

**PROPUESTA TÉCNICO - ECONÓMICA PARA LA ESTIMULACIÓN QUÍMICA  
MATRICIAL E INHIBICIÓN DE H<sub>2</sub>S EN LOS POZOS PRODUCTORES DEL  
CAMPO CASABE**

**CESAR ANDRÉS BERTEL TINJACA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

**PROPUESTA TÉCNICO - ECONÓMICA PARA LA ESTIMULACIÓN QUÍMICA  
MATRICIAL E INHIBICIÓN DE H<sub>2</sub>S EN LOS POZOS PRODUCTORES DEL  
CAMPO CASABE**

**CESAR ANDRÉS BERTEL TINJACA**

**Monografía para optar por el título de  
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director**

**ING. LUIS FELIPE CARRILLO M.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. JUSTIFICACIÓN	23
2. OBJETIVOS	25
2.1 OBJETIVO GENERAL	25
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	25
3. MARCO TEORICO	27
3.1 GENERALIDADES DEL H <sub>2</sub> S	27
3.2 DEFINICIÓN	27
3.3 TOXICIDAD	29
3.4 IMPACTOS DEL H <sub>2</sub> S EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO – UPSTREAM	31
3.4.1 Ambientes Ácidos.	32
3.4.2 Otros factores que afectan la velocidad de corrosión en ambientes ácidos.	32
3.4.2.1 La presión.	32
3.4.2.2 La temperatura.	32
3.4.2.3 La variación en el porcentaje de las fases.	33
3.4.3 Corrosión por H <sub>2</sub> S (AGRIA).	34
3.5 DAÑOS DE FORMACIÓN POR COMPUESTOS SULFURADOS	38

3.5.1 Agriamiento de los fluidos de reservorio.	39
3.5.2 Reducción microbiológica de sulfatos.	40
3.5.3 Reducción termoquímica de sulfatos a azufre por parte de los hidrocarburos.	40
3.5.4 Daño de formación por Bacterias.	41
3.5.5 Prevención De Daños.	45
3.6 ESTIMULACIONES QUÍMICAS MATRICIALES EN POZOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO	46
3.6.1 Estimulación matricial reactiva.	48
3.6.2 Estimulación matricial no reactiva.	48
3.7 CASOS DE ÉXITO EN LAS ESTIMULACIONES MATRICIALES DE POZOS CON PRESENCIA DE H <sub>2</sub> S EN COLOMBIA	49
4. METODOLOGÍA	59
4.1 DESCRIPCIÓN CAMPO CASABE SISTEMA DE PRODUCCIÓN	59
4.1.1 Red de Captación de agua de inyección.	60
4.1.2 Pozos productores y potenciales del área Casabe.	61
4.2 PROBLEMÁTICA GENERADA EN CASABE REFERENTE A LA PRODUCCIÓN DEL H <sub>2</sub> S	62
5. RESULTADOS ANALISIS FISICOQUIMICOS Y MICROBIOLOGICOS	64
5.1 RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS FISICOQUÍMICOS IN SITU	64
5.1.1 Contenido de CO <sub>2</sub> y H <sub>2</sub> S en el gas producido.	70
5.1.2 De las simulaciones de formación de escamas (Simulador Scale Chem).	70
5.1.3 De la determinación de bacterias sulfato-reductoras.	72

5.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS	93
6. POZOS CANDIDATOS PARA ESTIMULACIÓN QUÍMICA MATRICIAL	104
7. SELECCIÓN Y DISEÑO	106
7.1 SELECCIÓN DEL POZO CANDIDATO PARA LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL	106
7.2 ESTADO MECÁNICO DEL POZO SELECCIONADO	114
7.3 SELECCIÓN DE LOS PRODUCTOS QUÍMICOS A UTILIZAR EN LA ESTIMULACIÓN	116
7.3.1 Selección de productos.	117
7.3.1.1 Solvente mutual.	118
7.3.1.2 Dispersante de Orgánicos.	118
7.3.1.3 Surfactante No Iónico.	118
7.3.1.4 Scale disolver.	118
7.3.1.5 Biocida de última generación.	119
7.4 DISEÑO Y PASO A PASO DE LA PROPUESTA TÉCNICA DE LA ESTIMULACIÓN	119
7.5 CONSIDERACIONES QA/QC	126
7.5.1 QAQC pre-operacional.	127
7.5.2 QAQC Operacional.	127
7.5.3 QAQC Post Operacional.	128
7.6 PROPUESTA TÉCNICA INHIBICIÓN DE H <sub>2</sub> S POST ESTIMULACIÓN	128
8. PROPUESTA ECONOMICA	131
8.1 DESCRIPCIÓN DE COSTOS	131

9. EVALUACION	134
9.1 EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA ESTIMULACIÓN QUÍMICA MATRICIAL	134
9.2 RETORNO DE LA INVERSIÓN ROI	136
10. CONCLUSIONES	139
11. RECOMENDACIONES	141
BIBLIOGRAFÍA	143

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Tipos de bloqueos y daños.	49
Tabla 2. Resultados del monitoreo de retorno de tratamiento.	55
Tabla 3. Resultados las pruebas de producción del pozo MA – 73 posterior a la aplicación del tratamiento de estimulación con disolvente de sulfuros.	57
Tabla 4. Potencial campos Casabe, Casabe SUR y Peñas Blancas.	62
Tabla 5. Puntos monitoreados Análisis Físicoquímicos, BSR y CO <sub>2</sub> – H <sub>2</sub> S.	64
Tabla 6. Continuación. Puntos monitoreados Análisis Físicoquímicos, BSR y CO <sub>2</sub> – H <sub>2</sub> S.	65
Tabla 7. Promedios de los Resultados de CO <sub>2</sub> y H <sub>2</sub> S en los Pozos monitoreados.	73
Tabla 8. Físicoquímicos agua de formación pozos productores campo Casabe. A	77
Tabla 9. Físicoquímicos agua de formación pozos productores campo Casabe B	78
Tabla 10. Físicoquímicos agua de formación pozos productores campo Casabe C.	79
Tabla 11. Simulación tendencias incrustantes mediante Scale Chem pozos productores A.	80
Tabla 12. Simulación tendencias incrustantes mediante Scale Chem pozos productores B.	81
Tabla 13. Simulación tendencias incrustantes mediante Scale Chem pozos productores C.	82

Tabla 14. Simulación tendencias incrustantes mediante Scale Chem pozos productores D.	83
Tabla 15. Resumen de pozos preseleccionados según resultados de análisis fisicoquímicos	104
Tabla 16. Ponderación de factores claves de selección.	106
Tabla 17. Estado mecánico pozo CBE 1075 A.	115
Tabla 18. Estado mecánico pozo CBE 1075 B.	115

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Familias principales de BSR. Fuente: Integridad Nalco Company.	35
Figura 2. Clasificación de las estimulaciones de pozos. Fuente: Grupo de Estimulación Nalco Company.	46
Figura 3. Acontecimientos Históricos en estimulación de pozos.	47
Figura 4. Proliferación de H <sub>2</sub> S campo el Trapial Argentina año 2000. Mapeo de H <sub>2</sub> S año 2000	51
Figura 5. Proliferación de H <sub>2</sub> S campo el Trapial Argentina año 2001.	51
Figura 6. Proliferación del H <sub>2</sub> S campo el Trapial Argentina año 2002.	52
Figura 7. Proliferación de H <sub>2</sub> S campo el Trapial Argentina año 2003.	52
Figura 8. Proliferación de H <sub>2</sub> S campo el Trapial Argentina año 2004.	53
Figura 9. Proliferación de H <sub>2</sub> S campo el Trapial Argentina año 2005.	53
Figura 10. Comportamiento de producción del pozo Mangos 73.	54
Figura 11. Variación del %BS&W durante el retorno del tratamiento.	56
Figura 12. Variación del contenido de hierro y residual de producto activo durante el retorno del tratamiento de estimulación con disolvente de sulfuros.	57
Figura 13. Esquema de plantas y Estaciones campo Casabe, Fuente. Archivo campo Casabe.	60
Figura 14. Esquema del sistema de inyección campo Casabe, Fuente. Archivo campo Casabe.	61
Figura 15. Determinación de CO <sub>2</sub> y H <sub>2</sub> S en el gas producido A.	74
Figura 16. Determinación de CO <sub>2</sub> y H <sub>2</sub> S en el gas producido B.	75

Figura 17. Determinación de CO <sub>2</sub> y H <sub>2</sub> S en el gas producido C.	76
Figura 18. Tendencia formación de Barita.	83
Figura 19. Cantidad relativa de Barita.	84
Figura 20. Tendencia formación de Barita.	84
Figura 21. Cantidad relativa de Barita.	84
Figura 22. Tendencia formación de Barita.	85
Figura 23. Cantidad relativa de Barita.	85
Figura 24. Tendencia formación de Barita.	85
Figura 25. Cantidad relativa de Barita.	86
Figura 26. Tendencia formación de Barita.	86
Figura 27. Cantidad relativa de Barita.	86
Figura 28. Tendencia formación de Calcita.	87
Figura 29. Cantidad relativa de Calcita.	87
Figura 30. Tendencia formación de Calcita.	87
Figura 31. Cantidad relativa de Calcita.	88
Figura 32. Tendencia formación de Calcita.	88
Figura 33. Cantidad relativa de Calcita.	88
Figura 34. Tendencia formación de Calcita.	89
Figura 35. Cantidad relativa de Calcita.	89
Figura 36. Tendencia formación de Calcita.	90
Figura 37. Cantidad relativa de Calcita.	90
Figura 38. Tendencia formación de Siderita.	91
Figura 39. Cantidad relativa de Siderita.	91

Figura 40. Tendencia formación de Sulfuro de hierro.	92
Figura 41. Cantidad relativa de Sulfuro de Hierro.	92
Figura 42. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2010. Presencia de H2S en el Año 2010.	95
Figura 43. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2011. Presencia de H2S en el año 2011.	96
Figura 44. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2012. Presencia de H2S en el 2012.	97
Figura 45. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2012. Bloque 1. Mapeo Bloque 1	98
Figura 46. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2012. Bloque 1.	98
Figura 47. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2012. Bloque 2.Mapeo Bloque 2	99
Figura 48. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2012. Bloque 2.	99
Figura 49. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2012. Bloque 3. Mapeo Bloque 3	100
Figura 50. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2012. Bloque 3.	100
Figura 51. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2012. Bloque 5. Mapeo Bloque 5	101
Figura 52. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2012. Bloque 6. Mapeo Bloque 6	101
Figura 53. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2012. Bloque 7. Mapeo Bloque 7	102
Figura 54. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2012. Bloque 8. Mapeo Bloque 8	102
Figura 55. Histórico de producción Pozo CBE 168.	108
Figura 56. Histórico de producción Pozo CBE 225.	108
Figura 57. Histórico de producción Pozo CBE 223.	109

Figura 58. Histórico de producción Pozo CBE 413.	109
Figura 59. Histórico de producción Pozo CBE 750.	110
Figura 60. Histórico de producción Pozo CBE 1190D.	110
Figura 61. Histórico de producción Pozo CBE 1075.	111
Figura 62. Histórico de producción Pozo CBE 1144.	111
Figura 63. Histórico de producción Pozo CBE 1145.	112
Figura 64. Histórico de producción Pozo CBE 1147.	112
Figura 65. Histórico de producción Pozo CBE 1150.	113
Figura 66. Empaque Fullbore RBP Packer.	122
Figura 67. Esquema de penetración de Fluidos de estimulación al yacimiento.	123
Figura 68. Beneficios producto Biocida en disolución de FeS. Fuente: Rhodia Speciality Chemical.	129
Figura 69. Esquema de aplicación de Baches de químicos Down Hole.	130

## RESUMEN

**TITULO:** PROPUESTA TÉCNICO - ECONÓMICA PARA LA ESTIMULACIÓN QUÍMICA MATRICIAL E INHIBICIÓN DE H<sub>2</sub>S EN LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO CASABE

**AUTOR:** CESAR ANDRÉS BERTEL TINJACA

**PALABRAS CLAVES:** ESTIMULACION, CAMPO CASABE, BACTERIAS SULFATO REDUCTORAS, ÁCIDO SULFHÍDRICO (H<sub>2</sub>S)

EL objetivo principal de esta monografía es generar una propuesta técnica y económica para la realización de una estimulación matricial e inhibición de H<sub>2</sub>S para los pozos productores de petróleo del campo Casabe y que adicionalmente nos permita comprender el mecanismo de acción de los microorganismos reductores de sulfatos en especial las Bacterias Sulfato Reductoras (BSR) las cuales generan ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) por su metabolismo, logrando comprender cuál es su impacto en la industria de los hidrocarburos más específicamente en el Upstream y cómo podemos prevenir su proliferación, controlando y mitigando el daño de formación inducido debido a la depositación de compuestos de sulfuro, principalmente taponamiento de la cara de la formación por sulfuro de Hierro (FeS) y contaminación del yacimiento con H<sub>2</sub>S.

Esto basado en hechos históricos y casos reales encontrados en los campos productores de petróleo en Colombia, en donde se evidencia la magnitud del daño de formación y proliferación a lo largo del yacimiento de las Bacterias Sulfatoreductoras productoras de H<sub>2</sub>S, las cuales generan un daño inducido significativo, pérdidas de producción severas en los pozos productores de petróleo, problemas ocasionados a la integridad de los activos, corrosión severa, agriamiento de los fluidos producidos, y el riesgo ocupacional de exposición a este gas que puede llegar a ocasionar la muerte.

\* Proyecto de Grado

\*Facultad de Fisicomecánicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: ING. LUIS FELIPE CARRILLO M.

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL PROPOSAL - ECONOMIC MATRIX FOR CHEMICAL STIMULATION AND INHIBITION OF H<sub>2</sub>S IN WELLS PRODUCING FIELD CASABE

**AUTHOR:** CESAR ANDRES BERTEL TINJACA

**KEYWORDS:** STIMULATION, CAMP CASABE, SULFATE REDUCING BACTERIA, HYDROGEN SULFIDE (H<sub>2</sub>S)

The main purpose of this paper is to generate a technical and financial proposal for the realization of a matrix stimulation and inhibition of H<sub>2</sub>S in the oil production wells for field Casabe and further allows us to understand the mechanism of action of (BSR) or sulphate reducing Bacterias, which generate hydrogen sulfide (H<sub>2</sub>S) for their metabolism, making understand their impact on the hydrocarbon industry more specifically in the Upstream and how we can prevent their proliferation, controlling and mitigating the damage formation induced due to the deposition of sulfur compounds, mainly plugging of the formation face for Iron sulfide (FeS) and reservoir contamination with H<sub>2</sub>S.

This is based on historical facts and real cases found in the producing oil fields in Colombia, where the evidence the magnitude of formation damage and proliferation along the reservoir of bacteria producing H<sub>2</sub>S Sulfatoreductoras Bacterias, which generate a significant induced damage, severe production losses in producing oil wells, problems caused to the integrity of the actives, severe corrosion, souring of produced fluids, and the risk of occupational exposure to this gas that can potentially cause death.

\* Project of Degree

\*\* Faculty of Physicochemical Sciences. School of Petroleum Engineering. Director: ING. LUIS FELIPE CARRILLO M.

## GLOSARIO

**H<sub>2</sub>S:** El **sulfuro de hidrógeno**, denominado ácido sulfhídrico en disolución acuosa (H<sub>2</sub>Saq), es un hidrácido de fórmula H<sub>2</sub>S. Este gas, más pesado que el aire, es inflamable, incoloro, tóxico, odorífero: su olor es el de materia orgánica en descomposición, como de huevos podridos

**BSR: Bacterias reductoras de sulfato**, comprenden varios grupos de bacterias que utilizan el sulfato como agente oxidante, reduciéndolo a sulfuro. La mayoría pueden también utilizar compuestos de azufre oxidados tales como sulfito y tiosulfato o azufre elemental. Es un metabolismo disimilativo de azufre puesto que no se asimila ningún compuesto orgánico.

**In situ:** es una expresión latina que significa “en el sitio” o “en el lugar”, y que es generalmente utilizada para designar un fenómeno observado en el lugar, o una manipulación realizada en el lugar.

**ppm:** es la unidad de medida con la que se evalúa la concentración. Se refiere a la cantidad de unidades de la sustancia (agente, etc) que hay por cada millón de unidades del conjunto. Por ejemplo en un millón de granos de arroz, si se pintara uno de negro, este grano representaría una (1) parte por millón. Se abrevia como "ppm".

**pH:** Es una medida de acidez o alcalinidad de una disolución. El pH indica la concentración de iones hidronio [H<sub>3</sub>O<sup>+</sup>] presentes en determinadas sustancias. La escala de pH típicamente va de 0 a 14 en disolución acuosa, siendo ácidas las disoluciones con pH menores a 7 y alcalinas las que tienen pH mayores a 7. El pH = 7 indica la neutralidad de la disolución (cuando el disolvente es agua).

**ufc: Unidades Formadoras de Colonias,** es el número mínimo de células separables sobre la superficie, o dentro, de un medio de agar semi-sólido que da lugar al desarrollo de una colonia visible del orden de decenas de millones de células descendientes. Las UFC pueden ser pares (diplococos), cadena (estreptococos) o racimos (estafilococos), así como células individuales Unidad formadora de colonias. Se miden en ufc por mililitro.

**Corrosión:** La corrosión es una reacción química (oxidorreducción) en la que intervienen 3 factores: la pieza manufacturada, el ambiente y el agua, o por medio de una reacción electro química. Lo que provoca la corrosión es un flujo eléctrico masivo generado por las diferencias químicas entre las piezas implicadas. La corrosión es un fenómeno electroquímico. Una corriente de electrones se establece cuando existe una diferencia de potenciales entre un punto y otro. Cuando desde una especie química se ceden y migran electrones hacia otra especie, se dice que la especie que los emite se comporta como un ánodo y se verifica la oxidación, y aquella que los recibe se comporta como un cátodo y en ella se verifica la reducción.

**Análisis fisicoquímicos:** tiene como finalidad el estudio de la composición química de un material o muestra, mediante diferentes métodos de laboratorio. En el análisis químico se utilizan las reacciones químicas y las reacciones de distribución para efectuar la cuantificación o cualificación del analito (Valoraciones químicas). Las reacciones químicas se vuelven entonces el elemento cuantificador central del método. Los métodos volumétricos, gravimétricos y las separaciones químicas son ejemplos de métodos de análisis químicos clásicos. Las operaciones analíticas asociadas a estos métodos son las titulaciones, las precipitaciones, las extracciones líquido, la adsorción iónica y otras.

**Estimulación de pozos:** La estimulación de pozos es una de las actividades más importantes en el mantenimiento de la producción de los pozos petroleros, ésta

consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a gastos y presiones por debajo de la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación de pozos, o por otros factores durante la vida productiva del pozo.

Es un proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo. Es una actividad fundamental para el mantenimiento y/o incremento de la producción de aceite y gas, además puede favorecer en la recuperación de las reservas.

**Estimulación Matricial de pozos:** La estimulación matricial es caracterizada por los gastos y presiones de inyección inferiores a la presión de fractura. Esto permitirá una penetración del fluido a la matriz, en forma radial circular, con un consecuente mejor contacto de la zona dañada cercana a la pared del pozo con el fluido de estimulación. El objetivo principal de la estimulación matricial es remover la condición de daño en la formación antes de que el pozo produzca a su potencial natural. El éxito de la estimulación matricial depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento.

**Estimulación química de pozos:** Dependiendo de la interacción entre las soluciones de estimulación y el tipo de daño presente en la roca, la estimulación matricial se divide en dos grandes grupos: estimulación matricial no reactiva y estimulación matricial reactiva o química.

- La estimulación matricial reactiva consiste en la inyección a la formación de soluciones químicas a gastos y presiones inferiores a la presión de ruptura de la roca. Tiene como objetivo remover el daño ocasionado en las perforaciones y en la vecindad del pozo, eliminando obstrucciones en el mismo. En la estimulación matricial reactiva las soluciones de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales extraños que dañan la formación y disuelven los propios

sólidos de la roca. Ésta estimulación se emplea para remover algunos tipos de daño como los daños ocasionados por partículas sólidas (arcillas), precipitaciones inorgánicas, etc. En formaciones de alta productividad, la estimulación matricial reactiva se utiliza no solo para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo, a través del mejoramiento de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo disolviendo parte de los sólidos de la roca.

**QA/QC: Quality assurance and Quality control**, expresión en inglés para referirse al aseguramiento y control de la calidad.

## INTRODUCCIÓN

El papel de los microorganismos en la pérdida de producción de crudo en los pozos de petróleo se ha venido incrementando en los últimos años. Esta pérdida de la producción se deriva por la formación de incrustaciones y corrosión inducida o promovida por la acción de agentes agresivos producidos por microorganismos o por la participación de éstos en las reacciones electroquímicas que ocurre en la superficie del metal de los sistemas de completamiento.

