producción del yacimiento.

Recientemente se ha reportado producción de H₂S en los yacimientos de El Alba-1 y Grimbeek-1, ubicados en el área de Manantiales Behr, donde no hay reportes previos de H₂S. Además de esto, al momento de registrar producción de H₂S tampoco se había inyectado agua. Así pues, tomando en cuenta estos dos antecedentes, el principal objetivo de este estudio fue el de elucidar el mecanismo de generación del H₂S. Para investigar el mecanismo de generación se realizaron correlaciones de análisis químicos y mediciones isotópicas sobre muestras de gas, agua y crudos. Los resultados se integraron al contexto geológico y los datos disponibles de ingeniería para finalmente sugerir planes de monitoreo y mitigación.

Los resultados de este trabajo no permitieron identificar una fuente geológica de H₂S para el área de Manantiales Behr: Se encontró que el H₂S no proviene del craqueo de crudos, ni de la materia orgánica en la roca fuente de petróleo. Tampoco se puede postularse una fuente de H₂S en las secuencias sedimentarias de la zona porque no hay capas de anhidrita (CaSO₄) en el registro geológico que puedan descomponerse a altas temperaturas.

La data química y la información disponible de producción indican que muy probablemente existe actividad bacterial involucrada en la generación de H₂S, aun cuando las temperaturas del yacimiento se encuentran cerca del límite permitido para la actividad microbiana (70-80°C). No obstante, y en concordancia con estos resultados, se recomienda comenzar con tratamientos piloto de biocidas sobre los pozos productores y la selección de secuestrantes en fase orgánica o en gas.

Introducción

En la última década, muchos campos petroleros que originalmente se clasificaron como “dulces” sin ningún riesgo de H₂S, comenzaron a producir H₂S después de la inyección de agua de mar. En la mayoría de los casos, la producción de H₂S ha podido explicarse por la actividad de bacterias sulfato reductoras que se inyectan al yacimiento con el agua y son capaces de adaptarse a las nuevas condiciones. Las bacterias reducen el sulfato de las aguas hasta H₂S (gas). Las cantidades registradas con este mecanismo se encuentran siempre en el orden de las partes por millón (ppm) ⁽³⁾ sin llegar al orden de los porcentajes.

Hace tres décadas también fue documentado que el H_2S puede ser parte de los fluidos del yacimiento, porque al igual que el gas asociado al petróleo, puede generarse a altas temperaturas dentro del sistema petrolífero durante la evolución de la cuenca sedimentaria.^(4,5,6) Estos procesos han sido recientemente sintetizados con la denominación de “acidificación geológica”⁽²⁾ porque el H_2S se genera en el pasado geológico y no tiene relación con las actividades modernas de producción o las operaciones de campo. La reducción termoquímica (TSR) de rocas sedimentarias (e.g. anhidrita) y el craqueo de crudos son dos de los mecanismos más citados dentro de esta clasificación. En ambos casos, la generación de H_2S requiere altas temperaturas ($>140^{\circ}C$), altas presiones⁽⁷⁾ y se detecta tempranamente durante las operaciones de perforación y desarrollo a concentraciones mayores de 1000 ppm hasta alcanzar rangos de porcentaje (>10000 ppm). Los procesos asociados a la producción de H_2S se pueden llamar acidificación ó agriamiento.

Aun cuando el yacimiento de El Alba-1 cuenta con 17 pozos y Grimbeek-1 con 21 pozos al momento de detectar H_2S (2004) en la producción primaria del crudo pesado, no se encontraron registros históricos de problemas previos de H_2S . En efecto, el área de Manantiales Behr cuenta con 1000 pozos exitosos desde 1958⁽⁴⁾ y la cuenca de San Jorge es una de las más prolíficas de Argentina con más de 15000 pozos 1928 (Figura 1). Durante esta larga trayectoria de perforaciones y descubrimientos no se han encontrado registros históricos que indiquen que los yacimientos de Manantiales Behr tienen riesgo de H_2S .

Con estos antecedentes, el objetivo principal de este trabajo fue el de localizar la fuente de H_2S en los yacimientos de El Alba-1 y Grimbeek-1 para dar algunas recomendaciones de mitigación o control.

Contexto Geológico

Los yacimientos de El Alba-1 y Grimbeek-1 están localizados en la zona central de Manantiales Behr y la primera referencia de actividades de perforación corresponde al pozo V-22 perforado en el año de 1958. Al principio de la actividad petrolera, la producción se focalizó en gas natural pero ya se registró crudo pesado. No se reporta H_2S asociado o riesgos potenciales asociados a la presencia de H_2S .