Dentro de estos microorganismos están las bacterias sulfato reductoras (BSR), las cuales se encuentran frecuentemente implicadas en la corrosión del acero, cobre y aleaciones ferrosas. Ellas utilizan el sulfuro principalmente como un electrón receptor en su oxidación anaeróbica de compuestos orgánicos y como consecuencia se produce y se acumula una gran cantidad de sulfuro en su hábitat natural, lo que permite la formación de incrustaciones en el pozo que restringe el flujo de crudo hacia la superficie.

En el campo Casabe se han venido presentando problemas relacionados con la aparición de las bacterias sulfo-reductoras que generan concentraciones elevadas de H<sub>2</sub>S que pueden llegar a valores hasta de las 200 ppm, generando múltiples fallas por corrosión acida en los sistemas de completamiento y pérdidas de producción por paradas inesperadas de pozos productores (Producción diferida) además de los daños en la formación por depósitos de compuestos sulfurados, lo que representa altos costos de mantenimientos no esperados y pérdida de barriles para la venta.

Con el fin de solucionar problemas relacionados con la producción de H<sub>2</sub>S en los pozos se han implementado diversos tipos de estimulaciones en los pozos petroleros, ésta consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a caudales y

presiones por debajo de la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por incrustaciones de sulfuros y a la vez inhibir la formación de H<sub>2</sub>S. En el presente trabajo se propone elaborar un estudio en el cual se realice una propuesta técnica económica para la estimulación química matricial e inhibición de H<sub>2</sub>S en los pozos productores del campo Casabe mediante el uso de productos químicos necesarios para la remoción de depósitos sulfurados y posterior inhibición química con el fin de mitigar la formación de H<sub>2</sub>S en la fuente generadora.

## 1. JUSTIFICACIÓN

Históricamente en los campos productores de hidrocarburos en Colombia se han generado programas para el control de la formación de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) y para el control de la proliferación de los microorganismos, debido a los altos impactos que este compuesto tiene en la integridad de los activos, la producción del campo, el medio ambiente y las comunidades aledañas ya que este gas puede llegar a causar la muerte.

El papel de los microorganismos en la pérdida de producción de crudo en los pozos de petróleo se ha venido incrementando en los últimos años. Esta pérdida de la producción se deriva por la formación de incrustaciones y corrosión inducida o promovida por la acción de agentes agresivos producidos por microorganismos o por la participación de éstos en las reacciones electroquímicas que ocurren en la superficie del metal de los sistemas de completamiento.

Dentro de estos microorganismos están las bacterias sulfato reductoras (BSR), las cuales se encuentran frecuentemente implicadas en la corrosión del acero, cobre y aleaciones ferrosas. Ellas utilizan el sulfuro principalmente como un electrón receptor en su oxidación anaeróbica de compuestos orgánicos y como consecuencia se produce y se acumula una gran cantidad de sulfuro en su hábitat natural, lo que permite la formación de incrustaciones en el pozo que restringe el flujo de crudo hacia la superficie.

En el campo Casabe se han venido presentando problemas relacionados con la aparición de las bacterias sulfo-reductoras BSR y por ende la producción y proliferación del H<sub>2</sub>S, actualmente se encuentran alrededor de 80 pozos con concentraciones elevadas de H<sub>2</sub>S que pueden llegar a valores hasta de las 200 ppm, lo que genera una alerta roja en la problemática y pone en marcha la

investigación para la solución del problema, ya que esto representa fallas por corrosión acida y pérdidas de producción por paradas inesperadas de pozos productores (Producción diferida) además de los daños en la formación por depósitos de compuestos sulfurados, lo que representa altos costos de mantenimientos no esperados y pérdida de barriles para la venta.

Esto sin contar con los problemas que ocasiona debido a las afectaciones a la salud sufridas por las comunidades y hasta por los mismos trabajadores de las empresas operadoras petroleras ya que están altamente expuestos y pueden traer afectaciones severas a la salud. Según la normatividad ambiental vigente el parámetro de cumplimiento a nivel nacional es de 1 ppm de H<sub>2</sub>S y el no cumplimiento de esta directriz acarrea penalidades económicas severas y hasta el cierre permanente del campo petrolero que no cumpla con la directriz establecida.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1 OBJETIVO GENERAL**

Presentar una propuesta técnico - económica para la estimulación química matricial e inhibición de H<sub>2</sub>S en el campo Casabe, fundamentado en un estudio de antecedentes y diagnóstico del problema

### **2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Describir los problemas que generan la producción de H<sub>2</sub>S en el campo Casabe.
- Diagnosticar la situación actual de la producción de H<sub>2</sub>S del campo Casabe.
- Realizar análisis fisicoquímicos in situ (determinación de actividad microbiológica de Bacterias Sulfatoredutoras BSR) que permitan confirmar la hipótesis del problema.
- Seleccionar un pozo de estudio y los productos químicos necesarios para la estimulación matricial.
- Proponer un procedimiento para la estimulación matricial de pozos con producción de H<sub>2</sub>S.
- Proponer un mecanismo de inhibición y control de H<sub>2</sub>S para pozos estimulados y con presencia de H<sub>2</sub>S

- Evaluar técnica y económicamente la estimulación química matricial y el retorno de la inversión.

### 3. MARCO TEORICO

#### 3.1 GENERALIDADES DEL H<sub>2</sub>S

Formula química: H<sub>2</sub>S

Composición: H: 5.92 % y S: 94.09 %

Peso Molecular: 34.08 g/mol

TLV – TWA: 10 ppm (OSHA) - día laboral de 8 horas (concentración media ponderada en el tiempo, para una jornada laboral normal de trabajo de 8 horas y una semana laboral de 40 horas, a la que pueden estar expuestos casi todos los trabajadores repetidamente día tras día, sin efectos adversos)

STEL: 15 ppm (OSHA) – 14 min de exposición

PEAK: 50 ppm por 10 min máximo (OSHA)

IDLH: 300 ppm (Inmediatamente dañino para la salud)

LC50: 444ppm (50% de muertes en ratas)

LEL: 4.3% (Límite inferior de explosividad)

UEL: 45% (Límite superior de explosividad)

Densidad de vapor: 1.2

Alta solubilidad en agua (Chorros de neblina ayudan a bajar concentraciones en aire)

Incompatibilidad con materiales combustibles, metales, oxidantes, bases, halogenados

#### 3.2 DEFINICIÓN

Denominado ácido sulfhídrico en disolución acuosa (H<sub>2</sub>Saq), es un hidrácido de fórmula H<sub>2</sub>S. Este gas, más pesado que el aire, es inflamable, incoloro, tóxico, odorífero: su olor es el de materia orgánica en descomposición, como de huevos

podridos, perceptible a concentraciones de 0.002 mg/l. Sin embargo, en concentraciones mayores de 500 ppm afecta la capacidad de percepción del nervio olfativo y con ello, impide su detección a través de este sentido, haciéndolo más peligroso. Se encuentra en los gases provenientes de volcanes, manantiales sulfurosos y agua estancada.

El ácido sulfhídrico se encuentra naturalmente en petróleo «crudo» (no procesado), gas natural, gases volcánicos y manantiales de aguas termales. También puede existir en aguas pantanosas, lagunas o aguas estancadas, desagües, estanques de harina o de aceite de pescado, barcos pesqueros y alcantarillados.

Han ocurrido muertes en lagos o lagunas estancadas cuando el ácido sulfhídrico borbota desde las profundidades y alcanza a personas en la superficie. Como este ácido es más denso que el aire se generan fraccionamientos por diferencias de densidad. Generalmente es por descomposición anaerobia de restos orgánicos.

También puede ocurrir por degradación bacteriana de materia orgánica en condiciones anaeróbicas. Así mismo se genera en refinerías de petróleo.

El ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) es un gas inflamable, incoloro, de olor característico a huevos podridos, perceptible en contenidos muy bajos. Este olor proviene de  $H_2S$  generado por descomposición bacteriana de proteínas que contienen azufre.<sup>3</sup> Se lo conoce comúnmente como ácido hidrosulfúrico o gas de alcantarilla.

Es uno de los compuestos destacados como causantes de molestias por malos olores. Por esto se han desarrollado diversos procesos de desodorización que lo eliminan de corrientes contaminadas. Ejemplos: los tratamientos de gas con aminas en la industria y la utilización de nitrato cálcico en aguas residuales.

El ácido sulfhídrico es extremadamente nocivo para la salud. Bastan 20-50 partes por millón (ppm) en el aire para causar un malestar agudo que conlleva a la asfixia y a muerte por sobreexposición. Por su grado de toxicidad se le localiza directamente debajo del ácido cianhídrico (HCN). Es habitual que obreros del sector portuario sean afectados con resultados fatales cuando entran en bodegas que han transportado productos derivados de la pesca. En este caso el ácido sulfhídrico proviene de proteínas sulfuradas que se degradan y liberan el ácido mencionado.

### **3.3 TOXICIDAD**

La toxicidad del ácido sulfhídrico es menor que la del ácido cianhídrico, razón por la cual a pesar de existencia más masificada de aquel compuesto, causa relativamente pocos fallecimientos. Sin embargo, a partir de 50 ppm, en las células receptoras del olfato provoca un efecto narcotizante, y las personas afectadas ya no perciben el hedor.

Después de 100 ppm puede ocurrir la muerte. Como la densidad del sulfhídrico es mayor que la del aire, suele acumularse en lugares bajos: pozos, etcétera, donde puede causar víctimas. A menudo suceden varios siniestros consecutivos: una primera persona cae inconsciente (luego víctima), después resultan afectados también todos los demás que, sin el equipo de protección necesario, acuden a su rescate.

El sulfhídrico parece actuar sobre todo en los centros metálicos de las enzimas: las bloquea y de este modo impide su funcionamiento. Para tratamiento se recomienda llevar al afectado lo más rápidamente posible al aire fresco y aplicar oxígeno puro.

Además el ion sulfuro ( $S=$ , o  $S-2$ ) se combina con la hemoglobina del mismo modo que el oxígeno, y acelera la asfixia del organismo.

La exposición a niveles bajos de ácido sulfhídrico puede producir irritación de ojos, nariz o garganta. También es factible que provoque dificultades respiratorias a personas asmáticas. Exposiciones breves a contenidos altos (mayores de 500 ppm) de ácido sulfhídrico pueden causar pérdida del conocimiento y posiblemente la muerte.

En la mayoría de los casos quienes pierden el conocimiento parecen recuperarse sin padecer otros efectos. Sin embargo algunas personas parecen sufrir efectos permanentes o a largo plazo, tales como dolor de cabeza, escasa capacidad de concentración, mala memoria y mala función motora.

No se han detectado efectos a la salud en personas expuestas al ácido sulfhídrico en los contenidos comúnmente existentes en el ambiente (0.00011-0.00033 ppm). Los científicos no tienen información por la cual se demuestren fallecimientos de personas intoxicadas por ingerir ácido sulfhídrico. Cerdos que ingirieron alimentos que contenían  $H_2S$  sufrieron diarrea durante varios días y perdieron peso aun después de 105 días.

Los científicos poseen poca información acerca de qué sucede cuando la piel de una persona se expone al ácido sulfhídrico. Sin embargo se sabe que es necesario ser precavidos con el ácido sulfhídrico líquido comprimido, ya que puede causar quemaduras de la piel por congelación.

A pesar de la alta toxicidad del gas sulfhídrico en los mamíferos, muchos microorganismos toleran elevados contenidos de este gas, o incluso se alimentan de él. Hay teorías en las que se relaciona la metabolización del gas sulfhídrico -

como existe por ejemplo cerca de fuentes volcánicas subacuáticas- con el desarrollo de la vida en la Tierra.

En el año 2012 se supo de al menos dos casos en los que varias personas parecen haberse intoxicado con ácido sulfhídrico. En uno de ambos casos los resultados fueron fatales.

### **3.4 IMPACTOS DEL H<sub>2</sub>S EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO – UPSTREAM**

Los principales impactos que tiene el H<sub>2</sub>S en la industria del petróleo y en especial en los yacimientos productores de petróleo crudo UPSTREAM a nivel mundial, son:

- Seguridad industrial y salud ocupacional
- Integridad de activos asociado a la corrosión acida
- Formación de subproductos derivados de la corrosión
- Daños a la formación

Para efectos de esta monografía nos centraremos en los impactos relacionados con la integridad de los activos como lo son pozos productores, líneas de flujo y equipos de tratamiento, además de los danos a la formación que impactan significativamente la producción de petróleo.

La integridad de los equipos en la Industria Petrolera, es de gran importancia por razones de seguridad, cumplimiento con regulaciones ambientales, reducción de costos de mantenimiento, prevención y disminución de paradas inesperadas de activos que impacten significativamente en la producción del yacimiento.

Es de vital importancia el conocimiento de los mecanismos de daños más comunes en los pozos de petróleo para poder predecir o estimar los defectos y fallas catastróficas que pueden ocurrir en este tipo de sistemas.

La corrosión es un problema costoso en la industria del petróleo, lo cual requiere unas consideraciones especiales en el diseño de los equipos de producción.

El impacto de las BSR y la generación de H<sub>2</sub>S por microorganismos es la generación del agriamiento del fluido generando un ambiente ácido.

**3.4.1 Ambientes Ácidos.** Según la norma para presión parcial del H<sub>2</sub>S mayor que 0.05 psia (0.34 Kpa) en la fase gaseosa, puede producirse agrietamiento bajo esfuerzo (Stress Cracking) en aceros y aleaciones de bajo carbono.

Al igual que la presencia de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S determina el tipo de ambiente del pozo, el Oxígeno y las bacterias sulfato reductoras, contribuyen al incremento de la velocidad de corrosión.

**3.4.2 Otros factores que afectan la velocidad de corrosión en ambientes ácidos.**

1. La presión
2. La temperatura
3. La variación del porcentaje de las fases

**3.4.2.1 La presión.** Con el aumento de la presión, se incrementa la solubilidad de los gases corrosivos en la fase acuosa y con ello la velocidad de corrosión.

**3.4.2.2 La temperatura.** El aumento de la temperatura, puede influir en la precipitación de depósitos de carbonato de hierro como la siderita (FeCO<sub>3</sub>), que

en algún momento y dependiendo de sus propiedades físicas puede detener la velocidad de corrosión; sin embargo, si no hay tendencia a la formación de siderita, un incremento en la temperatura puede acelerar la velocidad de corrosión.

**3.4.2.3 La variación en el porcentaje de las fases.** El porcentaje de las fases es muy importante desde el punto de vista de la mojabilidad en la pared de la tubería de producción del pozo. Altos porcentajes de agua humedecen preferencialmente la superficie del metal y favorecen la corrosión, para los pozos con un corte de agua bajo (<50%) la vida de la tubería de producción es aproximadamente de 5 años, pero una vez el corte de agua aumenta, la vida de la tubería disminuye drásticamente y llega hasta seis meses aproximadamente para pozos con corte de agua por encima de 90%. Según la velocidad de corrosión aumenta con el incremento del contenido de iones cloruros en un rango de 10000 a 100000 ppm.

La magnitud de este efecto aumenta con temperaturas por encima de 60° C (150° F), esto se debe a que la temperatura ayuda a que los iones cloruros en solución penetren en la película de corrosión que se presenta en la superficie del metal, lo cual puede producir una desestabilización de la película y a su vez, conllevar a un aumento de corrosión.

Existen varios tipos de corrosión en pozos de petróleo, La corrosión electroquímica y galvánica, agrietamiento bajo esfuerzo inducido por azufre (SSC) y la fragilización por hidrogeno. Estos problemas se presentan en recobro mejorado por la presencia de fluidos corrosivos, elevadas temperaturas y altos esfuerzos. La falla por fragilización y la corrosión por pérdida de material son los dos principales problemas de la corrosión; la primera, suele ser más grave porque ocurre sin aviso y es asociada con altas presiones, altos esfuerzos, y ambientes ácidos; y la última, sin embargo, puede ser monitoreada con cupones y registros de inspección; además suele ser controlada con inhibidores y el material corroído

puede reemplazarse durante un servicio planificado, lo cual suele ser menos costoso que una parada de emergencia.

La mayoría de los procesos de recobro mejorado son candidatos para generar H<sub>2</sub>S, por introducción de bacterias sulfato reductoras, calor o como producto de una reacción química "In situ". Por esta razón, los ingenieros de producción deben diseñar completamientos con los que se intente eliminar la fragilización.

**3.4.3 Corrosión por H<sub>2</sub>S (AGRIA).** Por corrosión agria se entiende a una serie de mecanismos definidos por la formación de alguna forma de sulfuro de hierro (FeS). La Pirita es una solución ordenada (FeS + S) que se encuentra solo cuando está presente Azufre elemental. La Pirrotita es una forma no estequiométrica del FeS simbolizada como Fe<sub>1-x</sub>S y la Mackinawita es una forma semiestable del FeS que es la más frecuente en medios con baja concentración de H<sub>2</sub>S (ligeramente agrio).

Los productos de la corrosión por H<sub>2</sub>S son de diferente densidad e influyen mucho la intensidad del proceso corrosivo. Los compuestos de la película protectora son bastante friables (según la temperatura) y pueden romperse con facilidad.

Las bacterias son consideradas la primera fuente generadora de H<sub>2</sub>S en los campos productores de hidrocarburo, las bacterias que causan problemas más serios son las bacterias reductoras de sulfatos o Bacterias sulfato reductoras (BSR).

Estas reducen los iones de sulfatos y sulfitos presentes en muchas aguas de campos petroleros a iones de sulfuros, y liberan el H<sub>2</sub>S como subproducto. En donde se pueden presentar cuatro problemas:

1. Las bacterias pueden participar directamente en el proceso de corrosión, causando picadura severa en la tubería de acero
2. La generación de H<sub>2</sub>S puede aumentar mucho la corrosividad del agua. Hay también varios casos en que yacimientos enteros dulces se han vuelto sulfurosos agrios, resultando en problemas serios. El mecanismo agriante no es bien entendido, pero las bacterias reductoras de sulfatos son la causa más común
3. El H<sub>2</sub>S libre puede conducir a la rajadura y empolladura sulfurosa de los aceros
4. La corrosión agria resulta en sulfuro ferroso – un polvillo negro que es un agente excelente de daño de yacimientos.

Se conocen dos familias principales de BSR:

**Figura 1. Familias principales de BSR. Fuente: Integridad Nalco Company.**

<u>Género</u>	<u>Especie</u>	<u>Forma</u>
Desulphavibrio	Africans	Bastón sigmoideo
	Desulphuricans	Vibrión
	Salexigens	Vibrión
	Vulgaris	Vibrión
Desulphotomaculum	Nigrificans	Bastón
	Orientis	Bastón curvado

Fuente: El autor

Las BSR requieren nutrientes para crecer. Entre los nutrientes primarios se hallan el carbono, el nitrógeno y el fósforo (Generalmente hallado en alcoholes, ácidos orgánicos, inhibidores de incrustación), el hierro disuelto y los iones de sulfato o sulfitos.

Otras bacterias que causan problemas serios son las bacterias del hierro y formadoras de lama. Las bacterias del hierro depositan una lámina de hidróxido férrico alrededor suyo a medida que crecen, causando corrosión y daño, Cantidades grandes pueden producir hidróxido férrico suficiente para causar daño severo al yacimiento. Las formadoras de lama generan masas de lama densa sobre superficies sólidas y causan corrosión y danos similares a las bacterias del hierro.

El monitoreo de un sistema de agua involucra el muestreo, cultivo (Crecimiento) de las bacterias para determinar el número presente y para identificar las especies, para que se pueda seleccionar un biocida eficaz. El API RP 38 describe un método para examinar las aguas de inyección, y es usado por muchos laboratorios.

Las BSR son controladas mediante tratamientos químicos bactericidas que son capaces de matar a las bacterias (Bactericidas) o que son capaces de retardar su crecimiento (Bacteriostatos). También se obtienen productos químicos de alcance más amplio como biocidas que matan toda forma de vida, y los bioestatos que retrasan toda forma de vida.

El biocida inorgánico más común es el cloro agregado al agua. Los bactericidas orgánicos son las aminas, fenoles clorados, aldehídos y los compuestos de amonio cuaternario. Se recomienda la evaluación de los distintos productos químicos con el fin de determinar su eficiencia de aniquilación como primera medida. En la selección de los productos químicos debe considerarse si matar o

controlar, para las BSR o productoras de sulfatos se requiere una matanza total y se recomienda un bactericida, mientras que un control (Bacteriostato) en muchos casos es insuficiente. Adicionalmente, muchas bacterias desarrollan una resistencia contra productos químicos particulares con el transcurso del tiempo. El uso de los bactericidas en forma alternada generalmente resuelve este problema, por esta razón la mejor recomendación para un buen control microbiológico de este tipo de microorganismos en las aguas de producción de un yacimiento petrolero es alternar la aplicación de productos químicos Bactericidas y Bacteriostatos en concentraciones considerables, pero es prudente hacer evaluaciones de laboratorio periódicos.

Otro factor a tener en cuenta es asegurar que el producto usado sea compatible con el agua, algunos pueden causar precipitaciones que son un problema tan serio como las bacterias. También controle la compatibilidad con otros productos químicos tales como secuestrantes de oxígeno o inhibidores de corrosión e incrustación.

La aplicación de estos productos químicos puede ser continuo por inyección a una concentración más elevada inicialmente si es que se ha permitido el desarrollo de un problema, y reduciendo luego a medida que desaparezca o se deben realizar bacheos periódicos para controlar el problema. En el proceso por bacheos se bombea periódicamente un bache de alta concentración a través del sistema con el propósito de producir una aniquilación total. Los bactericidas orgánicos tradicionales son empleados de la siguiente manera:

1. Realice una limpieza previa a fondo de las líneas de inyección y tuberías.
2. Garantice que el sistema esté libre de lodo, lama, o depósitos inorgánicos y/o orgánicos incluyendo tanques, recipientes, filtros.

3. Tenga en cuenta las zonas de estancamiento o baja velocidad.
4. Esterilice el sistema use un bache de alta concentración de bactericida con suficiente tiempo de residencia para asegurar una aniquilación completa.

Luego de ser aplicado el producto químico será necesario un monitoreo continuo y estricto para determinar si el tratamiento elegido ha sido exitoso.

### **3.5 DAÑOS DE FORMACIÓN POR COMPUESTOS SULFURADOS**

Varios tipos de daño pueden ser identificados en distintos lugares de un pozo de producción como puede ser el pozo mismo, el equipo de producción, la formación etc.

Para el diseño correcto para la producción del pozo es necesario determinar no solo la naturaleza del daño sino también el conocimiento del lugar del pozo donde está el daño que más afecta a la producción.

La caída de producción puede ser causada por diversos materiales: partículas migrando a través de los poros o precipitados producidos por cambios físicos o químicos en el estado inicial del reservorio.

Si bien hay daños que son remediables pero las operaciones de reparación de daños son costosas en muchos casos y no siempre solucionan el problema completamente.

En un pozo de producción es conveniente dividir al sistema en componentes o porciones, con el objeto de asegurarse de que ninguna parte de dicho sistema esté produciendo con una caída de presión mayor a la que corresponde.

Al igual que los hidrocarburos parafínicos, los compuestos del azufre acompañan a los hidrocarburos desde su generación hasta las últimas etapas de su comercialización como crudos o sus productos refinados (combustibles) o bien como gas natural o sus fracciones líquidas.

Sin embargo, existe una diferencia importante entre las parafinas (PARA = poca, FINA = afinidad a reaccionar), las cuales no se transforman químicamente en su recorrido y los compuestos de azufre que nacen, mueren y se transforman en su recorrido.

Veamos algunos ejemplos de esto:

- **Azufre (S) y ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S)** se consumen durante la corrosión de las instalaciones de fondo y superficie con formación de depósitos de sulfuros.
- **H<sub>2</sub>S reacciona con el mercurio (Hg.)** provenientes ambos del reservorio para formar cinabrio (HgS).
- **H<sub>2</sub>S + CO<sub>2</sub>**. En procesos con tamiz molecular o simplemente en presencia de agua el H<sub>2</sub>S reacciona con dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) para formar sulfuro de carbonilo (SCO).
- El sulfuro de cobre (reacción H<sub>2</sub>S y cobre) reacciona con mercaptanos (RSH) disueltos en los hidrocarburos produciendo mercaptida cuprosa (RSCu) y disulfuros.

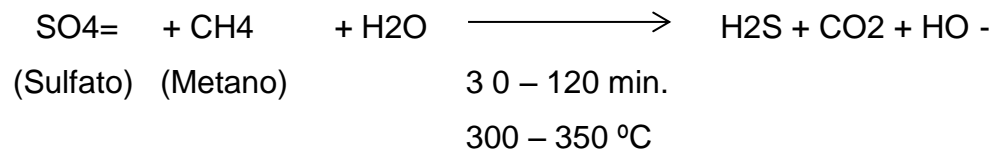
**3.5.1 Agriamiento de los fluidos de reservorio.** El agriamiento (souring) es el mecanismo por el cual los compuestos de azufre (en particular el H<sub>2</sub>S y sus productos de reacción) ingresan a los fluidos de reservorio y egresan del mismo

con la explotación de los fluidos. Revisaremos los mecanismos propuestos de agriamiento de reservorios de petróleo.

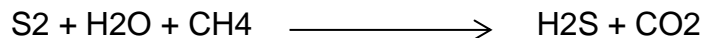
**3.5.2 Reducción microbiológica de sulfatos.** las bacterias anaeróbicas (SRB) reducen sulfatos a H<sub>2</sub>S cuando crecen en varios sustratos que contienen oxígeno tales como ácidos orgánicos de cadena corta, fenoles y benzoatos usualmente presentes en aguas de formación junto con los sulfatos.

**3.5.3 Reducción termoquímica de sulfatos a azufre por parte de los hidrocarburos.** Este es el mecanismo más probable en yacimientos agrios (zona de Malargüe).

La reacción representativa sin balancear es:



O bien, a partir de la anhidrita, la reacción puede representarse:



Este tipo de daño es generado debido la presencia de H<sub>2</sub>S en los fluidos del pozo, atacando las superficies metálicas del completamiento del pozo y de las líneas de flujo generando un pseudo scale subproducto de la corrosión, el más común en la industria del upstream es el denominado Sulfuro de Hierro (FeS) el cual se deposita en el well bore taponando las perforaciones de la cara de la formación

ocasionando obstrucciones y taponamientos para la producción del pozo, lo que conlleva pérdidas de producción y declinación acelerada del potencial del pozo.

**3.5.4 Daño de formación por Bacterias.** 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 inyección 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 de inyección el mismo es capaz de funcionar como hábitat de crecimiento natural de bacterias.

Las Causas de la adherencia bacteriana a las Superficies o Sesilidad son:

La adherencia o sorción de las bacterias a las superficies fue descrita como una sucesión de fenómenos de naturaleza coloidal y biológica que puede resumirse en dos etapas:

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

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. La población de bacterias en un biofilm puede ser más de 1.000.000 de veces la población de 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 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:**

**Crecimiento Celular +  $\square$  Crecimiento Biomasa + Adherencia al Medio =  $\square$  Menor Inyectividad**

Es obvio que el proceso microbiológico que contribuye a la pérdida de inyección varía de un pozo a otro dependiendo del reservorio y la calidad del agua (disponibilidad de nutrientes).

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 “crece” dentro del reservorio tal como sucede con el daño de formación por Bacterias.

Las bacterias aisladas tienen tamaños que varían entre 0,5 y 1 micrón de diámetro por 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  $5 \times 10^7$  células por  $\text{cm}^2$ .

La preocupación de la industria por el daño de formación por Bacterias 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 mismas época, la microbiología hacia sus primeros descubrimientos sobre las cuestiones que estamos considerando.

Otros estudios en 1964 se basaron en inyectar bacterias vivas y muertas en testigos de permeabilidades y radios porales variables, de lo cual 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.

Otros estudios que se han realizado en la industria asimilaron el potencial de daño de formación por Bacterias al que producen los sólidos en suspensión por un mecanismo de filtración de lecho profundo (tamizado dominante). Aun cuando este fenómeno se observó tanto con bacterias muertas como vivas, en estas últimas se observó por microscopia electrónica de barrido (SEM) que los pozos resultaron taponados por bacterias recubiertas de polisacáridos.

El primer trabajo de daño de formación por Bacterias causado por BSR es reciente (1991), BSR aisladas y enriquecidas se inyectaron en testigos el Mar del Norte bajo condiciones de reservorio. 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.

También se 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 daño de formación por Bacterias la biomasa suele constituir casi el 60 % de todo el material.

En otras evaluaciones se examinaron diferentes aguas de inyección encontrando que cerca de 14 gr. de material celular pueden ser transportados por cada m<sup>3</sup> de agua. Los materiales taponantes vinculados al Daño de formación por Bacterias usualmente están constituidos por 50 % de material inorgánico: sulfuros, carbonatos, óxidos y otro 50 % de material celular.

**3.5.5 Prevención De Daños.** La prevención de daños apunta a que todas las operaciones realizadas se hagan provocando el mínimo daño o la mínima contaminación posible, evitando que la producción se vea afectada.

Si bien muchos daños son remediables, las operaciones de reparación de daños son costosas en muchos casos y no siempre solucionan el problema completamente.<sup>1</sup>

### 3.6 ESTIMULACIONES QUÍMICAS MATRICIALES EN POZOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO

Las estimulaciones de pozos pueden dividirse en dos como lo muestra la siguiente figura siendo la estimulación matricial la más común y menos costosa después de que el pozo este en producción. Esta se puede subdividir como se muestra en la figura.

**Figura 2. Clasificación de las estimulaciones de pozos. Fuente: Grupo de Estimulación Nalco Company.**



Fuente: El autor

<sup>1</sup> Grupo de integridad y Marketing Nalco Company

La estimulación matricial es caracterizada por caudales y presiones de inyección inferiores a la presión de fractura, esto permitirá una penetración del fluido a la matriz, en forma radial circular, con un consecuente mejor contacto de la zona dañada cercana a la pared del pozo con el fluido de estimulación.

El objetivo principal de la estimulación matricial es remover la condición de daño en la formación antes de que el pozo produzca a su potencial natural, el éxito de la estimulación matricial depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento.

Dependiendo de la interacción entre las soluciones de estimulación y el tipo de daño presente en la roca, la estimulación matricial se divide en dos grandes grupos: estimulación matricial no reactiva y estimulación matricial reactiva.

La estimulación matricial es de las técnicas más antiguas utilizadas en procesos de estimulación de pozos. A continuación se muestra una tabla histórica de los casos más representativos en la industria.

**Figura 3. Acontecimientos Históricos en estimulación de pozos.**

Año	Acontecimiento
1894	Se usa ácido para estimular la producción de petróleo en formaciones de calizas en Lima, Ohio.
1896	Se otorga a Herman Frasch la primera patente relativa al tratamiento de pozos con ácidos.
1928	Se usa ácido en Glen Pool, Oklahoma.
1929	Una filial de la Gulf Oil Corporation inyecta ácido clorhídrico no inhibido bajo presión en un pozo en el Condado Lee, Kentucky.
1930	Se detienen las experiencias de acidificación.
1932	Las compañías Dow Chemical y Pure Oil usan un tratamiento con ácido Clorhídrico al 15% y arsénico como inhibidor en un pozo del grupo Greendale en el Condado de Midland, Michigan.
1932	Se otorgan patentes a Grebe y Sanford de la compañía Dow Chemical para el tratamiento de pozos petroleros con químicos que contienen inhibidores de corrosión.
1932	Se otorga a R. H. Carr de la compañía Pure Oil una patente sobre la técnica para tratar un pozo petrolero químicamente mediante el método de la columna de fluidos balanceados.
1932	Carey K. West funda la Chemical Process Company, precursora de Byron Jackson, Inc. (actual BJ Services).
1933	J.R. Wilson con la compañía Standard Oil registran una patente sobre una técnica para tratar formaciones de areniscas con ácido fluorhídrico.
1935	La compañía Halliburton Oil Well comienza a acidificar pozos petroleros.
1940	Dowell comienza a usar mezclas de ácido clorhídrico y fluorhídrico comercialmente por primera vez.

Fuente: Sergio Ciguela, José Betancourt, Manual Diseño de Estimulaciones Petro energy, julio 2004, 222 – 224.

**3.6.1 Estimulación matricial reactiva.** El objetivo es remover el daño ocasionado en las perforaciones y en la vecindad del pozo y eliminar obstrucciones en el mismo. En la estimulación matricial reactiva las soluciones de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales extraños que dañan la formación y disuelven los propios sólidos de la roca. Ésta estimulación se emplea para remover algunos tipos de daño como los daños ocasionados por partículas sólidas (arcillas), precipitaciones inorgánicas, etc.

En formaciones de alta productividad, la estimulación matricial reactiva se utiliza no solo para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo, a través del mejoramiento de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo disolviendo parte de los sólidos de la roca.

Este tipo de estimulación tiene resultados satisfactorios y aún sorprendentes, cuando la formación se encuentra dañada. En el caso que no hubiese daño, solo pequeños incrementos en la productividad del pozo podrán esperarse.

**3.6.2 Estimulación matricial no reactiva.** “Los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los minerales o sólidos de la roca”

Tiene como objetivo restaurar la productividad de pozos a través de la inyección de productos químicos a caudales y presiones por debajo de los límites de fractura de la formación, a fin de remover daños por bloqueos de fluidos o depósitos, como se especifica en la siguiente tabla:

**Tabla 1. Tipos de bloqueos y daños.**

<b>Daños por bloqueos de:</b>	<b>Daños por:</b>
✓ <b>Agua</b>	✓ <b>Perdida de Lodo</b>
✓ <b>Aceite</b>	✓ <b>Depósitos Orgánicos</b>
✓ <b>Emulsión</b>	

Fuente: El autor

Los fluidos más empleados para la remoción de daños son soluciones de tipo:

- Oleosas o acuosas
- Alcoholes
- Solventes mutuos
- Aditivos
- Surfactantes
- O la mezcla de las anteriores

Para el caso de esta monografía se empleara un diseño mezclando fluidos y aditivos como, solventes mutuales, surfactantes, soluciones oleosas y acuosas.<sup>2</sup>

### **3.7 CASOS DE ÉXITO EN LAS ESTIMULACIONES MATRICIALES DE POZOS CON PRESENCIA DE H<sub>2</sub>S EN COLOMBIA**

En Colombia se han realizado algunas aplicaciones con el fin de controlar la presencia del H<sub>2</sub>S y sus subproductos en especial el Sulfuro de Hierro (FeS), con el fin de remediar el daño generado por el taponamientos de la cara de la formación por este tipo de depósitos. Algunos de los casos más representativos se

---

<sup>2</sup> CIGUELA, Sergio, BETANCOURT, Jose. Manual Diseño de Estimulaciones Petro energy, julio 2004, 222 – 224.

han presentado en algunos campos del departamento del Huila en donde la proliferación de este gas y sus subproductos han sido bastante representativos a través de los años debido a la alta presencia de BSR en el fluidos en el orden de  $10^5$  y  $10^6$  presentes en las calidades del agua inyectada para el recobro secundario. Esta problemática ha ido migrando a través de los años a todos los campos que cuentan con inyección de agua para el recobro secundario y se hace cada día más común en los campos petroleros del país.

Unas de las estrategias químicas más comunes para controlar y mitigar esta problemática es la de inyectar secuestrantes de H<sub>2</sub>S en fondo de pozo y en las líneas de flujo, con el fin de disminuir la cantidad de H<sub>2</sub>S presente en los fluidos producidos. Otras de las aplicaciones químicas más comunes son las de inyectar biocidas para controlar la proliferación de las BSR, dando como resultada una disminución del H<sub>2</sub>S en el sistema, esta última aplicación no siempre es eficiente debido a la alta adaptabilidad con la que cuentan las BSR.

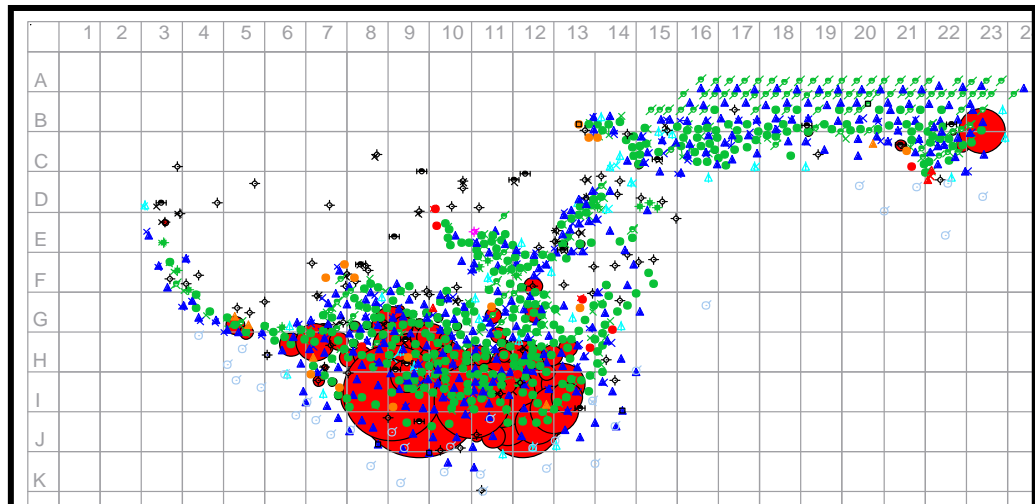
En los campos productores de hidrocarburos se realizan mapeos de formación y proliferación del H<sub>2</sub>S con el fin de conocer y controlar las zonas en donde se presenta y hacia donde el gas migra en el yacimiento ya que a mayor cantidad de este gas mayor será el impacto en los pozos productores del campo, representado en pérdidas de producción por taponamientos en el wellbore y fallas significativas en la integridad del completamiento de los pozos productores.

En las gráficas presentadas a continuación se muestra un ejemplo del mapeo de H<sub>2</sub>S en un campo petrolero típico de estudio.

Este ejemplo en particular se tomó del Campo El Trapial de Chevron – Argentina, en color rojo se evidencia la presencia de H<sub>2</sub>S a lo largo del yacimiento. Los puntos azules corresponden a pozos inyectores y los puntos verdes corresponden a pozos productores. En las siguientes figuras se muestra la evolución del H<sub>2</sub>S a

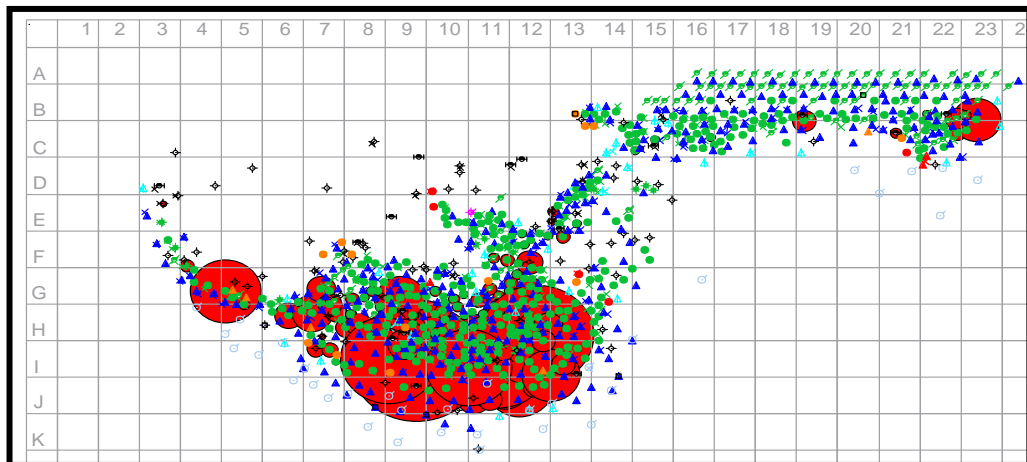


**Figura 6. Proliferación del H2S campo el Trapial Argentina año 2002.**  
**Mapeo de H2S año 2002.**



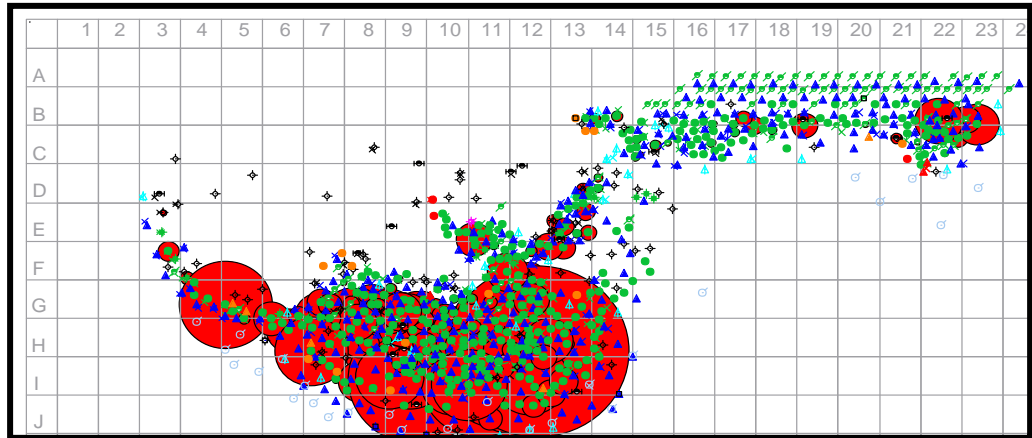
Fuente: El autor

**Figura 7. Proliferación de H2S campo el Trapial Argentina año 2003.**  
**Mapeo de H2S año 2003.**



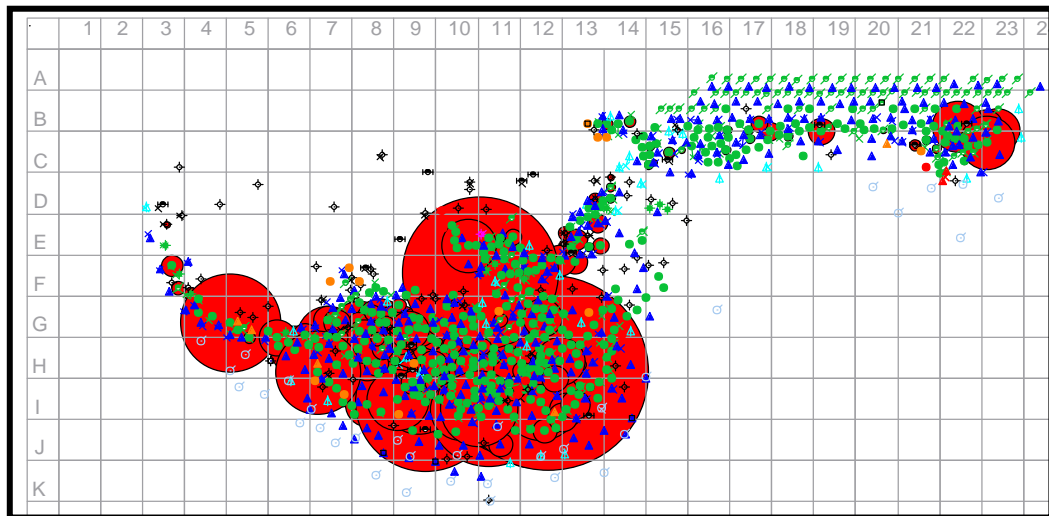
Fuente: El autor

**Figura 8. Proliferación de H2S campo el Trapial Argentina año 2004.**  
**Mapeo de H2S año 2004.**



Fuente: El autor

**Figura 9. Proliferación de H2S campo el Trapial Argentina año 2005.**  
**Mapeo de H2S año 2005.**



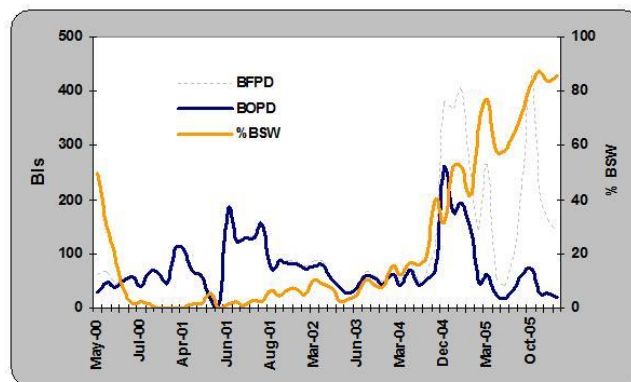
Fuente: El autor

A continuación se expondrá un caso histórico realizado en el campo Yaguara de la compañía Operadora Petrobras en el departamento del Huila en el año 2008, estimulación realizada por la empresa de Tratamiento Químico Nalco de Colombia Ltda. con el objetivo de remover el daño por sulfuros del pozo Mangos 73 y recuperar el potencial de producción del pozo, además de mitigar los problemas de integridad y actividad microbiológica del mismo.