Los yacimientos de petróleo y las rocas fuente de crudo o “rocas madres” se ubican dentro del Grupo Chubut de edad Cretácica (Figura 2). Los yacimientos están constituidos por areniscas fluviales de la Formación Comodoro Rivadavia (Complejo III), de edad Albiense-Cenomaniense. La “roca madre” del petróleo es la formación D-129, que fue depositada en el Barremiano. Reportes recientes sugieren que la Fm. Aguada Bandera del Neocomiano también puede ser roca madre⁽⁸⁾. La materia orgánica en ambos casos fue depositada en un ambiente terrestre, probablemente lacustrino, con un contenido bajo de azufre. La secuencia sedimentaria, aún cuando fue depositada en ambientes lacustrinos-terrestres asociados a un proceso de deriva continental, no muestra secuencias evaporíticas en el área de Manantiales Behr o en las áreas relacionadas con el sistema petrolífero: cocina- vías de migración y yacimientos⁽⁸⁾.

En el área de Manantiales Behr se han identificado varias cargas de petróleo y, al menos, dos eventos bien definidos de recarga de aguas meteóricas: un primer evento de extensión regional hace 40 millones de años que afectó todos los yacimientos pre-existentes y un segundo evento hace 20-30 millones de años que afectó selectivamente solo algunos yacimientos petrolíferos que estaban conectados a superficie por fallas geológicas⁽⁸⁾. Con estas recargas de aguas meteóricas, los acuíferos originales fueron químicamente modificados y se introdujeron bacterias a los yacimientos que alteraron extensivamente los crudos de Manantiales Behr, durante un proceso de biodegradación regional que modificó y destruyó parcialmente los hidrocarburos de El Alba y Grimbeek^(8,9).

La biodegradación de crudos ⁽⁹⁾ es un mecanismo bien documentado en la historia geológica de muchos yacimientos petrolíferos donde las bacterias que vivían en la interfase agua-crudo usaron los componentes livianos del petróleo como fuente de alimento, afectando con eso la calidad del crudo: disminuyendo la gravedad API, aumentando la viscosidad y produciendo simultáneamente CH₄, CO₂, y, algunas veces, H₂S como co-productos. La biodegradación de crudos es un evento regional identificado en la Cuenca de San Jorge, y un proceso muy importante a nivel mundial que explica el origen de los campos gigantes de crudo pesado y las fajas bituminosas de Venezuela y Canadá ⁽¹⁰⁾.

Metodología

El origen del H₂S se dedujo a partir del análisis químico de los fluidos del yacimiento. Se determinó la concentración de H₂S (ppmv) en 23 muestras de gases a condiciones de superficie y se analizaron 20 muestras de crudo y 23 muestras de agua recolectadas a boca de pozo. La metodología de muestreo y medición de H₂S fue desarrollada por ⁽¹¹⁾. Los análisis rutinarios de aguas (incluyendo los ácidos orgánicos) se realizaron siguiendo técnicas estandarizadas.

Las medidas isotópicas de ³⁴S/³²S ($\delta^{14}\text{S}$), ¹³C/¹²C ($\delta^{13}\text{C}$) y D/H se realizaron sobre H₂S, CO₂ y CH₄ en muestras de gases. Los valores de ³⁴S/³²S ($\delta^{14}\text{S}$) se determinaron en crudos y aguas (SO₄²⁻) para establecer correlaciones. Los valores de ¹⁸O/¹⁶O ($\delta^{18}\text{O}$) y D/H también se registraron en muestras de agua. Para los análisis isotópicos se utilizaron técnicas estandarizadas de espectrometría de masas.

Análisis de Fluidos en el yacimiento de Alba-1.

El Alba-1 es un yacimiento de crudos pesados reactivado a producción en el año 1995. La gravedad API promedio es de 15,6° y la saturación de gas 6,2% (Tabla 1). El H₂S a boca de pozo arrojó un rango de 1- 600 ppmv y un promedio de 235 ppmv (Figure 3) sin una tendencia geográfica claramente definida. En los pozos más antiguos, que fueron perforados en el año de 1996 se observa la máxima concentración de H₂S. A la inversa, los pozos más jóvenes muestran una tendencia a presentar los valores mínimos de H₂S (Figure 4). Como la saturación de agua es del 51%, el corte (WOR) supera el 60% para la mayoría de los pozos.

Las aguas de formación resultaron ser salobres y se clasificaron como connatas, con un promedio de sólidos totales disueltos (TDS) de 6950 ppm, predominancia de los iones Na-Cl y una relación Cl/Na>1 (Figura 5, Tabla 2). Una buena correlación entre Na vs Cl⁻ y SO₄²⁻ vs Cl⁻ revela un evento geológico de dilución (Figura 6) que puede ser asociado a la recarga de aguas meteóricas previamente reportada en por los estudios geológicos en Manantiales Behr ⁽⁸⁾. Además de esto, la información isotópica de ¹⁸O/¹⁶O ($\delta^{18}\text{O}$) y D/H corrobora que las aguas de formación (connatas) se encuentran actualmente en sistemas cerrados, dentro de cuerpos aislados.