El pozo Mangos 73 produjo en sus inicios (mayo de 2000) alrededor de 30 BOPD (50% agua), alcanzando un tope máximo de 182 BOPD (2% agua), con un sistema de levantamiento neumático. A finales de 2004 se cambió el sistema a PCP, alcanzando una producción máxima de 295 (25% agua). A partir de ese momento manifestó un fuerte incremento en el contenido de agua y disminución de producción de aceite hasta llegar a 21 BOPD (85 % agua) en la última prueba de producción realizada el 21 de enero de 2006 (ver figura 1).

Adicionalmente, durante los trabajos de Work –Over se ha manifestado corrosión en la tubería. Se considera que esta corrosión se debe a la presencia simultánea de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en los fluidos de producción y adicionalmente ocurre bajo depósitos de sulfuro de hierro.

**Figura 10. Comportamiento de producción del pozo Mangos 73.**



Fuente: El Autor

El tratamiento consistió en la aplicación de un preflujo orgánico, un espaciador base agua, el tratamiento principal, postflujo base biocida cuaternario a una concentración de 100 gpt y fluido de desplazamiento. El volumen de tratamiento principal se calculó para un radio de penetración de 1.5 ft.

Durante el retorno del tratamiento se realizó el monitoreo del %BS&W, pH, hierro, residual del componente activo del producto químico, contenido de H<sub>2</sub>S y recuento de BSR. La medición de la salinidad presentó interferencia con los productos aplicados. En la tabla 1 y en las figuras 3 y 4 aparecen los resultados de dicho seguimiento. El recuento de BSR no ha mostrado respuesta positiva, luego de 10 días de la primera inoculación.

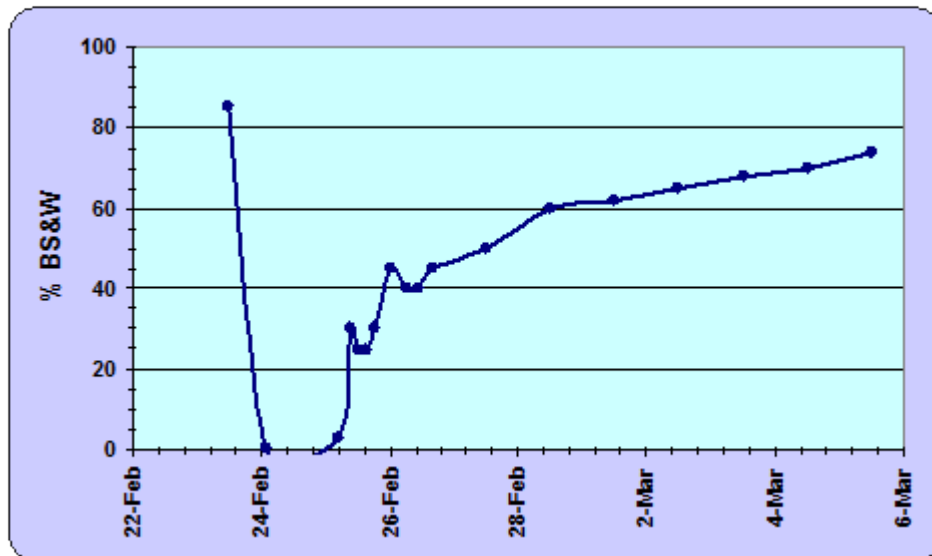
**Tabla 2. Resultados del monitoreo de retorno de tratamiento.**

Fecha	%BS&W	pH	H <sub>2</sub> S ppm	Fe ppm	Residual ppm
2/23/06 12:00	85	7	5	0.2	0
2/24/06 2:00	0.4	7	0	600	16000
2/25/06 5:00	3	7	0	540	21000
2/25/06 9:00	30	7	0	450	21000
2/25/06 12:00	25	7	0	455	21000
2/25/06 15:00	25	7	0	215	25000
2/25/06 18:00	30	7	0	210	37000
2/26/06 0:00	45	7	0	240	55000
2/26/06 6:00	40	6	0	240	45000
2/26/06 11:00	40	6	0	180	34000
2/26/06 16:00	45	7	0	100	28000
2/27/06 12:00	50	7	0	40	7000
2/28/06 12:00	60	7	0	15	3000
3/1/06 12:00	62	7	0	12	1000

3/2/06 12:00	65	7	0	6	720
3/3/06 12:00	68	7	0	2	540
3/4/06 12:00	70	7	0	0.5	410
3/6/06 12:00	74	7	0	0.5	280
3/7/06 12:00	73	7	0	0.4	250

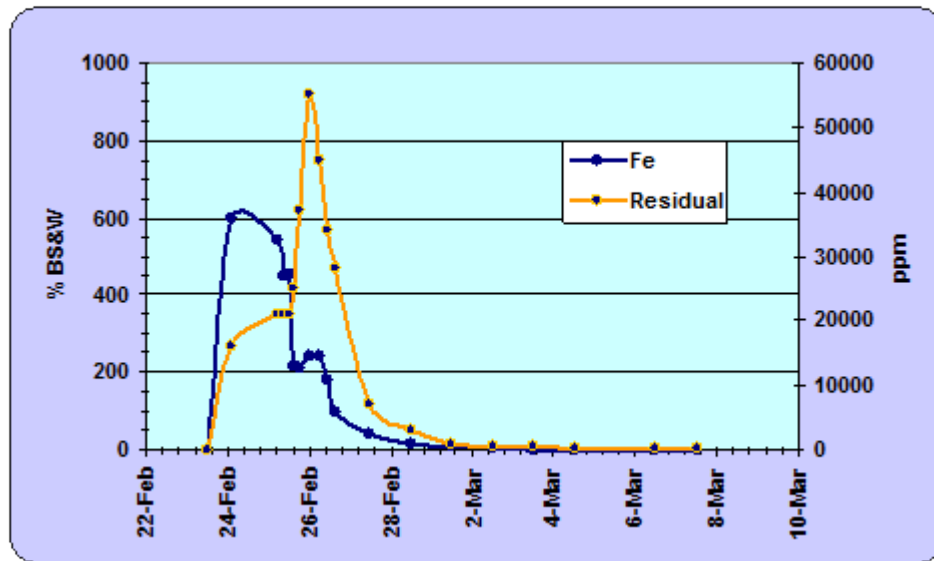
Fuente: El Autor

**Figura 11. Variación del %BS&W durante el retorno del tratamiento.**



Fuente: El Autor

**Figura 12. Variación del contenido de hierro y residual de producto activo durante el retorno del tratamiento de estimulación con disolvente de sulfuros.**



Fuente: El Autor

Después de realizado el trabajo se realizó un seguimiento mediante pruebas de producción al pozo arrojando los siguientes resultados:

**Tabla 3. Resultados las pruebas de producción del pozo MA – 73 posterior a la aplicación del tratamiento de estimulación con disolvente de sulfuros.**

Fecha	FRECUENCIA rpm	WHP psi	BFPD	BOPD	% BS&W
21-Feb-06	260	80	144	21	85
26-Feb-06	260	70	208	85	59
28-Feb-06	260	70	164.5	64	60.8
03-Mar-06	280	70	209	66	68
05-Mar-06	290	60	247	66	73.6

Fuente: El Autor

Del trabajo realizado se tuvieron los siguientes comentarios:

- ✓ El pozo tomó los fluidos aplicados sin mostrar incrementos considerables de presión a una rata moderada. P máxima registrada = 1000 psi. Rata de inyección promedio = 1.2 BPM
- ✓ Durante el retorno del tratamiento se evidenció disolución de compuestos de hierro, no se afectó el pH del agua formación, no se manifiesta H<sub>2</sub>S disuelto en el agua ni presencia de BSR.
- ✓ El tratamiento retornó lentamente a superficie. El pico de mayor concentración de residual se presentó 36 horas después de arrancar el pozo. Esto permitió mayor contacto dinámico del tratamiento con la roca y líneas, favoreciendo la disolución de los sulfuros y la absorción del producto.
- ✓ Se manifestó un incremento del **200%** en la producción neta de crudo y una disminución del **15%** en el aporte de agua a las mismas condiciones operativas.
- ✓ Los fluidos de retorno de tratamiento no afectaron el proceso de deshidratación en batería, mientras que el residual del tratamiento permite la disolución de sulfuros en las facilidades de superficie y restringe la formación de sulfuros en fondo.
- ✓ La ausencia de H<sub>2</sub>S en los fluidos del pozo luego del tratamiento confirman que el origen de los sulfuros es por actividad bacteriana y no como aporte del yacimiento.<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> Nalco de Colombia Ltda.

## **4. METODOLOGÍA**

### **4.1 DESCRIPCIÓN CAMPO CASABE SISTEMA DE PRODUCCIÓN**

El Campo Casabe se descubrió con la perforación del pozo Casabe 1, en las arenas A1, completado el 20 de octubre de 1941. Cuatro años más tarde se inició la explotación comercial del Campo, la cual se desarrolló a través de 448 pozos con espaciamiento promedio de trece acres. En 1953, se alcanzó la producción máxima de 46000 BPD provenientes de 414 pozos. Esta cifra equivalía al 26% de la producción nacional de la época.

La compañía El Cóndor operó hasta diciembre de 1974, fecha en la cual la concesión revirtió al país y Ecopetrol se hizo cargo de su operación.

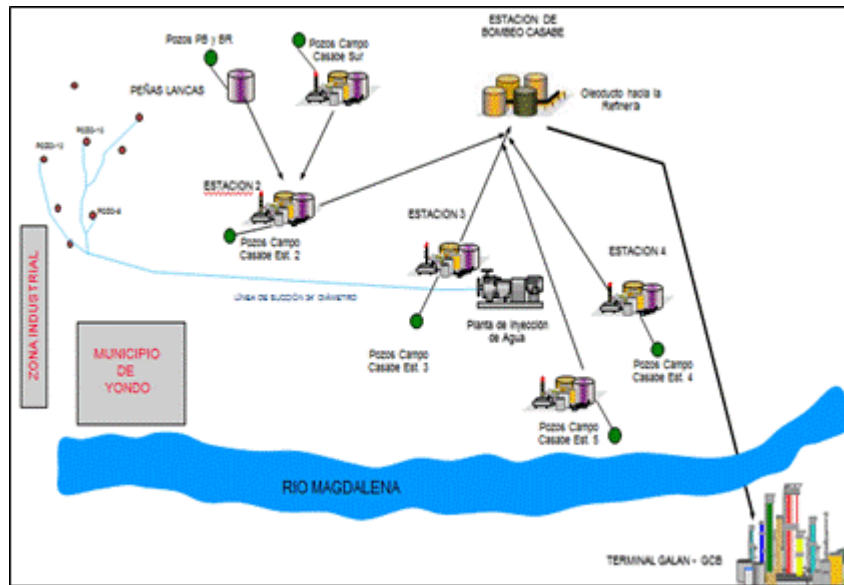
En 1977, se inician los estudios respectivos para el desarrollo secundario del campo y el 17 de febrero de 1982, la Honorable Junta Directiva de Ecopetrol, aprobó la realización del proyecto “Desarrollo secundario del Campo Casabe mediante inundación con agua”; para el recobro de 70.7 MBIs adicionales aumentando el recobro de un total de 16.9% a un 22% en 16 años.

El 21 de junio de 1985 se inicia la recuperación secundaria del campo en el sector norte y en diciembre de 1988 en el sector sur.

En la actualidad el campo tiene una producción promedio de 24.500 BPD.

A continuación se expone el esquema general de las estaciones y plantas del campo Casabe, incluyendo el sistema de captación de agua.

**Figura 13. Esquema de plantas y Estaciones campo Casabe, Fuente. Archivo campo Casabe.**



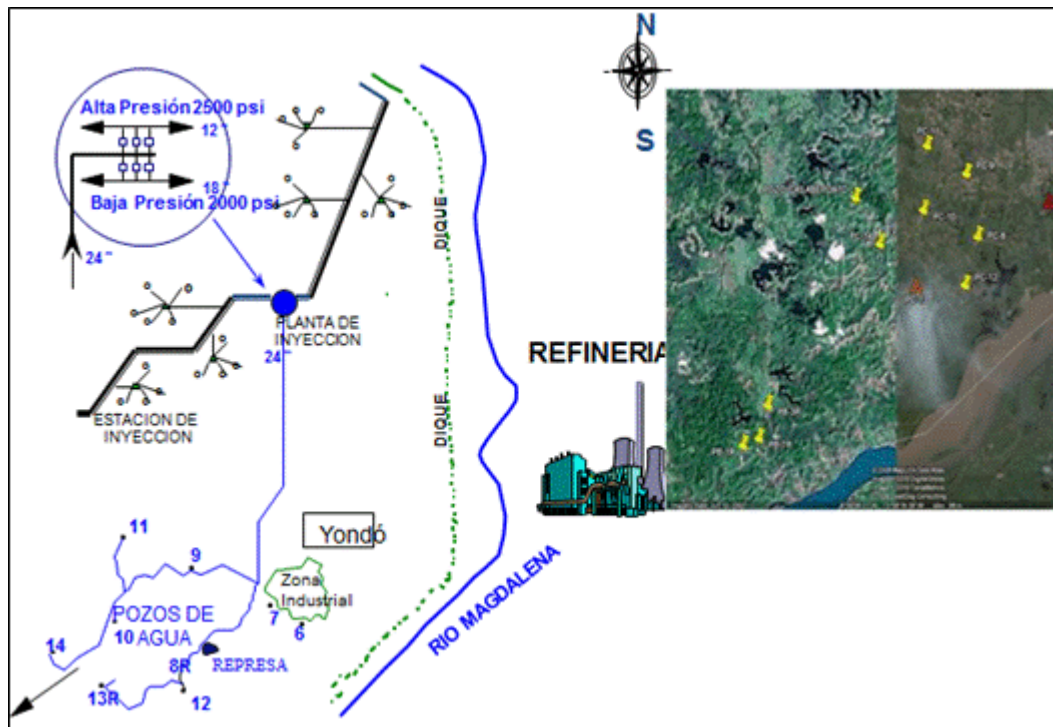
Fuente: El autor

**4.1.1 Red de Captación de agua de inyección.** El sistema de inyección de agua está compuesto por los siguientes elementos:

- Siete (7) Pozos captadores de inyección de agua.
- Línea de succión de 24”.
- Planta de inyección de agua (capacidad de bombeo 250 KBWPD)
- Línea de distribución de agua en 18” y 12”.
- Cincuenta y un (51) múltiples de inyección, de los cuales diecinueve (19) múltiples son de alta presión que distribuyen el agua a ciento cincuenta (150) pozos inyectoros y treinta y dos (32) son de baja presión que distribuyen a setenta y nueve (79) pozos inyectoros.
- Doscientos veintinueve pozos inyectoros (229) activos.

En la siguiente grafica se muestra un esquema de inyección de agua del campo Casabe y su distribución geográfica:

**Figura 14. Esquema del sistema de inyección campo Casabe, Fuente. Archivo campo Casabe.**



Fuente: El autor

**4.1.2 Pozos productores y potenciales del área Casabe.** En la tabla se exponen los potenciales de producción de fluidos de cada uno de los campos que componen el campo Casabe: (**CBE:** Casabe, **PB:** Peñas Blancas, **BR:** Bajo Rio, **CBES** Casabe Sur)

**Tabla 4. Potencial campos Casabe, Casabe SUR y Peñas Blancas.**

<b>Campo</b>	<b>Bruto</b>	<b>AGUA</b>	<b>NETO</b>	<b>#pozos</b>
<b>CASABE :</b>	123.077	100.678	22.399	<b>257</b>
<b>PB+BR:</b>	648	385	263	<b>4</b>
<b>CBES:</b>	6.733	1.609	5.124	<b>21</b>
<b>TOTAL:</b>	<b>130.458</b>	<b>102.672</b>	<b>27.786</b>	<b>282</b>

Fuente: El autor

Los cuales presentan el siguiente tipo de levantamiento:

- Unidad de bombeo mecánico (UBM - Convencional): 114 (42%) pozos activos.
- Bomba cavidades progresivas (PCP): 155 (56%). 140 pozos activos.
- Otros: 6 (2%)

#### **4.2 PROBLEMÁTICA GENERADA EN CASABE REFERENTE A LA PRODUCCIÓN DEL H<sub>2</sub>S**

Debido a los incrementos en las cantidades de agua de inyección y a la calidad de la misma, se ha venido incrementado el contenido de bacterias sulfatoredutoras (BSR) en el campo Casabe, según los monitoreos realizados en campo, generando una alerta significativa debido a su impacto en el yacimiento, en la producción del campo y a la integridad de los activos.

Por esta razón se han incrementado los monitoreos periódicos con el fin de tener una visión más acertada y concreta del inconveniente presentado, en los dos últimos monitoreos que se han realizado en el campo se ha detectado H<sub>2</sub>S

disuelto en 35 puntos. Las aguas con mayor cantidad de este gas disuelto fueron las de los pozos CBE-225, 253, 413 y 1190D. El origen de este gas se considera bacteriano, causado por la biodegradación de sulfatos en medio acuoso por parte de bacterias sulfato-reductoras (BSR).

Los resultados de Bacterias Sulfato reductoras permiten evidenciar que hay una proliferación muy importante de estos microorganismos en las aguas de formación del Campo.

El recuento de BSR en el año 2012 está muy elevado y generalizado en el sistema de pozos productores. 37 de los 82 pozos (que representa un 38% del total evaluado) contienen Bacterias de  $10^2$  ufc/mL; esta cantidad ya puede considerarse de importancia. Los demás pozos (62%) presentaron niveles críticos de bacterias sulfato-reductoras, que pueden llegar a tener un potencial de generación de daño importante y generación de H<sub>2</sub>S elevada.

En todos los pozos del campo Casabe analizados se detectó CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en el gas producido. Los niveles de CO<sub>2</sub> estuvieron entre 1,000 y 55,000 ppm (0.1% - 5.5%). Los casos más críticos fueron los pozos CBE 435 y CBE 1156D, con concentraciones de 55,000 ppm. La concentración de H<sub>2</sub>S estuvo entre 2 y 104 ppm, siendo el pozo CBE 1075 el de mayor contenido de este gas. La mayoría de los pozos presentaron concentraciones mayores a los límites TWA (Time-Weighted Average) y STEL (Short-Term Exposure Limit), que para el caso de ácido sulfhídrico son 10 y 15 ppm respectivamente. Se resalta que las concentraciones acá denotadas no corresponden a los niveles de exposición reales ante una fuga del gas, debido a la expansión del mismo en el ambiente, sin embargo podrían resultar nocivas.

## 5. RESULTADOS ANALISIS FISICOQUIMICOS Y MICROBIOLOGICOS

### 5.1 RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS FISICOQUÍMICOS IN SITU

A continuación se realizara un resumen de los análisis fisicoquímicos que se realizaron durante el año 2012 y parte del 2103 con el fin de tener la mayor cantidad de datos y para que estos sean lo más representativos posibles para nuestro caso estudio.

Se realizaron 82 muestreos fisicoquímicos de pozos productores y 109 muestras de análisis de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en la fase gaseosa, todos los análisis se realizaron con muestras tomadas en cabeza de pozo, hay que resaltar que estas muestras se realizaron teniendo en cuenta que no tuvieran presencia de ningún tipo de producto químico utilizado en el campo, esto con el fin de no presentar ningún tipo de alteración o enmascaramiento de los resultados.

Los puntos monitoreados se presentan en la siguiente tabla:

**Tabla 5. Puntos monitoreados Análisis Fisicoquímicos, BSR y CO<sub>2</sub> – H<sub>2</sub>S.**

No.	CAMPO	POZO	AFQ	BSR	CO <sub>2</sub> / H <sub>2</sub> S
1	CBE	0164R	X	X	X
2	CBE	168	X	X	X
3	CBE	0173R	X	X	X
4	CBE	0190R	X	X	X
5	CBE	225	X	X	X
6	CBE	253	X	X	X
7	CBE	260			X
8	CBE	0261R	X	X	X

9	CBE	0264R	X	X	X
10	CBE	0266R	X	X	X
11	CBE	304	X	X	X
12	CBE	314	X	X	X
13	CBE	321	X	X	X
14	CBE	338	X	X	X
15	CBE	357	X	X	X
16	CBE	402	X	X	X
17	CBE	403	X	X	X
18	CBE	405	X	X	X
19	CBE	0408R	X	X	X
20	CBE	413	X	X	X
21	CBE	415	X	X	X
22	CBE	434	X	X	X

Fuente: EL autor

**Tabla 6. Continuación. Puntos monitoreados Análisis Fisicoquímicos, BSR y CO2 – H2S.**

No.	CAMPO	POZO	AFQ	BSR	CO2 / H2S
23	CBE	435	X	X	X
24	CBE	442	X	X	X
25	CBE	443	X	X	X
26	CBE	444	X	X	X
27	CBE	617	X	X	X
28	CBE	629	X	X	X
29	CBE	715	X	X	X
30	CBE	0718R	X	X	X
31	CBE	0724R	X	X	X

32	CBE	750	X	X	X
33	CBE	778	X	X	X
34	CBE	791	X	X	X
35	CBE	1005	X	X	X
36	CBE	1005R	X	X	X
37	CBE	1013R	X	X	X
38	CBE	1030	X	X	X
39	CBE	1031	X	X	X
40	CBE	1045	X	X	X
41	CBE	1048	X	X	X
42	CBE	1052D	X	X	X
43	CBE	1057	X	X	X
44	CBE	1058	X	X	X
45	CBE	1061	X	X	X
46	CBE	1064	X	X	X
47	CBE	1074	X	X	X
48	CBE	1075	X	X	X
49	CBE	1076	X	X	X
50	CBE	1077	X	X	X
51	CBE	1078D	X	X	X
52	CBE	1082D	X	X	X
53	CBE	1084	X	X	X
54	CBE	1088D			X
55	CBE	1095			X
56	CBE	1099			X
57	CBE	1100			X
58	CBE	1101D			X
59	CBE	1105	X	X	X
60	CBE	1111	X	X	X

61	CBE	1112			X
62	CBE	1120	X	X	X
<b>No.</b>	<b>CAMPO</b>	<b>POZO</b>	<b>AFQ</b>	<b>BSR</b>	<b>CO2 / H2S</b>
63	CBE	1121	X	X	X
64	CBE	1125D	X	X	X
65	CBE	1135			X
66	CBE	1137	X	X	X
67	CBE	1143D	X	X	X
68	CBE	1144	X	X	X
69	CBE	1145	X	X	X
70	CBE	1147	X	X	X
71	CBE	1150D	X	X	X
72	CBE	1152D	X	X	X
73	CBE	1156D	X	X	X
74	CBE	1158D	X	X	X
75	CBE	1159D	X	X	X
76	CBE	1164	X	X	X
77	CBE	1165D	X	X	X
78	CBE	1185	X	X	X
79	CBE	1188	X	X	X
80	CBE	1189	X	X	X
81	CBE	1190D	X	X	X
82	CBE	1191D	X	X	X
83	CBE	1192	X	X	X
84	CBE	1198	X	X	X
85	CBE	1199D	X	X	X
86	CBE	1212	X	X	X
87	CBE	1214	X	X	X
88	CBE	1215	X	X	X

89	CBE	1401			X
90	CBE	1407	X	X	X
91	CBE	1422			X
92	CBES	1			X
93	CBES	2			X
94	CBES	3			X
95	CBES	4			X
96	CBES	6			X
97	CBES	7			X
98	CBES	9			X
99	CBES	13			X
100	CBES	14			X
101	CBES	16			X
102	CBES	17			X
<b>No.</b>	<b>CAMPO</b>	<b>POZO</b>	<b>AFQ</b>	<b>BSR</b>	<b>CO2 / H2S</b>
103	CBES	18			X
104	CBES	25			X
105	CBES	26			X
106	CBES	27			X
107	PB	3R	X	X	X
108	PB	18			X
109	PB	1R			X

Fuente: EL autor

Nota: Los análisis Físicoquímicos que se presentaran a continuación fueron extraídos de los monitoreos realizados por el ICP semestralmente en el campo Casabe y los análisis periódicos de la empresa de tratamiento químico Nalco de Colombia Ltda. En su monitoreo continuo de variables de proceso.

De los análisis fisicoquímicos realizados en general las aguas de formación analizadas presentaron una salinidad equivalente con amplia variabilidad, entre 1002 - 46077 mg/L como NaCl, lo cual puede explicarse por la invasión heterogénea del agua de inyección (de baja salinidad) al Yacimiento. La muestra de Peñas Blancas es bastante salina, y se encuentran en 43129 mg/L como NaCl. No se pudo recuperar agua del fluido producido en los pozos de CBES ya que presentan emulsiones estables que no permiten la separación in situ por medios físicos.

La concentración de hierro, en las muestras de Casabe, osciló entre 0 y 120 ppm y se evidenciaron concentraciones altas en gran parte de las muestras por lo que se presume que existen procesos de corrosión en las tuberías. Los casos más críticos encontrados corresponden a las muestras de los pozos CBE 629, 750 y 1215, cuyo nivel de hierro superó los 50 ppm. La muestra de Peñas Blancas-3R posee 9.0 ppm de hierro.

Asociado a estos resultados de hierro soluble, se encontraron altas concentraciones de CO<sub>2</sub> disuelto, por lo general estas cantidades se pueden correlacionar con procesos corrosivos. Los altos niveles de CO<sub>2</sub> generan fenómenos de corrosión, que atacan la tubería, oxidando el hierro y liberando iones de Fe<sup>2+</sup>, que se disuelven en el medio acuoso. Los niveles de CO<sub>2</sub> detectados en las aguas de fluctuaron entre 12-500 ppm. En la muestras de peñas blancas la concentración de CO<sub>2</sub> fue baja y estuvo en 16 ppm.

La mayoría de los pozos en estudio presentan carácter incrustante según se infiere por el cálculo del índice de estabilidad, ya que la mayoría son positivos; sin embargo, 3 de los 82 pozos analizados presentaron índices negativos. El pozo con mayor tendencia incrustante fue el CBE 1075 con +1.87. El pozo Peñas Blancas presentó índice de saturación de 0.13 y se considera neutro.

**5.1.1 Contenido de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en el gas producido.** En todos los pozos del campo Casabe analizados se detectó CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en el gas producido. Los niveles de CO<sub>2</sub> estuvieron entre 1,000 y 55,000 ppm. Los casos más críticos fueron los pozos CBE 435 y CBE 1156D, con concentraciones de 55,000 ppm. La concentración de H<sub>2</sub>S estuvo entre 2 y 104 ppm, siendo el pozo CBE 1075 el de mayor contenido de este gas. La mayoría de los pozos presentaron concentraciones mayores a los límites TWA (Time-Weighted Average) y STEL (Short-Term Exposure Limit), que para el caso de ácido sulfhídrico son 10 y 15 ppm respectivamente. Cabe notar que las concentraciones acá denotadas no corresponden a los niveles de exposición reales ante una fuga del gas, debido a su expansión en el ambiente, sin embargo podrían resultar nocivas. Todos los análisis de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> se realizaron in situ mediante kits de campo que permiten tener mediciones puntuales instantáneas de cada parámetro.

En los pozos de Casabe-Sur los niveles de CO<sub>2</sub> estuvieron entre 1,000 y 15,000 ppm. El mayor contenido de CO<sub>2</sub> lo presentó el pozo CBES 1. El H<sub>2</sub>S fue muy bajo en todos los pozos de esta parte del campo y no supero la concentración de 1 ppm.

Los pozos de Peñas Blancas no presentaron cantidades importantes de CO<sub>2</sub>; por el contrario, el nivel de H<sub>2</sub>S en el pozo PB-18 fue elevado (28 ppm). En los demás pozos evaluados no se presentaron cantidades importantes y están por debajo de los límites permitidos de exposición para la salud humana.

**5.1.2 De las simulaciones de formación de escamas (Simulador Scale Chem).**

Esta evaluación se realizó bajo tres escenarios (Los datos fueron suministradas por el área de Producción del campo). El primero fue el de yacimiento cuyas condiciones termodinámicas fueron T=130 °F y P=2000 psi; el segundo escenario corresponde al transporte de fluido entre el yacimiento y superficie (condiciones

intermedias), de condiciones termodinámicas  $T=104^{\circ}\text{F}$  y  $P=120$  psi. Por último, el escenario de cabeza de pozo con condiciones de  $T=100^{\circ}\text{F}$  y  $P=100$  psi.

Los minerales susceptibles a la formación de escamas son barita, calcita, siderita y sulfuro de hierro. Aunque se encontraron altos índices de precipitación de escamas de todos estos minerales, el carbonato de calcio es el más relevante por la cantidad estimada a producirse. En los pozos con mayor tendencia a la formación de escamas, las cantidades estimadas de calcita están alrededor de 140 lb/KBbls. La siderita es el segundo mineral en importancia ya que en algunos casos alcanzó niveles comparables con los del carbonato de calcio. En el pozo CBE 629 la cantidad estimada de siderita podría alcanzar las 80 lb /KBbls debido al hierro disuelto producido durante la etapa de corrosión de la tubería. La mitigación de la corrosión disminuirá sustancialmente la tendencia a la formación de este tipo de escamas. El pozo PB-3R no presentó tendencia a la formación de este mineral.

Respecto a la formación de escamas de barita, el pozo CBE 1156D presentó la tendencia más alta (6.3-12.7 lb/KBbls,), sin embargo el potencial de precipitación calculado es del orden de 3.1 lb/KBbls, que es una cantidad baja. El pozo PB-3R no presentó tendencia a la formación de este mineral.

Se encontraron gran cantidad de pozos con tendencia alta a la formación de Calcita (tienen una producción en lb/KBbls  $> 4$  en los tres escenarios simulados). El caso más crítico es el del pozo CBE 1075 que tiene un índice de precipitación de escamas de 31.4-34.5, la cantidad estimada de formación de calcita está alrededor de 140 lb/KBbls. En las tablas 11 a la 15 se puede observar los otros casos con índices de precipitación de minerales mayores a 4. El pozo PB-3R presenta una tendencia más baja ( $\sim 3.5$  lb/KBbls) a la formación de este mineral.

Finalmente, se encontraron algunos casos particulares de tendencia a la precipitación de sulfuro de hierro. Los pozos con tendencia de precipitación de este compuesto fueron los pozos CBE 225, CBE 338, CBE 405, CBE 413, CBE 434, CBE 442. Cabe notar que la cantidad estimada de scale a formarse no supera las 2 lb/KBbls, por lo tanto no es crítico.

**5.1.3 De la determinación de bacterias sulfato-reductoras.** Los resultados de Bacterias Sulfato reductoras permiten evidenciar que se está presentando una población importante en las aguas de formación en estudio. Son pocos los pozos que no presentan influencia de estos microorganismos.

Las bacterias sulfato reductoras utilizan el sulfato como agente oxidante, reduciéndolo a sulfuro. En las aguas de formación estos sulfuros se presentan típicamente como H<sub>2</sub>S, con un hedor típico similar al de “huevo podrido” y pueden generar daños en la infraestructura de producción debido a los fenómenos de corrosión que están asociados con este gas.

Los resultados de H<sub>2</sub>S disuelto no coinciden necesariamente con los obtenidos de Bacterias sulfato reductoras (BSR), ya que en varios casos el tiempo de separación del agua de la fase aceite, junto con los cambios de presión durante la toma de la muestra, permite la desorción del gas, y por lo tanto, no se detecta fácilmente.

Con base en los resultados de los ensayos de BSR, se puede inferir que en general el sistema de pozos productores tiene una cantidad muy elevada de bacterias sulfato reductoras. 37 de los 82 pozos (que representa un 37.8% del total evaluado) contienen Bacterias de 10<sup>2</sup> o menores; esta cantidad ya puede considerarse de importancia.

Los demás pozos (62.2%) presentaron niveles críticos de bacterias sulfato-reductoras y pueden llegar a tener un potencial de generación de daño importante. El pozo CBE-253 presentó la correlación más elevada entre la concentración de H<sub>2</sub>S y la cantidad de bacterias sulfato-reductoras.

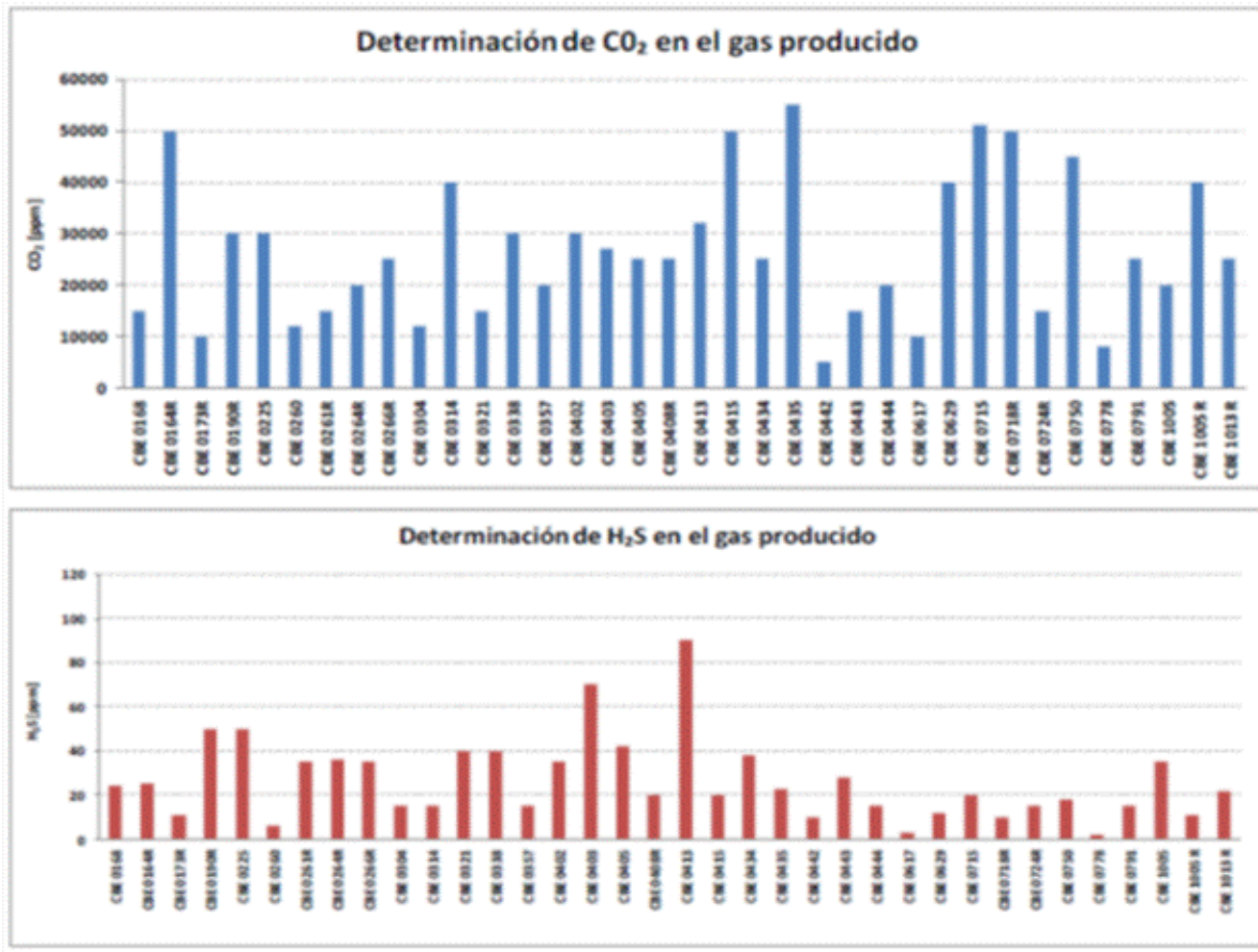
A continuación se presentaran los datos obtenidos y algunas graficas que nos muestran el comportamiento de cada una de las variables.