Se consideraron varios mecanismos para explicar el origen del H₂S en el yacimiento de El Alba-1. En primer lugar, se rechazó el craqueo del petróleo en la columna sedimentaria porque los resultados isotópicos no muestran ninguna relación entre el H₂S (gas) y las muestras de crudo (Figura 7), siendo un hecho bien conocido de que el craqueo de petróleo no introduce ningún tipo de fraccionamiento en la señal del $\delta^{34}\text{S}$. En segundo lugar, se consideró improbable que el H₂S provenga de la descomposición térmica de la material orgánica en la roca madre (D-129) porque el querógeno en este tipo de rocas (terrestre) tiene bajo contenido de azufre y los gases de El Alba-1 y Grimbeek-1 fueron generados en un estado de evolución térmica que es insuficiente para la generación de H₂S (Figura 8). En tercer lugar, la reducción termoquímica de sulfatos (CaSO₄) tampoco se considera como una posibilidad real ya que no existen reportes de secuencias evaporíticas en el área de Manantiales Behr ni las concentraciones de H₂S medidas en El Alba-1 (1- 600 ppmv) se corresponden con las concentraciones encontradas para este tipo de mecanismo, donde la anhidrita, presente en grandes cantidades (capas sedimentarias), se descompone

estequiométricamente. Finalmente, los mecanismos abióticos relacionados con la hidrólisis de pirita⁽¹²⁾ son muy difíciles de evaluar porque la pirita es muy escasa en los perfiles litológicos de estos yacimientos y es muy complicado tomar medidas cuantitativas dentro de los granos de pirita dispersa, así como de las aguas formacionales (o connatas) a condiciones de yacimiento (PVT) bajo las cuales pudieran ocurrir estas reacciones.

Analizando los resultados obtenidos, los análisis fisicoquímicos muestran que las aguas formacionales (connatas) tienen sulfato disponible (55-5 ppm, Tabla 2) y el sulfato muestra una correlación gruesa con el H_2S (Figura 9), sugiriendo una conexión reactante-producto. Adicionalmente, las aguas formacionales (connatas) también mostraron la presencia de ácidos orgánicos: acético (5-512 ppm), propiónico (2-57 ppm) y butírico (Tabla 2) que están considerados como la fuente energética más eficiente para el sustento de actividad microbiana (Tabla 2).

Los valores isotópicos de $\delta^{34}S$ están empobrecidos en el isótopo pesado ^{34}S cuando se compara el H_2S (gas) con respecto al sulfato de las aguas (Tabla 3). Es decir, el H_2S (gas) está enriquecido en el isótopo liviano ^{32}S . El rango del fraccionamiento isotópico es variable con un máximo de 14‰ lo que sugiere que en la reducción de sulfato está involucrada la actividad microbiana pero en un sistema cerrado. Cuando la actividad microbiana actúa en sistemas abiertos, lo cual no es el caso del yacimiento, los fraccionamientos isotópicos son mucho mayores.

De la misma manera, existe una correlación entre el sulfato de las aguas y el fraccionamiento isotópico ($\delta^{34}S$) en el H_2S (Figura 10), soportando también la actividad microbiana en aquellos pozos donde hay más disponibilidad de nutrientes (sulfato).

En concordancia con el fraccionamiento isotópico ($\delta^{34}S$) observado en el H_2S con respecto al sulfato de las aguas $SO_4^{=}$, también se observa en este trabajo el fraccionamiento isotópico del carbono, $^{13}C/^{12}C$ medido sobre las moléculas de CO_2 (gas), con una correlación moderada con el $\delta^{34}S$.

La temperatura del yacimiento, es de hecho, cercana al valor máximo permitido para el desarrollo de bacterias⁽¹⁰⁾: 70-80°C. A estas temperaturas solo pueden adaptarse al yacimiento las bacterias termofílicas. Sin embargo, muchos artículos de la literatura reciente^(13,14) discuten la adaptabilidad de los microorganismos a condiciones extremas que presentan algunos yacimientos petrolíferos y ciertos autores, proponen la existencia de bacterias “indígenas” o propias de los yacimientos petrolíferos, capaces de sobrevivir en los sedimentos largos periodos de tiempo, inclusive, tiempos geológicos. En cualquier caso, es un hecho, que en los yacimientos de El Alba y Grimbeek, así como en otras áreas de Manantiales Behr hubo una gran actividad microbiana en el pasado geológico, tal y como lo atestigua la biodegradación extensiva que presentan los crudos analizados y, en general, gran parte del petróleo que se extrae de la cuencas sedimentaria de San Jorge.

Porque al momento de registrar la producción de H_2S , las arenas no habían tenido nunca inyección de agua (recuperación secundaria) que pudiera haber contaminado explícitamente al yacimiento, hay solamente dos fuentes de bacterias que pueden postularse para explicar el origen microbiológico del H_2S (gas): a) los fluidos utilizados durante la perforación y las actividades de work-over (en este caso se introduce actividad microbiana durante las operaciones de producción) b) las bacterias anaeróbicas que causaron la biodegradación que se registra en los crudos del yacimiento (actividad microbiana antigua – en tiempos geológicos) o, c) una combinación de ambas.