**Tabla 7. Promedios de los Resultados de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en los Pozos monitoreados.**

Primer Monitoreo Pozos de Producción Campo Casabe			Primer Monitoreo Pozos de Producción Campo Casabe			Primer Monitoreo Pozos de Producción Campo Casabe		
POZO	CO <sub>2</sub> (ppm)	H <sub>2</sub> S (ppm)	POZO	CO <sub>2</sub> (ppm)	H <sub>2</sub> S (ppm)	POZO	CO <sub>2</sub> (ppm)	H <sub>2</sub> S (ppm)
CBE 0168	15000	24	CBE 1030	6000	45	CBE 1158D	40000	15
CBE 0164R	60000	26	CBE 1031	5000	2	CBE 1159D	4000	18
CBE 0173R	10000	11	CBE 1045	40000	55	CBE 1184	45000	15
CBE 0180R	30000	50	CBE 1048	10000	46	CBE 1185D	20000	25
CBE 0225	30000	50	CBE 1052D	5000	42	CBE 1185	10000	40
CBE 0260	12000	8	CBE 1057	20000	25	CBE 1188	10000	25
CBE 0261R	15000	35	CBE 1058	12000	20	CBE 1189	25000	20
CBE 0264R	20000	36	CBE 1061	25000	2	CBE 1190	30000	50
CBE 0268R	25000	35	CBE 1064	35000	20	CBE 1191D	5000	15
CBE 0304	12000	15	CBE 1074	35000	35	CBE 1192	10000	28
CBE 0314	40000	15	CBE 1075	10000	104	CBE 1198	10000	20
CBE 0321	15000	40	CBE 1076	10000	45	CBE 1199D	1000	22
CBE 0338	30000	40	CBE 1078	10000	76	CBE 1212	8000	15
CBE 0357	20000	15	CBE 1077	8000	76	CBE 1214	5000	42
CBE 0402	30000	35	CBE 1078 D	20000	15	CBE 1215	4000	2
CBE 0403	27000	70	CBE 1082D	3500	30	CBE 1401	8000	2
CBE 0405	25000	42	CBE 1084	35000	18	CBE 1407	15000	38
CBE 0408R	25000	20	CBE 1088 D	5000	0	CBE 1422	15000	30
CBE 0413	32000	60	CBE 1095	10000	2	CBE 253	15000	80
CBE 0415	50000	20	CBE 1099	30000	18	CBES 01	15000	0
CBE 0434	25000	38	CBE 1100	30000	26	CBES 02	6000	0
CBE 0435	55000	23	CBE 1101D	5000	2	CBES 03	2000	1
CBE 0442	5000	10	CBE 1105	5000	7	CBES 04	4000	1
CBE 0443	15000	28	CBE 1111	10000	18	CBES 06	1000	1
CBE 0444	20000	15	CBE 1112	10000	20	CBES 07	1000	1
CBE 0617	10000	3	CBE 1120	10000	20	CBES 09	1000	1
CBE 0629	40000	12	CBE 1121	35000	34	CBES 13	3000	0
CBE 0715	51000	20	CBE 1125D	10000	8	CBES 14	4000	0
CBE 0716R	50000	10	CBE 1135	25000	3	CBES 16	2000	0
CBE 0724R	15000	15	CBE 1137	25000	24	CBES 17	3000	0
CBE 0730	45000	18	CBE 1143	1000	25	CBES 18	1000	0
CBE 0778	8000	2	CBE 1144	10000	32	CBES 25	1000	1
CBE 0791	25000	15	CBE 1145	15000	24	CBES 26	1000	1
CBE 1005	20000	35	CBE 1147	8000	22	CBES 27	1000	1
CBE 1005 R	40000	11	CBE 1150D	35000	22	PB 01R	1000	1
CBE 1013 R	25000	22	CBE 1152D	45000	26	PB 03R	1000	1
			CBE 1156D	55000	30	PB 18	1000	28

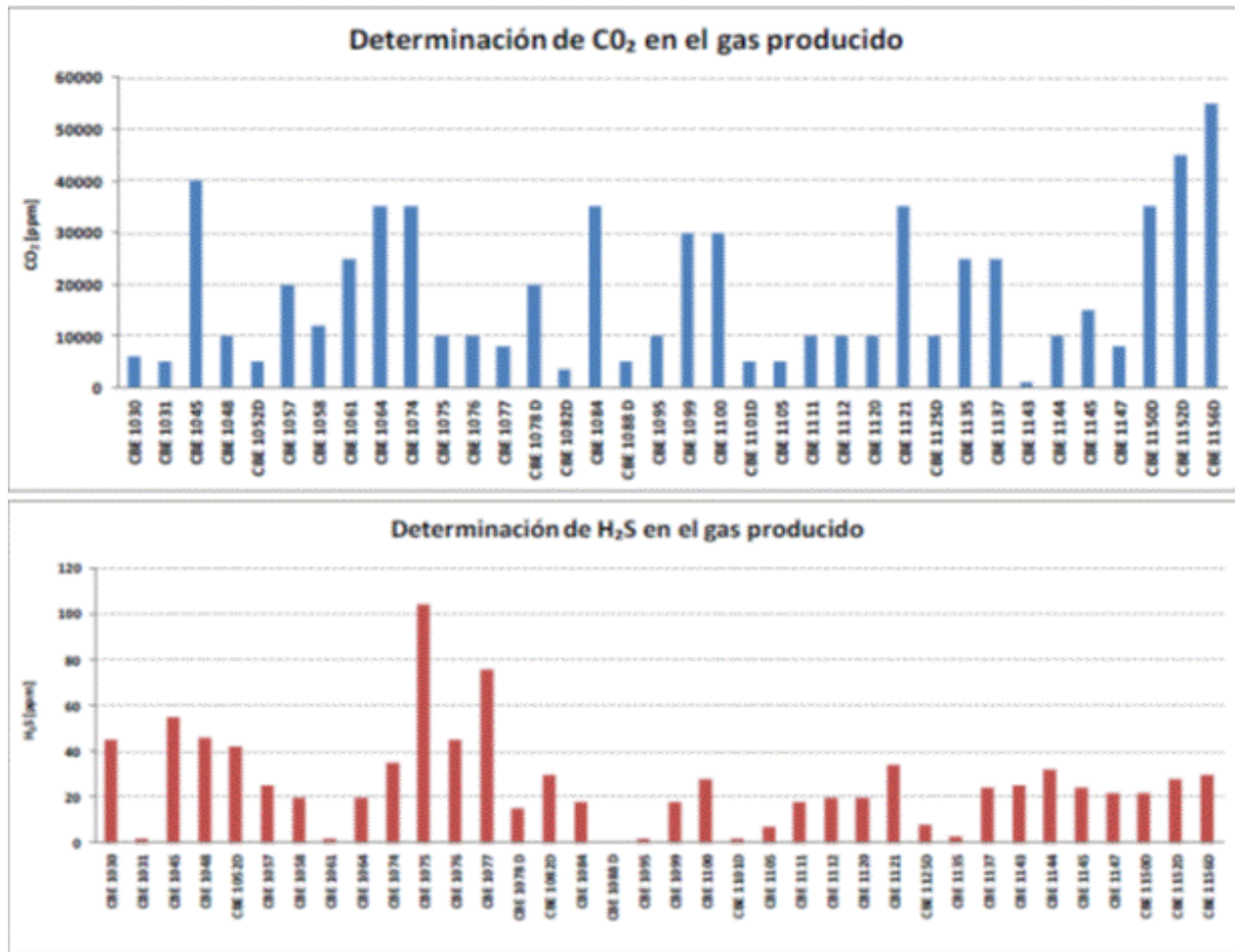
Fuente: El autor

Figura 15. Determinación de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en el gas producido A.



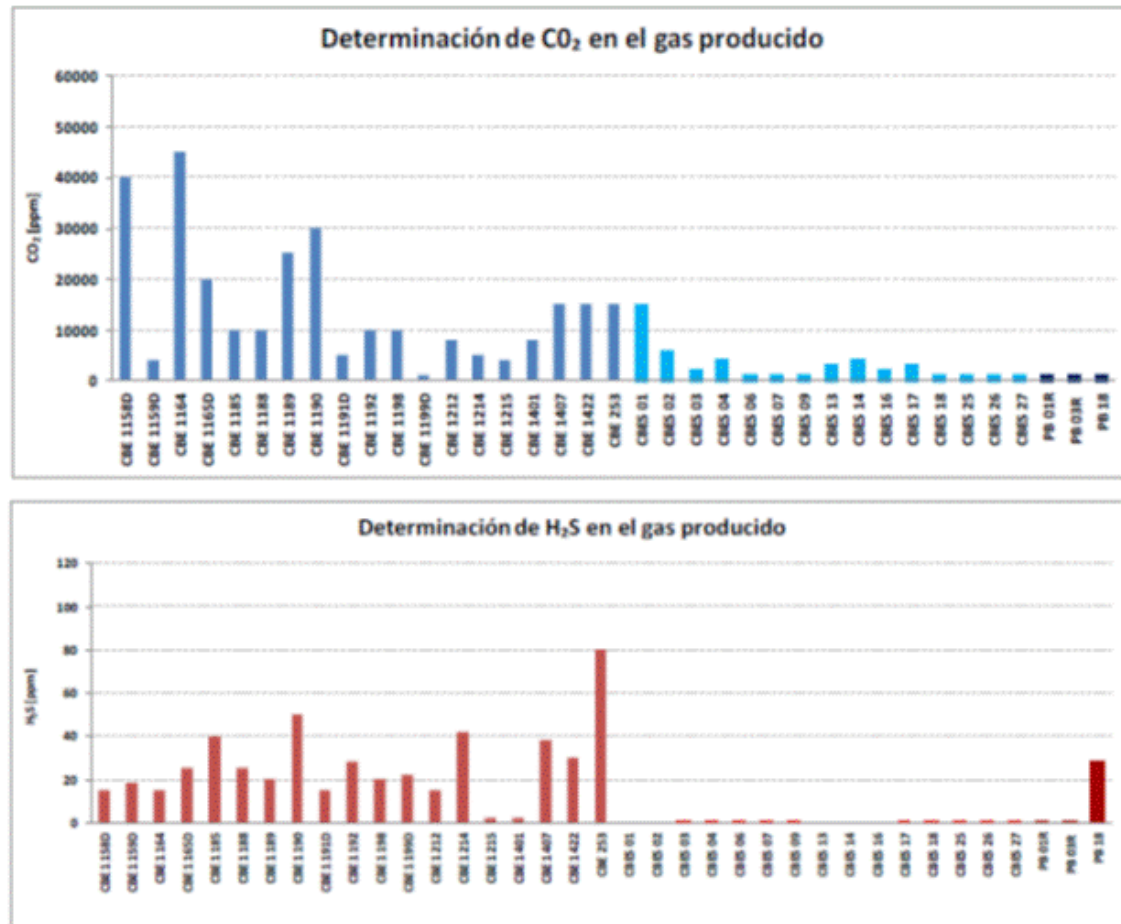
Fuente: El autor

Figura 16. Determinación de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en el gas producido B.



Fuente: El autor

Figura 17. Determinación de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en el gas producido C.



Fuente: El autor

Fisicoquímicos agua de formación pozos productores:

**Tabla 8. Fisicoquímicos agua de formación pozos productores campo Casabe. A**

N°	FECHA MUESTREO	FECHA MUESTRA	PARAMETRO	Na <sup>+</sup> mg/L	K <sup>+</sup> mg/L	Ca <sup>++</sup> mg/L	Mg <sup>++</sup> mg/L	Ba <sup>++</sup> mg/L	Li <sup>+</sup> mg/L	Fe <sup>++</sup> mg/L	STD mg/L	SALINIDAD mg/L NaCl	TURBIDEZ NTU	SO <sub>4</sub> mg/L	Si mg/L
1	22/07/2012	CBE 164R		2496	252.0	398.0	81.0	40.5	4.6	ND	8488	7903	NR	30.50	14.3
2	19/07/2012	CBE 168		909	5.0	89.7	11.2	4.1	2.1	4.2	3085	2610	NR	27.56	12.9
3	22/07/2012	CBE 173R		2951	12.1	422.0	28.9	20.2	12.1	ND	9003	8623	NR	29.72	12.3
4	23/07/2012	CBE 190R		5102	22.1	575.0	46.1	38.5	26.0	ND	14770	14691	NR	26.28	13.9
5	17/07/2012	CBE 225		4080	15.5	499.0	56.3	39.3	14.5	6.0	12274	11973	NR	25.23	11.8
6	19/07/2012	CBE 253		2937	11.7	422.0	25.7	20.9	14.3	0.1	8920	8716	NR	29.32	13.7
7	14/07/2012	CBE 261R		1957	6.1	122.0	7.3	11.1	3.9	ND	5528	5216	NR	28.46	13.3
8	20/07/2012	CBE 264R		3162	12.6	253.0	45.4	15.1	7.2	7.8	9217	8931	NR	28.46	13.3
9	13/07/2012	CBE 266R		2352	14.8	293.0	35.8	13.5	7.2	0.0	7107	6881	NR	28.03	13.1
10	15/07/2012	CBE 304		3392	19.2	387.0	61.8	19.2	7.7	6.0	10338	10070	NR	24.61	11.5
11	20/07/2012	CBE 314		1581	10.0	193.0	41.4	9.1	2.7	0.4	4946	4699	NR	24.82	11.6
12	14/07/2012	CBE 321		2021	7.6	99.2	8.4	16.8	3.8	ND	5647	5230	NR	28.68	13.4
13	22/07/2012	CBE 338		2074	10.3	173.0	32.5	22.8	4.8	9.3	6039	5694	NR	25.25	11.8
14	15/07/2012	CBE 357		1855	10.5	243.0	42.0	13.5	3.7	0.6	5700	5491	NR	23.97	11.2
15	15/07/2012	CBE 402		1168	7.3	124.0	20.2	6.1	2.8	0.6	3511	3261	NR	36.81	17.2
16	14/07/2012	CBE 403		2115	16.3	191.0	38.0	8.9	4.5	ND	6164	5827	NR	25.83	12.1
17	15/07/2012	CBE 405		2122	9.4	127.0	12.5	7.1	4.4	2.0	5907	5446	NR	30.00	14.0
18	23/07/2012	CBE 408R		1886	10.0	218.0	21.9	10.5	6.5	0.0	5777	5298	NR	33.38	15.6
19	14/07/2012	CBE 413		3783	12.4	423.0	29.6	15.2	15.5	4.0	10650	10444	NR	26.96	12.6

N°	FECHA MUESTREO	FECHA MUESTRA	PARAMETRO	pH	T (°C)	RESISTIV. Ωm @ 25°C	H <sub>2</sub> S mg/L	CO <sub>2</sub> mg/L	HCO <sub>3</sub> mg/L	CO <sub>3</sub> mg/L	SO <sub>4</sub> mg/L	Cl mg/L	CONDUCTIV. µmhos @ 25°C	FACT. (BHR) (ml/ml)	L.A. @ 40 °C
1	22/07/2012	CBE 164R		6.73	37.4	1.081	0.1	200	976.0	0	4.0	4205	9.25	1.00E+03	1.03
2	19/07/2012	CBE 168		7.39	43.2	1.600	ND	25	683.2	0.0	4.0	1265	6.25	> 1.00E+06	1.11
3	22/07/2012	CBE 173R		6.93	37.8	0.985	ND	35	610.0	0.0	4.0	4913	10.15	1.00E+03	1.05
4	23/07/2012	CBE 190R		6.94	37.7	0.593	0.1	25	213.5	0.0	4.0	8716	16.85	1.00E+02	0.52
5	17/07/2012	CBE 225		6.94	40.6	0.474	0.3	16	549.0	0.0	4.0	6985	21.10	1.00E+06	0.87
6	19/07/2012	CBE 253		7.05	45.3	0.584	0.4	40	353.8	0.0	4.0	5101	17.11	1.00E+04	0.93
7	14/07/2012	CBE 261R		7.49	38.1	1.053	0.1	40	451.4	0.0	4.0	2937	9.50	> 1.00E+06	1.16
8	20/07/2012	CBE 264R		7.20	43.2	0.613	ND	18	488.0	0.0	4.0	5193	16.31	1.00E+03	1.00
9	13/07/2012	CBE 266R		7.26	36.5	0.845	0.2	35	482.6	0.0	4.0	3956	11.830	1.00E+04	1.04
10	15/07/2012	CBE 304		6.72	39.8	0.549	ND	25	512.4	0.0	4.0	5904	18.200	1.00E+03	0.72
11	20/07/2012	CBE 314		7.69	44.0	1.010	ND	27	427.0	0.0	4.0	2653	9.900	1.00E+06	1.53
12	14/07/2012	CBE 321		6.79	31.4	1.119	ND	25	597.8	0.0	4.0	2860	8.940	> 1.00E+06	0.49
13	22/07/2012	CBE 338		6.95	39.5	0.907	0.2	18	549.0	0.0	4.0	3134	11.020	> 1.00E+06	0.64
14	15/07/2012	CBE 357		7.00	41.2	0.924	ND	<10	378.2	0.0	4.0	3126	10.820	> 1.00E+06	0.67
15	15/07/2012	CBE 402		6.98	40.5	2.278	0.1	50	366.0	0.0	4.0	1775	4.390	1.00E+01	0.56
16	14/07/2012	CBE 403		7.62	39.1	1.337	ND	30	549.0	0.0	4.0	3211	7.400	1.00E+01	1.35
17	15/07/2012	CBE 405		7.43	40.1	1.408	0.2	35	671.0	0.0	4.0	2918	7.100	1.00E+03	1.29
18	23/07/2012	CBE 408R		7.46	46.0	0.867	ND	30	719.8	0.0	4.0	2867	11.530	> 1.00E+06	1.58
19	14/07/2012	CBE 413		7.16	37.3	0.658	0.30	23	366.0	0.0	4.0	5970	11.660	1.00E+01	1.06

ND: No Detectado. NR: No medido. STD: Solides Disueltos Totales.

N°	FECHA MUESTREO	FECHA MUESTRA	PARAMETRO	Na <sup>+</sup> mg/L	K <sup>+</sup> mg/L	Ca <sup>++</sup> mg/L	Mg <sup>++</sup> mg/L	Ba <sup>++</sup> mg/L	Li <sup>+</sup> mg/L	Fe <sup>++</sup> mg/L	STD mg/L	SALINIDAD mg/L NaCl	TURBIDEZ NTU	SO <sub>4</sub> mg/L	Si mg/L
20	16/07/2012	CBE 415		2518.0	18.5	225.0	27.6	12.3	4.6	20.0	7354	6836	NR	28.03	13.1
21	15/07/2012	CBE 434		2188.0	11.4	352.0	65.9	9.6	3.9	10.0	6384	6503	NR	22.71	10.6
22	14/07/2012	CBE 435		1681.0	10.6	118.0	19.7	6.2	2.8	2.0	5192	4226	NR	28.12	13.1
23	23/07/2012	CBE 442		8584.0	31.9	2154.0	87.4	83.4	68.5	25.0	27984	27837	NR	25.32	11.8
24	21/07/2012	CBE 443		3693.0	20.4	387.0	40.7	25.3	14.6	ND	10915	10639	NR	27.76	13.0
25	24/07/2012	CBE 444		2240.0	11.1	234.0	26.6	13.5	5.5	10.0	6669	6412	NR	24.27	11.3
26	23/07/2012	CBE 617		8001.0	38.8	1934.0	178.0	114.0	39.1	20.0	28564	26637	NR	24.20	11.3
27	20/07/2012	CBE 629		3315.0	21.8	706.0	158.0	40.8	7.7	120.0	11289	10636	NR	30.71	14.4
28	16/07/2012	CBE 715		3439.0	21.2	383.0	69.7	27.5	8.6	15.0	10085	9623	NR	26.54	12.4
29	20/07/2012	CBE 718R		1869.0	26.9	179.0	38.8	9.7	3.1	17.5	6174	5245	NR	27.39	12.8
30	19/07/2012	CBE 724 R		2827.0	11.9	378.0	31.0	19.2	11.4	15.0	8806	8326	NR	25.47	11.9
31	15/07/2012	CBE 750		3530.0	20.7	487.0	78.7	23.9	9.1	60.0	10515	10178	NR	32.74	15.3
32	16/07/2012	CBE 778		4967.0	21.0	705.0	71.7	40.7	12.7	4.6	15162	15163	NR	34.67	16.2
33	22/07/2012	CBE 791		2985.0	13.0	208.0	47.2	10.8	3.9	9.7	6581	6138	NR	25.89	12.1
34	15/07/2012	CBE 1005		2374.0	8.0	202.0	17.1	9.3	8.1	2.9	7413	7006	NR	24.59	11.5
35	14/07/2012	CBE 1005 R		3033.0	17.2	309.0	64.9	17.5	6.9	24.0	8945	8447	NR	24.76	11.6
36	15/07/2012	CBE 1013R		2782.0	25.5	356.0	40.5	16.4	8.0	4.0	8398	8381	NR	26.79	12.5
37	14/07/2012	CBE 1030		2740.0	31.7	400.0	39.8	20.3	8.9	0.3	8231	8063	NR	28.36	13.3
38	13/07/2012	CBE 1031		4832.0	30.5	909.0	127.0	47.2	15.5	2.0	16154	16078	NR	23.99	11.2

Fuente: Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

**Tabla 9. Físicoquímicos agua de formación pozos productores campo Casabe B**

N°	FECHA		PARAMETRO	pH	T (°C)	RESISTIV. (Ωm @ 25°C)	H <sub>2</sub> S (mg/L)	CO <sub>2</sub> (mg/L)	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (mg/L)	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> (mg/L)	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> (mg/L)	Cl <sup>-</sup> (mg/L)	CONDUCTIV. (μS/cm @ 25°C)	BACT. (BSR) (cfu/mL)	I.S. (g @ 40 °C)
	MUESTREO	MUESTRA													
20	16/07/2012	CBE 415		6.94	38.2	1.155	0.1	70	793.0	0	4.00	3703	8.66	1.00E+02	0.90
21	15/07/2012	CBE 434		6.85	40.0	1.225	0.2	40	244.0	0	4.00	3673	8.16	1.00E+01	0.49
22	14/07/2012	CBE 435		7.32	33.5	1.678	ND	40	1403.0	0	4.00	1917	5.96	1.00E+02	1.47
23	23/07/2012	CBE 442		6.72	39.5	0.362	0.1	40	240.0	0	4.00	16676	27.60	<10	0.27
24	31/07/2012	CBE 443		7.13	41.1	0.855	0.1	40	488.0	0	4.00	6234	11.69	1.00E+04	1.09
25	24/07/2012	CBE 444		7.17	37.3	0.867	ND	35	427.0	0	4.00	3673	11.54	1.00E+03	0.88
26	23/07/2012	CBE 617		6.56	37.9	0.366	ND	30	122.0	0	4.00	16089	27.30	1.00E+01	-0.24
27	20/07/2012	CBE 629		6.52	35.3	0.803	0.1	500	1098.0	0	4.00	5767	12.45	1.00E+03	0.90
28	16/07/2012	CBE 715		6.95	40.8	0.877	0.1	70	793.0	0	4.00	5297	11.40	> 1.00E+09	1.14
29	20/07/2012	CBE 718R		6.94	37.8	1.009	ND	16	1390.8	0	4.00	2608	9.91	> 1.00E+06	1.27
30	19/07/2012	CBE 724 R		6.93	40.6	0.894	ND	50	488.0	0	4.00	4795	11.19	1.00E+02	0.90
31	15/07/2012	CBE 750		6.53	35.8	0.882	0.1	160	810.0	0	4.00	5659	11.34	1.00E+01	0.71
32	16/07/2012	CBE 778		6.81	33.3	0.442	ND	<10	97.6	0	4.00	9203	22.60	1.00E+04	0.13
33	22/07/2012	CBE 791		7.52	36.7	0.845	ND	25	707.6	0	4.00	3466	11.84	1.00E+06	1.40
34	15/07/2012	CBE 1005		7.02	37.4	0.790	ND	25	622.2	0	4.00	4141	12.66	1.00E+05	0.83
35	14/07/2012	CBE 1005 R		6.92	36.5	1.012	ND	100	823.5	0	4.00	4620	9.88	<10	1.03
36	15/07/2012	CBE 1013R		6.81	39.8	0.634	ND	18	402.6	0	4.00	4932	15.77	> 1.00E+06	0.67
37	14/07/2012	CBE 1030		6.91	41.2	0.660	0.1	<10	317.2	0	4.00	4640	15.15	> 1.00E+06	0.72
38	13/07/2012	CBE 1031		7.17	39.5	0.391	ND	22	256.2	0	4.00	9907	25.60	<10	1.02

N°	FECHA		PARAMETRO	Na <sup>+</sup> (mg/L)	K <sup>+</sup> (mg/L)	Ca <sup>++</sup> (mg/L)	Mg <sup>++</sup> (mg/L)	Ba <sup>++</sup> (mg/L)	Sr <sup>++</sup> (mg/L)	Fe <sup>++</sup> (mg/L)	STD (mg/L)	SALINIDAD (mg/L NaCl)	TURBIDEZ (NTU)	SO <sub>2</sub> (mg/L)	Si (mg/L)
	MUESTREO	MUESTRA													
39	22/07/2012	CBE 1045		2200	7.6	138.0	14.9	12.6	5.5	1.1	6409	5941	NR	32.96	15.4
40	19/07/2012	CBE 1048		12732	46.7	4149.0	147.0	134.8	110.0	4.7	45488	45199	NR	23.54	11.0
41	24/07/2012	CBE 1052 D		14090	61.1	4708.0	177.0	196.0	83.1	5.0	46458	46077	NR	20.39	9.5
42	15/07/2012	CBE 1057		2216	14.6	235.0	30.6	30.2	5.6	0.6	6568	6283	NR	30.17	14.3
43	15/07/2012	CBE 1058		2438	385.0	425.0	38.9	15.6	8.8	1.5	8329	8183	NR	26.36	12.1
44	17/07/2012	CBE 1061		1640	27.4	131.0	23.4	7.1	3.1	12.5	4851	4441	NR	23.01	10.8
45	16/07/2012	CBE 1064		1948	11.5	223.0	60.0	5.9	3.0	25.0	5946	5588	NR	23.73	11.1
46	16/07/2012	CBE 1074		2758	11.4	297.0	22.8	15.0	10.9	0.3	7860	7690	NR	29.60	13.9
47	13/07/2012	CBE 1075		2385	10.9	230.0	18.0	20.0	11.3	ND	7811	6770	NR	32.04	15.0
48	13/07/2012	CBE 1076		3464	23.2	409.0	35.4	22.9	13.7	0.3	10071	9821	NR	31.67	14.8
49	13/07/2012	CBE 1077		2020	10.2	211.0	24.4	14.9	10.0	0.1	6033	5742	NR	29.87	14.0
50	16/07/2012	CBE 1078 D		2518	15.2	350.0	48.9	14.0	7.5	5.0	7445	7325	NR	25.38	11.9
51	19/07/2012	CBE 1082 D		8999	57.7	5169.0	158.0	121.0	84.0	10.0	40745	40212	NR	16.87	7.9
52	14/07/2012	CBE 1084		4578	24.5	483.0	86.8	29.4	11.3	10.0	13285	13219	NR	23.39	10.9
53	18/07/2012	CBE 1105		1173	6.0	87.7	9.8	4.9	2.7	0.0	3510	3248	NR	26.41	12.3
54	17/07/2012	CBE 1111		1350	5.9	98.5	6.9	5.3	3.6	0.3	3964	3709	NR	26.77	12.5
55	18/07/2012	CBE 1120		6272	24.4	1216.0	87.5	59.6	34.9	21.3	20149	19929	NR	24.16	11.3
56	18/07/2012	CBE 1121		3703	12.4	688.0	33.9	32.3	21.5	1.3	11642	11529	NR	26.71	12.5
57	24/07/2012	CBE 1125 D		1792	7.7	370.0	19.2	18.8	10.7	0.3	5795	5664	NR	37.21	17.4

N°	FECHA		PARAMETRO	pH	T (°C)	RESISTIV. (Ωm @ 25°C)	H <sub>2</sub> S (mg/L)	CO <sub>2</sub> (mg/L)	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (mg/L)	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> (mg/L)	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> (mg/L)	Cl <sup>-</sup> (mg/L)	CONDUCTIV. (μS/cm @ 25°C)	BACT. (BSR) (cfu/mL)	I.S. (g @ 40 °C)
	MUESTREO	MUESTRA													
39	22/07/2012	CBE 1045		7.14	40.5	1.075	ND	25	683.2	0	4.0	3309	9.30	> 1.00E+06	0.82
40	19/07/2012	CBE 1048		6.33	44.2	0.148	ND	30	73.2	0.0	4.0	28063	67.50	<10	-0.54
41	24/07/2012	CBE 1052 D		6.65	43.1	0.155	ND	25	183.0	0.0	4.0	26930	64.70	<10	0.17
42	15/07/2012	CBE 1057		7.06	45.4	0.748	0.2	18	463.6	0.0	4.0	3538	13.37	> 1.00E+06	0.80
43	15/07/2012	CBE 1058		6.83	42.1	0.621	ND	<10	292.8	0.0	4.0	4693	16.10	> 1.00E+06	0.63
44	17/07/2012	CBE 1061		7.15	38.1	1.140	ND	18	622.2	0.0	4.0	2357	8.77	> 1.00E+06	0.99
45	16/07/2012	CBE 1064		6.95	37.7	1.529	ND	60	610.0	0.0	4.0	3032	6.54	1.00E+02	0.79
46	16/07/2012	CBE 1074		6.53	43.3	1.094	ND	35	305.0	0.0	4.0	4406	9.14	1.00E+01	0.19
47	13/07/2012	CBE 1075		7.62	33.6	1.110	0.2	20	1525.0	0.0	4.9	3574	9.01	1.00E+01	1.87
48	13/07/2012	CBE 1076		7.50	35.3	0.805	0.1	16	427.0	0.0	4.0	5640	12.42	1.00E+02	1.45
49	13/07/2012	CBE 1077		7.43	37.2	1.248	0.2	12	457.5	0.0	4.0	3251	8.01	1.00E+03	1.12
50	16/07/2012	CBE 1078 D		7.18	42.8	1.161	0.2	40	274.5	0.0	4.0	4182	8.61	1.00E+02	0.87
51	19/07/2012	CBE 1082 D		6.44	36.6	0.955	0.1	25	183.0	0.0	4.0	25942	10.47	<10	0.06
52	14/07/2012	CBE 1084		7.06	32.9	0.660	ND	20	244.0	0.0	4.0	7791	15.15	1.00E+01	0.62
53	18/07/2012	CBE 1105		7.53	42.0	1.437	ND	<10	378.2	0.0	4.0	1817	6.96	> 1.00E+06	0.98
54	17/07/2012	CBE 1111		7.49	43.1	1.217	ND	<10	366.0	0.0	4.0	2097	8.22	> 1.00E+06	0.97
55	18/07/2012	CBE 1120		6.72	38.2	0.328	ND	18	414.8	0.0	4.0	11990	30.50	1.00E+02	0.69
56	18/07/2012	CBE 1121		7.16	41.4	0.488	ND	70	244.0	0.0	4.0	6875	20.50	1.00E+06	0.87
57	24/07/2012	CBE 1125 D		7.32	40.8	1.445	ND	25	244.0	0.0	4.0	3291	6.92	1.00E+03	0.98

ND: No Detectado. NR: No realizado STD: Sólidos Disueltos Totales

Fuente: Archivos campo Casabe. Seguimiento físicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

Tabla 10. Físicoquímicos agua de formación pozos productores campo Casabe C.

N°	FECHA	PARAMETRO	Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>	Ca <sup>++</sup>	Mg <sup>++</sup>	Ba <sup>++</sup>	Sr <sup>++</sup>	Fe <sup>++</sup>	STD	SALINIDAD	TURBIDEZ	SO <sub>2</sub>	S
MUESTREO	MUESTRA		mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L NaCl	NTU	mg/L	mg/L
58	23/07/2012	CBE 1137	4055.0	17.3	681.0	55.9	32.9	22.1	1.2	12694	12529	NR	27.69	12.9
59	19/07/2012	CBE 1143 D	1664.0	9.2	191.0	22.5	8.8	5.1	5.0	5128	4816	NR	30.11	14.1
60	19/07/2012	CBE 1144	2704.0	14.7	386.0	50.5	21.1	7.5	3.6	8508	8272	NR	24.31	11.4
61	19/07/2012	CBE 1145	3036.0	18.6	565.0	50.3	31.9	12.2	4.0	10323	10175	NR	25.15	11.8
62	19/07/2012	CBE 1147	2440.0	14.8	273.0	20.2	14.8	8.6	0.6	6940	6739	NR	29.02	13.6
63	22/07/2012	CBE 11500	3343.0	17.0	434.0	59.7	24.2	9.4	32.5	10217	9788	NR	27.09	12.7
64	20/07/2012	CBE 1152 D	3368.0	20.2	670.0	67.5	27.2	23.8	15.0	11073	10774	NR	25.38	11.9
65	20/07/2012	CBE 1156 D	2033.0	15.0	315.0	67.5	79.8	6.5	30.0	6841	6389	NR	25.79	12.1
66	21/07/2012	CBE 1158 D	372.0	3.6	28.6	5.0	2.0	1.0	ND	1201	1002	NR	41.20	19.3
67	22/07/2012	CBE 1159 D	1709.0	7.8	149.0	13.9	8.4	4.9	ND	4850	4550	NR	24.93	11.7
68	21/07/2012	CBE 1164	4497.0	25.0	763.0	100.0	70.1	15.9	24.2	14307	13988	NR	24.95	11.7
69	22/07/2012	CBE 1165 D	4488.0	18.6	462.0	66.5	23.5	11.7	ND	12557	12385	NR	26.51	12.4
70	18/07/2012	CBE 1185	1777.0	10.9	188.0	29.9	9.5	4.1	0.3	5077	4772	NR	28.78	13.5
71	18/07/2012	CBE 1188	3372.0	33.8	425.0	51.7	31.1	9.8	15.0	9901	9799	NR	25.79	12.1
72	13/07/2012	CBE 1189	2828.0	19.0	313.0	46.2	14.1	6.4	8.0	8535	8250	NR	25.04	11.7
73	23/07/2012	CBE 1190 D	2136.0	8.9	163.0	11.0	8.9	5.0	ND	6042	5714	NR	30.56	14.3
74	24/07/2012	CBE 1191 D	1917.5	55.33	589.0	74.8	26.1	12.5	3.0	7054	6891	NR	26.77	12.5
75	19/07/2012	CBE 1192	1383.0	111.0	195.0	35.2	7.4	3.1	3.0	4448	4278	NR	27.95	13.1
76	18/07/2012	CBE 1198	2420.0	16.6	358.0	61.2	17.0	6.2	2.0	7384	7295	NR	26.73	12.5

N°	FECHA	PARAMETRO	pH	T	RESISTIV.	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>++</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	Cl	CONDUCTIV.	BACT. (BSR)	I.S.
MUESTREO	MUESTRA			(°C)	Ωm @ 25°C	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	µS/cm @ 25°C	(uf/mL)	@ 48 °C
58	23/07/2012	CBE 1137	7.20	46.5	0.402	ND	35	341.6	0	4.00	7455	24.90	1.00E+05	1.05
59	19/07/2012	CBE 1143 D	7.21	42.3	1.287	ND	50	488.0	0	4.00	2700	7.77	1.00E+04	1.11
60	19/07/2012	CBE 1144	7.14	41.4	0.678	ND	30	451.4	0	4.00	4841	14.75	> 1.00E+06	1.09
61	19/07/2012	CBE 1145	7.25	42.7	0.607	ND	40	317.2	0	4.00	6259	16.47	1.00E+05	1.21
62	19/07/2012	CBE 1147	7.51	43.2	0.817	ND	<10	341.6	0	4.00	3793	12.24	> 1.00E+06	1.19
63	22/07/2012	CBE 11500	6.97	42.1	0.571	ND	16	719.8	0	4.00	5546	17.50	> 1.00E+06	1.17
64	20/07/2012	CBE 1152 D	6.87	37.5	1.459	0.1	70	549.0	0	4.00	6303	6.86	1.00E+01	0.92
65	20/07/2012	CBE 1156 D	6.70	37.5	1.359	0.1	140	762.5	0	4.00	3502	7.36	1.00E+02	0.79
66	21/07/2012	CBE 1158 D	6.16	37.3	5.495	0.1	30	244.0	0	4.00	500	1.82	1.00E+05	-1.07
67	22/07/2012	CBE 1159 D	7.58	36.4	1.689	ND	20	457.5	0	4.00	2471	5.92	1.00E+06	1.34
68	21/07/2012	CBE 1164	6.63	39.2	0.418	ND	20	597.8	0	4.00	8185	23.90	1.00E+06	0.78
69	22/07/2012	CBE 1165 D	7.16	39.7	0.680	ND	40	366.0	0	4.00	7090	14.71	1.00E+02	0.87
70	18/07/2012	CBE 1185	7.44	39.5	1.585	0.1	25	488.0	0	4.00	2536	6.31	1.00E+03	1.33
71	18/07/2012	CBE 1188	6.97	41.0	0.904	0.1	35	244.0	0	4.00	5689	11.06	1.00E+02	0.69
72	13/07/2012	CBE 1189	6.98	33.7	0.704	ND	25	500.2	0	4.00	4771	14.20	> 1.00E+06	0.88
73	23/07/2012	CBE 1190 D	7.36	38.2	1.374	0.3	25	488.0	0	4.00	3187	7.28	1.00E+03	0.97
74	24/07/2012	CBE 1191 D	7.35	41.5	1.232	ND	25	366.0	0	4.00	3979	8.12	> 1.00E+06	1.39
75	19/07/2012	CBE 1192	7.16	41.0	1.838	0.1	25	305.0	0	4.00	2373	5.44	1.00E+01	0.86
76	18/07/2012	CBE 1198	7.26	40.5	1.114	ND	20	244.0	0	4.00	4228	8.98	1.00E+03	0.91

OBSERVACIONES ND No Detectado. NR: No realizado STD: Sólidos Disueltos Totales

N°	FECHA	PARAMETRO	Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>	Ca <sup>++</sup>	Mg <sup>++</sup>	Ba <sup>++</sup>	Sr <sup>++</sup>	Fe <sup>++</sup>	STD	SALINIDAD	TURBIDEZ	SO <sub>2</sub>	S
MUESTREO	MUESTRA		mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L NaCl	NTU	mg/L	mg/L
77	23/07/2012	CBE 1199 D	4136	14.3	285.0	32.9	15.3	7.0	ND	11624	11506	NR	27.31	12.8
78	19/07/2012	CBE 1212	5483	34.0	780.0	70.9	44.3	28.9	3.0	16289	16195	NR	27.91	13.0
79	19/07/2012	CBE 1214	4367	24.5	710.0	107.0	35.7	14.1	3.0	13148	13036	NR	25.10	11.7
80	17/07/2012	CBE 1215	8210	40.0	1505.0	319.0	103.0	24.1	63.5	26784	26767	NR	22.51	10.5
81	15/07/2012	CBE 1407	2493	0.7	150.0	12.7	14.8	4.7	0.0	7080	6760	NR	29.03	13.9
82	18/07/2012	PB 3R	11454	72.2	4823.0	178.0	21.0	45.0	9.0	43525	43129	NR	26.88	12.6

N°	FECHA	PARAMETRO	pH	T	RESISTIV.	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>++</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	Cl	CONDUCTIV.	BACT. (BSR)	I.S.
MUESTREO	MUESTRA			(°C)	Ωm @ 25°C	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	µS/cm @ 25°C	(uf/mL)	@ 48 °C
77	23/07/2012	CBE 1199 D	7.03	39.9	0.761	0.1	25	244.0	0	4.0	6058	13.14	1.00E+02	0.36
78	19/07/2012	CBE 1212	7.06	37.9	0.518	0.1	25	244.0	0.0	4.0	9569	19.30	> 1.00E+06	0.83
79	19/07/2012	CBE 1214	7.10	40.3	0.498	0.2	30	305.0	0.0	4.0	7553	20.10	> 1.00E+06	0.92
80	17/07/2012	CBE 1215	6.89	32.8	0.299	ND	25	329.4	0.0	4.0	16163	33.40	1.00E+02	0.41
81	15/07/2012	CBE 1407	7.44	40.3	0.906	ND	18	475.8	0.0	4.0	3886	11.04	> 1.00E+06	1.00
82	18/07/2012	PB 3R	6.54	40.1	0.248	0.1	13	183.0	0.0	4.0	26709	40.30	<10	0.13

ND No Detectado. NR: No realizado STD: Sólidos Disueltos Totales

Fuente: Archivos campo Casabe. Seguimiento físicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

En las siguientes tablas se presentaran los datos de las simulaciones de formación de escamas inorgánicas (Scale) y la cantidad de Lb/Kbbls que se formarían de los siguientes depósitos: BaSO<sub>4</sub>, CaCO<sub>3</sub> y Fe<sub>2</sub>S. Según los objetivos de esta monografía tomaremos con más peso relativo de importancia, la formación de Fe<sub>2</sub>S.