La falta de evidencias en los registros históricos de Manantiales Behr en cuanto a la presencia de H_2S durante la fases tempranas del yacimiento (desarrollo) así como la tendencia general que se observa, con mayores concentraciones de H_2S a medida que los pozos tienen un mayor tiempo de producción, hace pensar que las bacterias que reducen el sulfato hasta H_2S pudieron haber sido introducidas durante las operaciones de perforación y los work-overs. De ser este el caso, las bacterias introducidas durante las operaciones de producción tuvieron que adaptarse a las

condiciones del yacimiento, como ocurre con las bacterias que introducen los proyectos de recuperación secundaria, por ejemplo, en el Mar del Norte.

Distribución H₂S en el Yacimiento de Grimbeek-1

El yacimiento de Grimbeek-1 fue abierto a producción aproximadamente cuatro años más tarde que el yacimiento de El Alba-1, en las mismas unidades geológicas. El primero muestra características similares a las del El Alba-1 (Tabla 1) pero con menores concentraciones de H₂S: rangos de 20-450 ppmv, con un promedio de 131 ppmv (Tabla 3) con una tendencia geográfica poco definida (Figura 11). El Sw es de 40% y el corte de agua es muy elevado en todos los pozos (20-90%). Las características fisicoquímicas de las aguas connatas son muy similares a las de El Alba-1 pero se observa una correlación muy pobre entre las especies iónicas, especialmente entre el sulfato (SO₄²⁻) de las aguas y el resto de los iones, sugiriendo una mezcla de acuíferos en la historia evolutiva de la cuenca sedimentaria.

Al igual que las aguas, los análisis de gases en Grimbeek-1 también presentan una correlación compleja entre los análisis químicos del H₂S (ppmv), el sulfato y sus signos isotópicos. De las correlaciones químicas se pueden inferir procesos superpuestos para la generación de H₂S (Figura 12), pero aún así, el fraccionamiento isotópico del H₂S con respecto al SO₄²⁻ (-2 to -14‰) sugiere, al igual que en el yacimiento de El Alba-1, actividad microbiana para transformar el sulfato de las aguas en el H₂S del gas (Figura 12, Tabla 3).

Al momento, con los datos disponibles, es difícil explicar las complejidades que se observan en Grimbeek-1, ya que solo se dispone de una campaña de muestreo. La mezcla de acuíferos durante varios eventos de recarga ⁽⁸⁾ o la mezcla de procesos microbiológicos (actividad antigua vs moderna) pudiera ser argumentado en el caso de Grimbeek-1. Las futuras campañas de monitoreo revelarán las tendencias de agriamiento por H₂S y permitirán aclarar las relaciones químicas entre las especies.

Recomendaciones

En diversos yacimientos de Argentina se ha reportado el agriamiento progresivo por H₂S bajo condiciones únicas ^(11,15) que no responden a los modelos clásicos de agriamiento desarrollados en otras cuencas petrolíferas del mundo, como por ejemplo, en el Mar del Norte. En Argentina, por ejemplo, se han reportado casos de agriamiento por H₂S en yacimientos donde las aguas de inyección y las aguas connatas tienen un contenido muy bajo de sulfatos ⁽¹⁶⁾, lo cual es nuevo en la literatura. En este caso, se reporta un caso poco frecuente, donde la aparición de H₂S se observa en yacimientos aún en producción primaria y a temperaturas de 70-80°C, sin otra causa aparente que la actividad microbiana. Dentro del espectro muy variable de condiciones geológicas en las cuencas petrolíferas argentinas se pudieran esperar mayores complicaciones e incluso mecanismos superpuestos para la generación de H₂S. Con el propósito de evaluar y recomendar tecnologías de control de H₂S, pronosticando con anticipación el problema en campos en desarrollo o campos maduros, se escribió un manual propiedad de REPSOL YPF ⁽¹⁶⁾ con instrucciones para seguir la historia de H₂S y controlar el problema desde las fases tempranas de exploración hasta las fases tardías de campos maduros.

Tomando las lecciones aprendidas de la experiencia de los yacimientos de El Alba-1 y Grimbeek-1, se sintetizan las siguientes recomendaciones:

1. Registrar las concentraciones de H₂S en los gases asociados desde las etapas de perforación y desarrollo.
2. Una vez registrada la presencia de H₂S, planificar campañas de seguimiento para documentar el fenómeno de agriamiento.
3. Calcular la cantidad de H₂S producida y el balance de masas entre las especies químicas involucradas (e.j. sulfato-H₂S).

4. Realizar control microbiológico a las aguas connatas y a los fluidos que se introducen durante las operaciones de perforación. Los resultados pueden ratificar la adaptabilidad de los microorganismos a las condiciones del yacimiento y la importancia de realizar control de calidad microbiológico a los fluidos que se introducen durante las actividades operacionales.
5. Realizar análisis químicos para elucidar el origen del H₂S y seleccionar biocida adecuados para mitigar su producción. Evaluar el uso de secuestrantes de H₂S.

Conclusiones

Las correlaciones químicas entre las aguas connatas del yacimiento y el H₂S producido, los rangos de concentración de H₂S registrados a boca de pozo (1-600 ppmv) y la ausencia de fuentes geológicas de H₂S en el área de estudio, sugieren que la actividad microbiana es responsable de la reducción del sulfato de las aguas connatas de yacimiento hasta el H₂S que se registra en el gas asociado.

Las temperaturas actuales del yacimiento son altas para el desarrollo de microorganismos (70-80°C), pero, aun así, la actividad bacteriológica ha dejado sus huellas en la palo-biodegradación extensiva que presentan los crudos de los yacimientos de El Alba y Grimbeek en Manantiales Behr.

Los datos de producción en El Alba-1 y la historia disponible de los yacimientos, sugieren que las bacterias relacionadas con la producción de H₂S han sido introducidas recientemente con los fluidos utilizados durante las actividades de producción. Lo cual arroja, una vez mas, un alerta sobre la importancia de controlar la calidad microbiológica de los fluidos externos al yacimiento.

Agradecimientos

Los autores agradecen a REPSOL YPF Y UNAS el permiso para publicar este artículo, y muy especialmente, extienden sus agradecimientos a Gustavo Galiano, Rodrigo Rodríguez y Martín Fasola por el soporte técnico. Agradecemos también la colaboración de Eduardo Gordillo y Gerardo Doria del grupo de producción de UNAS por la asistencia durante las operaciones.

Referencias

1. Maxwell S., and Spark I., 2005, Souring of Reservoirs by Bacterial Activity during Seawater Flooding., SPE International Symposium in Oilfield Chemistry. 2-4 February 2005. SPE-93231.
2. Eden, B., Laycock P. J., Fielder, M., 1993, Oilfield Reservoir Souring, CAPCIS Ltd, , UMIST and BP Exploration for the Health and Safety Executive, OTH 92 385.
3. Khabib Z. and Salanitro, P., 1997, Reservoir Souring: Analysis of Surveys and Experience in Sour Waterfloods, SPE-38795.
4. Orr, W.L., 1977, Geologic and Geochemical Controls on the Distribution of Hydrogen Sulphide in Natural Gas. In: R. Campos and J. Goni (eds). Advances in Organic Geochemistry, 1975, pp. 571-597.
5. Le Tran, K., 1971, Geochemical Study of Hydrogen Sulfide in Sediments. Advanced in Organic Geochemistry, pp-171-726.
6. Worden R., Smalley P., Oxtoby, N., 1995, Gas Souring by Thermochemical Sulphate Reduction at 140°C. AAPG Bulletin, 79, 6, pp. 854-863.
7. Grimes, W., and Mc Neil, R., 2005, Prediction of Hydrogen Sulfides and Carbon Dioxide in HPTH wells. HPTH Technology Workshop. The Woodlands. SPE 97568.
8. Jalfin G.A., Bellosi E. S, Smith E., y Laffite, G., 2001, Generación de Petróleos y Carga del Reservorio en Manantiales Behr, Cuenca del Golfo de San Jorge: Un Caso de Exploración en Areas Maduras. AAPG Hedberg Conference: New Technologies and New Play Concepts in America Latina. Mendoza. Argentina.
9. Hunt J. M., 1996, Petroleum Geochemistry and Geology, Second Edition, W.H. Freeman and Company. New York. 743.

10. Head I.M., Jones D. M., Larter S.R., 2003, Biological Activity in Deep Subsurface and the Origin of Heavy Oil. NATURE, vol. 426, November.
11. Poli M., Galliano G., Alvarez J.J., Panarello H., Cordero R., 2002, A non-Conventional Study for Determination of H₂S in Production Gas. JCPT. 297-TN. Vol 41, N°11, pp. 1-3.
12. Marsland . S. D., Inorganic Chemical Souring of Oil Reservoirs. Presented at the 1989 SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Feb-8-10. SPE-18480.
13. Bernard F.P. and Connan J., 1992, Indigenous Microorganisms in Connate Water of Many Oil Fields: A New Tool in Exploration and Production Techniques. 67th Annual Technique Conference in Washington-1992. SPE-24811.
14. Mc Govern-Traa C., Jyh YihL, Halminton W., Spark I., Patey I., 2000, The presence of sulphate reducing bacteria in live drilling muds, core materials and reservoir formation brine from new oilfields. Petroleum geology of the Irish Sea and adjacent areas. Geological Society Special Publicatin. N° 124, 229-236.
15. Cavallaro A.N., Martinez G., Ostera H., Panarello H., Cordero R.R., 2005, Oilfield Reservoir Souring during Waterflooding: a Case Study with Low Sulphate Concentration in Formation and Injection Waters. Presented at the 2005 SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. February-Houston. SPE-92959.
16. Cavallaro A.N., Galliano G., Alberdi M., 2005, Practicas Recomendadas para Evaluar Riesgo de Agriamiento de Reservorios y toma de Decisiones para el Control del Impacto en Producción del H₂S. Centro Tecnológico Argentino. REPSOL YPF. Argentina.

Tabla 1. Características del Yacimiento.

	El Alba -1	Grimbeek-1
°API	15.6	16
Factor Volumétrico (Boa)	1.08	1.1
Factor Volumétrico orig. (Boi)	1.12	1.15
Gas en Solución orig. (Rsi)	29.4	35
Gas Solución (Rsa)	13.5	15
Profundidad Promedio	1492	1450
Saturación de Agua (Sw)	51	40
Saturación de Gas (Sga)	6.2	7
Saturación de Petróleo	45.3	53
Temperatura Promedio del Yacimiento (	82	75

Table 3. H₂S ppmv y valores isotópicos en las especies con sulfuro.

El Alba-1					
well	H ₂ S (ppm)	34dS	H ₂ S gas	34dS	SO ₄ water
1	190		19.3		22.85
8	200		29.2		27
2	600		20.5		18
3	340		20.3		21.6
4	330		12.3		22.7
5	500		10.2		23.43
6	1		18.9		25.2
7	130		20.8		26.9
9	80		23.5		26.2
10	162		10		21.3
11	60		23.9		26.7
Grimbeek-1					
1	45		18.3		25.4
2	450		13.9		23.74
3	30		31.4		35.2
4	140		10.5		23.98
5	95		12.1		21.28
6	75		21.8		26.3
7	20		23.2		25.1
8			21.5		26.2
9	135		12.4		23.38
10	240		15		21.66
11	80		23.3		27.3

Tabla 2. Análisis químico de las aguas formacionales

El Alba-1		
	rango (mg/L)	promedio
Solidos Totales disueltos (TDS)	10041-5733	6950
Na	3316-1895	2576
Ca	53-10	28
K+Mg	40-20	30
Cl	5896-2694	4488
HCO ₃	1251-183	694
SO ₄	55-2.5	28
Acido acético	512-5	55
Acido propiónico	57-2	9
Grimbeek-1		
	rango (mg/L)	promedio
Solidos Totales disueltos (TDS)	8569-6036	6734
Na	2749-1882	2141
Ca	37-4	23
Cl	4941-68	3734
HCO ₃	811-213	356
SO ₄	76-11	34
Acido acético	55-5	19
Acido propiónico	30-2.5	8

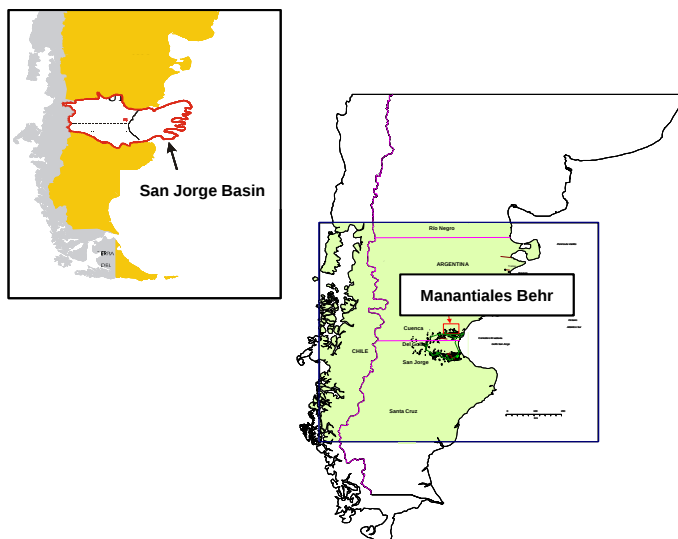


Figure 1. Yacimientos de El Alba and Grimbeek en Manantiales Behr, Cuenca del Golfo San Jorge.

Litoestratigrafía				Ambiente
Grupo Chubut	Fm El Trébol	H.Madre Valle "C"	CI	Deltaico Fluvial
		San Diego	CII	
	Fm Comodoro Rivadavia		CIII	Lacustrino y Fluvial
	Fm Mina del Carmen		CIV	Lacustrino y Fluvial
	Fm Pozo D-129		CV	Lacustrino y Fluvial
Neocomiano (Gr. Las Heras)				Lacustrino y Estuarino
Basamento (Gr. Lonco Trapial)				Volcaniclastico

Figure 2. Secuencia sedimentaria en Manantiales Behr.

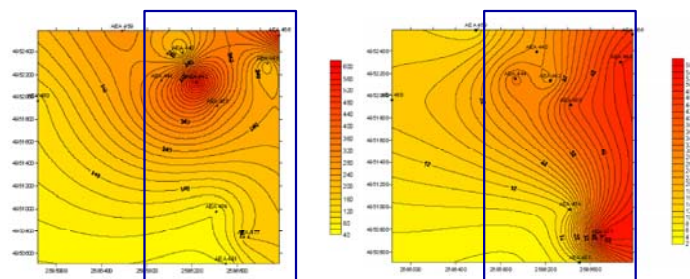


Figure 3. Distribución de H₂S y WOR en el yacimiento de El Alba.

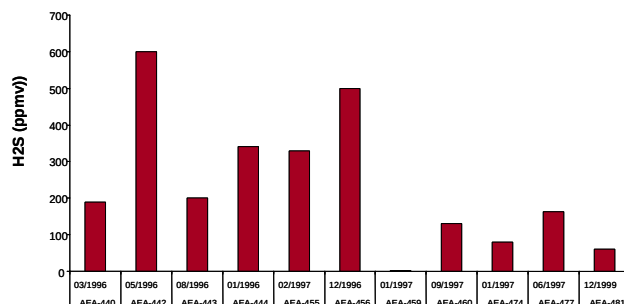


Figure 4. H₂S (ppmv) vs año de perf.

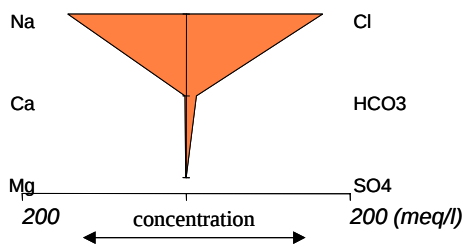


Figure 5.- Diagrama Stiff. Aguas Connatas. El Alba-1.

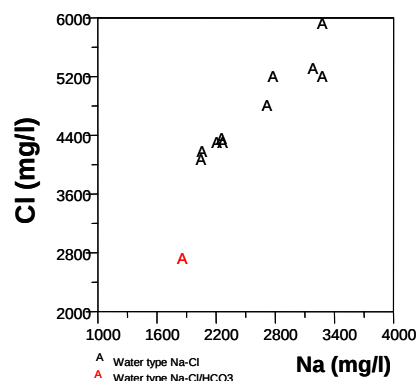
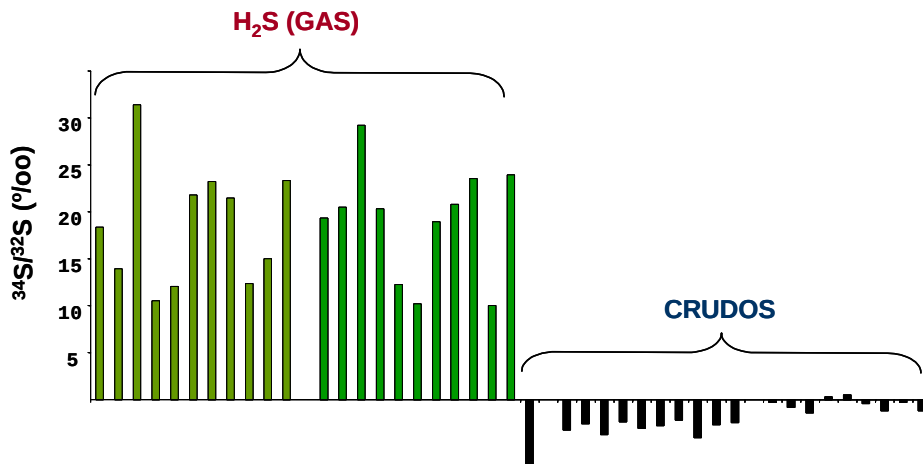


Figure 6. Sulfato vs Cloruros en las aguas formacionales. El Alba-1.



Figuras 7. Signo isotópico ($\delta^{34}\text{S}$) en sulfato (aguas conn.) y H₂S (gas) en cabezales. Muestras Grimbeek-1 y El Alba-1.

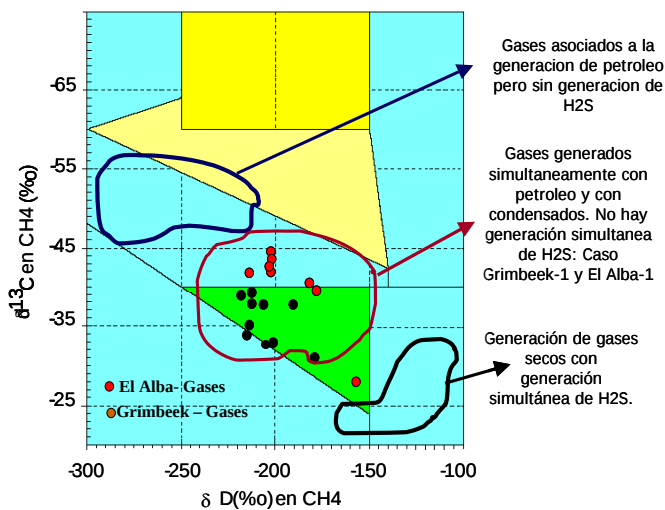


Figure 8. Grafico de Schoell para caracterizar el origen del gas natural ⁽⁹⁾. Los gases de Alba-1 y Grimbeek-1 fueron generados antes de la temperatura requerida para generar H₂S a partir de la materia orgánica en la roca madre

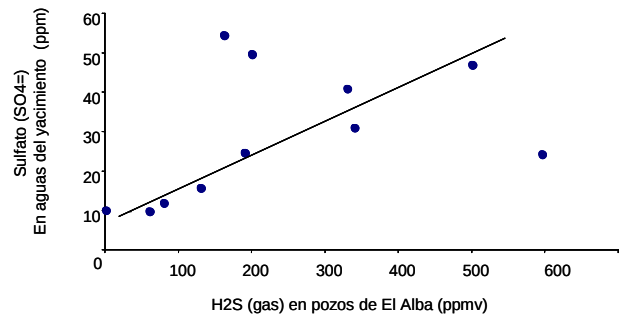


Figure 9. Sulfato en aguas vs H₂S (ppmv) en muestras de gas tomadas en cabezales. El Alba-1.

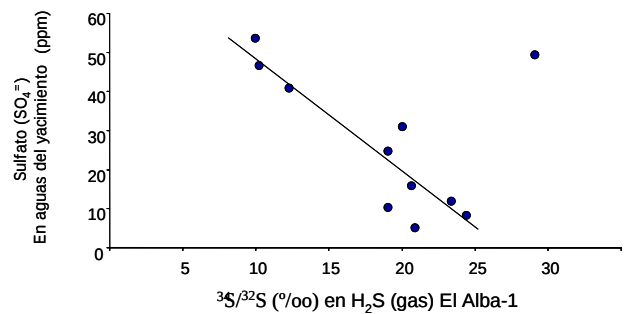


Figure 10. Contenido de sulfato en las aguas v signo isotópico del H₂S. El Alba-1.

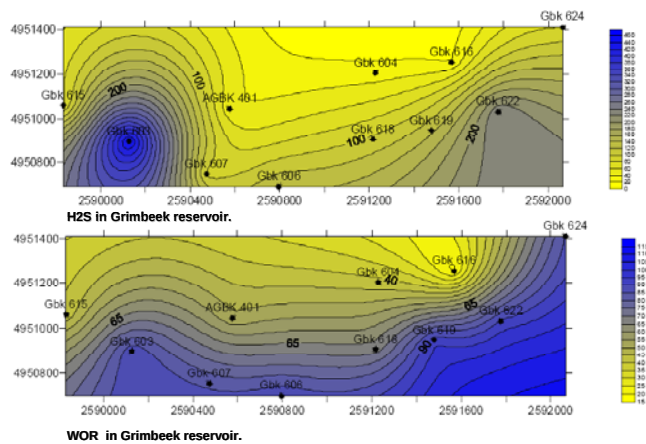


Figure 11. H₂S (ppmv) y WOR en muestras de cabezal. Grimbeek-1.

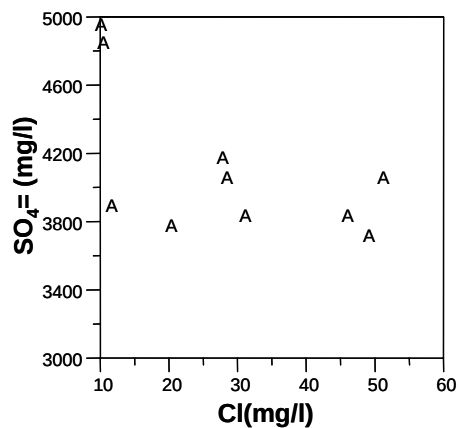


Figure 12. Sulfato vs cloruros en muestras de agua. Grimbeek-1

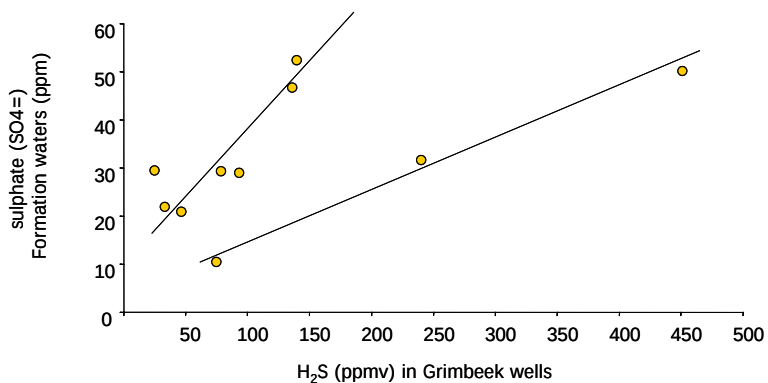


Figure 13. Sulfato en aguas vs H₂S (ppmv) en muestras de cabezales. Grimbeek-1.