**Tabla 11. Simulación tendencias incrustantes mediante Scale Chem pozos productores A.**

F. MUESTREO	POZO	P (psi)	T (°F)	BaSO <sub>4</sub>			CaCO <sub>3</sub>			Fe <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>			Fe <sub>2</sub> S			
				ST	mg/L	lb/KBbls	ST	mg/L	lb/KBbls	ST	mg/L	lb/KBbls	ST	mg/L	lb/KBbls	
22/07/2012	164R	100	100	5.3	7.7	2.7	4.7	258.8	90.6							
22/07/2012	164R	120	104	4.6	7.5	2.6	4.8	269.1	94.2							
22/07/2012	164R	2000	130	2.6	6.0	2.1	5.9	302.6	106.0							
19/07/2012	168	100	100	1.3	1.0	0.3	5.6	92.0	32.2	8.5	6.4	2.2				
19/07/2012	168	120	104	1.1	0.7	0.3	5.7	95.5	33.4	8.9	6.5	2.3				
19/07/2012	168	2000	130	0.7	0.0	0.0	6.6	106.5	37.3	10.6	6.7	2.4				
22/07/2012	173R	100	100	2.6	5.2	1.8	5.0	158.2	55.4							
22/07/2012	173R	120	104	2.3	4.9	1.7	5.1	164.8	57.7							
22/07/2012	173R	2000	130	1.6	3.3	1.2	6.0	182.9	64.0							
23/07/2012	190R	100	100	3.2	6.2	2.2	2.0	21.9	7.7							
23/07/2012	190R	120	104	2.8	6.0	2.1	2.0	24.4	8.5							
23/07/2012	190R	2000	130	1.7	3.7	1.3	2.5	32.5	11.4							
17/07/2012	225	100	100	3.9	6.8	2.4	4.9	137.4	48.1				9.3	0.3	0.1	
17/07/2012	225	120	104	3.4	6.6	2.3	4.9	143.6	50.3				9.0	0.3	0.1	
17/07/2012	225	2000	130	2.3	5.3	1.8	5.0	147.0	51.5				7.8	0.3	0.1	
19/07/2012	253	100	100	2.7	5.4	1.9	4.0	72.7	25.5							
19/07/2012	253	120	104	2.4	5.1	1.8	4.1	76.5	26.8							
19/07/2012	253	2000	130	1.4	2.4	0.9	4.9	88.8	31.1							
14/07/2012	261R	100	100	2.2	4.0	1.4	4.9	62.9	22.0							
14/07/2012	261R	120	104	2.0	3.7	1.3	5.0	65.9	23.1							
14/07/2012	261R	2000	130	1.2	1.1	0.4	5.7	76.0	26.6							
20/07/2012	264R	100	100	2.0	3.7	1.3	4.7	86.2	30.2	6.7	7.8	2.7				
20/07/2012	264R	120	104	1.7	3.4	1.2	4.7	90.7	31.7	6.9	7.9	2.8				
20/07/2012	264R	2000	130	1.0	0.3	0.1	5.6	105.4	36.9	8.4	8.5	3.0				
13/07/2012	266R	100	100	2.1	4.0	1.4	5.3	84.5	29.6							
13/07/2012	266R	120	104	1.9	3.7	1.3	5.4	88.3	30.9							
13/07/2012	266R	2000	130	1.1	0.8	0.3	6.4	100.9	35.3							
15/07/2012	304	100	100	2.2	4.4	1.5	2.3	77.2	27.0	1.9	0.0	0.0				
15/07/2012	304	120	104	1.9	4.1	1.4	2.3	83.7	29.3	1.9	0.0	0.0				
15/07/2012	304	2000	130	1.1	1.1	0.4	2.9	105.1	36.8	2.5	0.0	0.0				
20/07/2012	314	100	100	1.9	3.3	1.1	12.3	96.9	33.9							
20/07/2012	314	120	104	1.7	3.0	1.0	12.5	100.1	35.0							
20/07/2012	314	2000	130	1.0	0.2	0.1	13.0	110.8	38.8							
14/07/2012	321	100	100	3.3	5.8	2.0	1.0	0.0	0.0							
14/07/2012	321	120	104	2.9	5.6	2.0	1.0	3.6	1.3							
14/07/2012	321	2000	130	1.7	3.3	1.2	1.3	20.8	7.3							
22/07/2012	338	100	100	4.1	6.8	2.4	2.3	55.7	19.5	6.2	13.2	4.6	11.7	0.2	0.1	
22/07/2012	338	120	104	3.6	6.6	2.3	2.4	60.8	21.3	6.4	13.4	4.7	11.4	0.2	0.1	
22/07/2012	338	2000	130	2.1	4.6	1.6	2.9	77.5	27.1	8.1	14.0	4.9	10.7	0.1	0.0	
15/07/2012	357	100	100	2.5	4.7	1.7	2.6	52.9	18.5							
15/07/2012	357	120	104	2.2	4.4	1.5	2.7	56.8	19.9							
15/07/2012	357	2000	130	1.3	1.8	0.6	3.2	69.6	24.4							
15/07/2012	402	100	100	1.7	2.2	0.8	1.5	19.6	6.8							
15/07/2012	402	120	104	1.5	1.9	0.7	1.5	22.9	8.0							
15/07/2012	402	2000	130	0.9	0.0	0.0	1.9	33.8	11.8							
14/07/2012	403	100	100	1.6	2.3	0.8	11.5	122.4	42.8							
14/07/2012	403	120	104	1.4	2.0	0.7	11.6	126.5	44.3							
14/07/2012	403	2000	130	0.8	0.0	0.0	12.6	140.1	49.1							
15/07/2012	405	100	100	1.3	1.3	0.4	6.4	107.9	37.8	3.6	0.4	0.1	7.3	0.2	0.1	
15/07/2012	405	120	104	1.2	0.9	0.3	6.5	112.0	39.2	3.7	0.5	0.2	7.1	0.2	0.1	
15/07/2012	405	2000	130	0.7	0.0	0.0	7.5	125.5	43.9	4.4	1.0	0.4	6.0	0.1	0.0	
23/07/2012	408	100	100	2.0	3.6	1.3	13.2	188.3	65.9							
23/07/2012	408	120	104	1.7	3.3	1.2	13.4	193.7	67.8							
23/07/2012	408	2000	130	1.0	0.5	0.2	15.0	211.4	74.0							
14/07/2012	413	100	100	1.7	2.8	1.0	4.7	70.5	24.7				118.1	5.4	1.9	
14/07/2012	413	120	104	1.5	2.4	0.9	4.7	74.3	26.0				113.5	5.4	1.9	
14/07/2012	413	2000	130	0.9	0.0	0.0	5.6	87.0	30.5				99.4	5.2	1.8	
16/07/2012	415	100	100	1.9	3.4	1.2	3.9	129.3	45.3	16.6	34.8	12.2				
16/07/2012	415	120	104	1.6	3.1	1.1	4.0	136.5	47.8	17.1	35.0	12.2				
16/07/2012	415	2000	130	0.9	0.1	0.0	4.8	159.8	56.0	21.4	35.6	12.5				

Fuente: El autor

Tabla 12. Simulación tendencias incrustantes mediante Scale Chem pozos productores B.

F. MUESTREO	POZO	P (psi)	T (°F)	BaSO <sub>4</sub>			CaCO <sub>3</sub>			Fe <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>			Fe <sub>2</sub> S		
				ST	mg/L	lb/KBbls	ST	mg/L	lb/KBbls	ST	mg/L	lb/KBbls	ST	mg/L	lb/KBbls
15/07/2012	434	100	100	1.5	2.0	0.7	1.5	11.2	3.9	2.3	7.0	2.5	9.5	0.4	0.1
15/07/2012	434	120	104	1.3	1.6	0.6	1.6	13.9	4.9	2.4	7.2	2.5	9.3	0.4	0.1
15/07/2012	434	2000	130	0.8	0.0	0.0	1.9	22.8	8.0	3.1	7.9	2.8	8.8	0.3	0.1
14/07/2012	435	100	100	1.3	1.2	0.4	9.4	199.8	70.0	4.8	2.4	0.8			
14/07/2012	435	120	104	1.1	0.9	0.3	9.6	203.8	71.4	5.0	2.5	0.9			
14/07/2012	435	2000	130	0.6	0.0	0.0	11.2	215.8	75.6	6.0	2.8	1.0			
23/07/2012	442	100	100	3.6	6.8	2.4	3.6	57.6	20.2				5.5	0.1	0.0
23/07/2012	442	120	104	3.2	6.6	2.3	3.7	60.9	21.3				5.3	0.0	0.0
23/07/2012	442	2000	130	1.9	4.5	1.6	4.5	71.6	25.1				5.0	0.0	0.0
21/07/2012	443	100	100	2.1	4.4	1.5	4.6	96.5	33.8						
21/07/2012	443	120	104	1.9	4.1	1.4	4.7	101.6	35.6						
21/07/2012	443	2000	130	1.1	1.0	0.4	5.7	118.9	41.6						
24/07/2012	444	100	100	2.3	4.3	1.5	3.8	65.4	22.9	7.8	12.7	4.4			
24/07/2012	444	120	104	2.0	4.0	1.4	3.9	69.3	24.3	8.0	12.8	4.5			
24/07/2012	444	2000	130	1.2	1.2	0.4	4.6	82.0	28.7	9.8	13.4	4.7			
23/07/2012	617	100	100	5.3	7.7	2.7	1.1	1.8	0.6						
23/07/2012	617	120	104	4.7	7.5	2.6	1.2	3.7	1.3						
23/07/2012	617	2000	130	2.8	6.1	2.1	1.4	9.8	3.4						
20/07/2012	629	100	100	3.9	6.9	2.4	4.7	180.7	63.3	43.4	225.5	79.0			
20/07/2012	629	120	104	3.4	6.7	2.4	4.8	193.5	67.7	44.9	225.7	79.0			
20/07/2012	629	2000	130	1.9	4.7	1.7	5.9	234.6	82.1	57.3	227.1	79.5			
16/07/2012	715	100	100	3.1	6.1	2.1	5.9	197.4	69.1	11.2	19.6	6.9			
16/07/2012	715	120	104	2.7	5.8	2.0	5.9	205.4	71.9	11.4	19.8	6.9			
16/07/2012	715	2000	130	1.6	3.4	1.2	7.2	231.6	81.1	14.3	20.7	7.2			
20/07/2012	718R	100	100	1.7	3.1	1.1	5.7	235.4	82.4	24.0	33.0	11.5			
20/07/2012	718R	120	104	1.5	2.7	1.0	5.8	242.8	85.0	24.9	33.1	11.6			
20/07/2012	718R	2000	130	0.9	0.0	0.0	7.0	266.1	93.2	30.9	33.6	11.8			
19/07/2012	724R	100	100	2.6	5.1	1.8	3.7	89.9	31.5	7.5	18.2	6.4			
19/07/2012	724R	120	104	2.3	4.8	1.7	3.8	95.2	33.3	7.7	18.3	6.4			
19/07/2012	724R	2000	130	1.3	2.1	0.7	4.6	112.0	39.2	9.7	19.1	6.7			
15/07/2012	750	100	100	2.6	5.1	1.8	2.1	12.4	4.3	13.8	106.4	37.2			
15/07/2012	750	120	104	2.2	4.8	1.7	2.1	20.9	7.3	14.2	106.5	37.3			
15/07/2012	750	2000	130	1.2	1.5	0.5	2.3	31.5	11.0	16.1	107.8	37.7			
16/07/2012	778	100	100	3.3	6.3	2.2			0.0			0.0			
16/07/2012	778	120	104	2.9	6.1	2.1			0.0			0.0			
16/07/2012	778	2000	130	1.7	3.8	1.3			0.0			0.0			
22/07/2012	791	100	100	1.8	3.2	1.1	12.0	164.2	57.5	18.9	14.6	5.1			
22/07/2012	791	120	104	1.6	2.9	1.0	12.2	169.4	59.3	19.6	14.7	5.1			
22/07/2012	791	2000	130	0.9	0.0	0.0	13.6	186.5	65.3	22.8	15.2	5.3			
15/07/2012	1005	100	100	1.4	1.8	0.6	3.3	99.0	34.7	2.3	0.0	0.0			
15/07/2012	1005	120	104	1.2	1.4	0.5	3.4	104.8	36.7	2.4	0.0	0.0			
15/07/2012	1005	2000	130	0.7	0.0	0.0	4.1	123.3	43.2	3.0	0.4	0.2			
14/07/2012	1005R	100	100	2.2	4.5	1.6	4.7	163.6	57.3	17.9	40.5	14.2			
14/07/2012	1005R	120	104	1.9	4.1	1.4	4.8	171.7	60.1	18.4	40.7	14.2			
14/07/2012	1005R	2000	130	1.1	1.2	0.4	5.8	198.2	69.4	23.1	41.5	14.5			
15/07/2012	1013R	100	100	2.2	4.3	1.5	2.2	55.2	19.3						
15/07/2012	1013R	120	104	1.9	3.9	1.4	2.3	60.1	21.1						
15/07/2012	1013R	2000	130	1.1	1.0	0.3	2.8	76.1	26.6						
14/07/2012	1030	100	100	2.8	5.4	1.9	2.5	46.7	16.4						
14/07/2012	1030	120	104	2.4	5.1	1.8	2.5	50.4	17.6						
14/07/2012	1030	2000	130	1.4	2.5	0.9	3.1	62.3	21.8						
13/07/2012	1031	100	100	3.5	6.5	2.3	5.8	60.8	21.3						
13/07/2012	1031	120	104	3.1	6.3	2.2	5.9	63.5	22.2						
13/07/2012	1031	2000	130	1.8	4.1	1.4	6.8	72.8	25.5						
22/07/2012	1045	100	100	2.2	4.2	1.5	3.6	94.2	33.0						
22/07/2012	1045	120	104	2.0	3.9	1.4	3.7	99.3	34.8						
22/07/2012	1045	2000	130	1.1	1.2	0.4	4.4	115.5	40.4						
19/07/2012	1048	100	100	3.5	6.9	2.4									
19/07/2012	1048	120	104	3.3	6.7	2.3									
19/07/2012	1048	2000	130	2.0	4.7	1.6									

Fuente: El autor

Tabla 13. Simulación tendencias incrustantes mediante Scale Chem pozos productores C.

F. MUESTREO	POZO	P (psi)	T (°F)	BaSO <sub>4</sub>			CaCO <sub>3</sub>			Fe <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>		
				ST	mg/L	lb/KBbls	ST	mg/L	lb/KBbls	ST	mg/L	lb/KBbls
19/07/2012	1145	100	100	3.5	6.5	2.3	6.9	80.1	28.0			
19/07/2012	1145	120	104	3.1	6.2	2.2	7.0	83.3	29.2			
19/07/2012	1145	2000	130	1.8	4.0	1.4	8.0	93.8	32.8			
19/07/2012	1147	100	100	2.3	4.5	1.6	8.0	73.3	25.7			
19/07/2012	1147	120	104	2.1	4.2	1.5	8.1	76.2	26.7			
19/07/2012	1147	2000	130	1.2	1.4	0.5	8.8	85.8	30.0			
22/07/2012	1150	100	100	2.8	5.6	1.9	6.3	166.3	58.2	23.2	53.7	18.8
22/07/2012	1150	120	104	2.4	5.3	1.9	6.4	173.6	60.8	23.8	53.9	18.9
22/07/2012	1150	2000	130	1.4	2.7	0.9	7.7	197.4	69.1	29.6	54.8	19.2
20/07/2012	1152	100	100	2.8	5.7	2.0	5.5	156.1	54.6	6.4	8.4	2.9
20/07/2012	1152	120	104	2.5	5.4	1.9	5.6	162.1	56.8	6.6	8.6	3.0
20/07/2012	1152	2000	130	1.4	2.8	1.0	6.8	181.3	63.5	8.2	9.8	3.4
20/07/2012	1156	100	100	12.7	8.9	3.1	3.0	115.3	40.4	15.0	52.2	18.3
20/07/2012	1156	120	104	11.1	8.8	3.1	3.1	123.7	43.3	15.4	52.3	18.3
20/07/2012	1156	2000	130	6.3	8.2	2.9	3.7	150.8	52.8	19.6	53.1	18.6
21/07/2012	1158	100	100	1.2	0.3	0.1			0.0			
21/07/2012	1158	120	104	1.1	0.2	0.1			0.0			
21/07/2012	1158	2000	130	0.6	0.0	0.0			0.0			
22/07/2012	1159	100	100	1.8	2.9	1.0	7.4	82.7	29.0			
22/07/2012	1159	120	104	1.6	2.5	0.9	7.5	86.0	30.1			
22/07/2012	1159	2000	130	0.9	0.0	0.0	8.4	96.8	33.9			
21/07/2012	1164	100	100	5.8	7.9	2.8	3.5	133.3	46.7	6.1	23.7	8.3
21/07/2012	1164	120	104	5.1	7.7	2.7	3.6	141.0	49.4	6.3	24.0	8.4
21/07/2012	1164	2000	130	3.0	6.4	2.2	4.5	165.6	58.0	8.0	25.3	8.9
22/07/2012	1165	100	100	2.2	4.5	1.6	4.8	75.9	26.6			
22/07/2012	1165	120	104	1.9	4.2	1.5	4.9	79.7	27.9			
22/07/2012	1165	2000	130	1.1	1.2	0.4	5.8	92.7	32.5			
18/07/2012	1185	100	100	1.9	3.3	1.1	7.2	99.6	34.9			
18/07/2012	1185	120	104	1.7	2.9	1.0	7.3	103.5	36.2			
18/07/2012	1185	2000	130	1.0	0.2	0.1	8.4	116.3	40.7			
18/07/2012	1188	100	100	3.6	6.5	2.3	2.1	15.8	5.5	4.0	15.0	5.2
18/07/2012	1188	120	104	3.2	6.3	2.2	2.2	18.4	6.4	4.1	15.1	5.3
18/07/2012	1188	2000	130	1.9	4.1	1.4	2.6	26.6	9.3	5.1	15.9	5.6
13/07/2012	1189	100	100	2.0	3.7	1.3	3.4	88.9	31.1	4.4	6.0	2.1
13/07/2012	1189	120	104	1.7	3.3	1.2	3.5	94.1	33.0	4.5	6.1	2.2
13/07/2012	1189	2000	130	1.0	0.2	0.1	4.2	111.2	38.9	5.7	6.9	2.4
23/07/2012	1190	100	100	1.6	2.4	0.9	5.0	81.2	28.4			
23/07/2012	1190	120	104	1.4	2.1	0.7	5.1	85.0	29.8			
23/07/2012	1190	2000	130	0.8	0.0	0.0	6.0	97.5	34.1			
24/07/2012	1191	100	100	3.8	6.7	2.3	11.5	116.2	40.7			
24/07/2012	1191	120	104	3.4	6.5	2.3	11.7	119.7	41.9			
24/07/2012	1191	2000	130	1.9	4.4	1.5	12.8	130.9	45.8			
19/07/2012	1192	100	100	1.7	2.4	0.8	2.7	38.3	13.4	3.9	0.1	0.0
19/07/2012	1192	120	104	1.5	2.1	0.7	2.7	41.1	14.4	3.8	0.1	0.0
19/07/2012	1192	2000	130	0.9	0.0	0.0	3.2	50.3	17.6	3.4	0.0	0.0
18/07/2012	1198	100	100	2.5	4.9	1.7	3.9	40.8	14.3			
18/07/2012	1198	120	104	2.2	4.6	1.6	4.0	43.1	15.1			
18/07/2012	1198	2000	130	1.3	1.8	0.6	4.6	50.7	17.8			
23/07/2012	1199	100	100	1.7	2.7	1.0	1.6	14.7	5.1			
23/07/2012	1199	120	104	1.4	2.4	0.8	1.6	17.1	6.0			
23/07/2012	1199	2000	130	0.9	0.0	0.0	2.0	25.2	8.8			
19/07/2012	1212	100	100	3.3	6.4	2.2	3.8	46.5	16.3			
19/07/2012	1212	120	104	2.9	6.1	2.1	3.9	49.3	17.3			
19/07/2012	1212	2000	130	1.7	3.9	1.4	4.6	58.4	20.4			
19/07/2012	1214	100	100	3.1	6.1	2.1	5.0	70.6	24.7			
19/07/2012	1214	120	104	2.7	5.8	2.0	5.2	73.9	25.9			
19/07/2012	1214	2000	130	1.6	3.4	1.2	6.1	85.1	29.8			
17/07/2012	1215	100	100	4.8	7.5	2.6	4.7	20.1	7.1	10.8	75.5	26.5
17/07/2012	1215	120	104	4.2	7.3	2.6	4.9	24.1	8.4	11.1	75.8	26.5
17/07/2012	1215	2000	130	2.5	5.8	2.0	6.0	37.2	13.0	14.1	77.6	27.2

Fuente: El autor

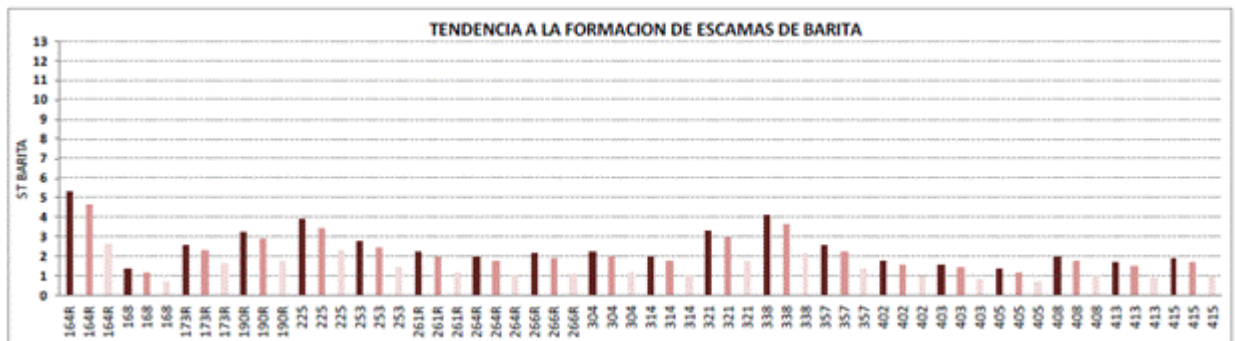
**Tabla 14. Simulación tendencias incrustantes mediante Scale Chem pozos productores D.**

F. MUESTREO	POZO	P (psi)	T (°F)	BaSO <sub>4</sub>			CaCO <sub>3</sub>		
				ST	mg/L	lb/KBbls	ST	mg/L	lb/KBbls
15/07/2012	1407	100	100	2.4	4.7	1.6	5.2	73.4	25.7
15/07/2012	1407	120	104	2.2	4.4	1.5	5.3	76.9	26.9
15/07/2012	1407	2000	130	1.3	1.7	0.6	6.1	88.5	31.0
18/07/2012	PB-3R	100	100				2.9	40.0	14.0
18/07/2012	PB-3R	120	104				3.1	42.7	14.9
18/07/2012	PB-3R	2000	130				3.9	51.3	18.0

Fuente: El autor

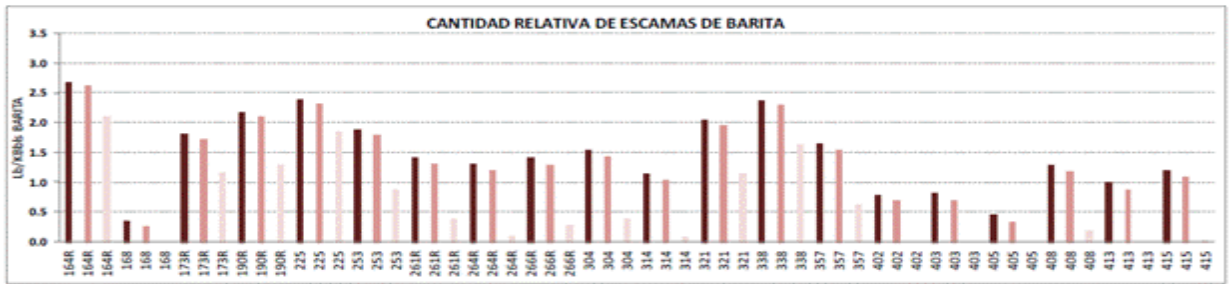
A continuación se presentan las gráficas de las tendencias de incrustantes y las cantidades relativas de formación de Scale.

**Figura 18. Tendencia formación de Barita.**



Fuente: El autor

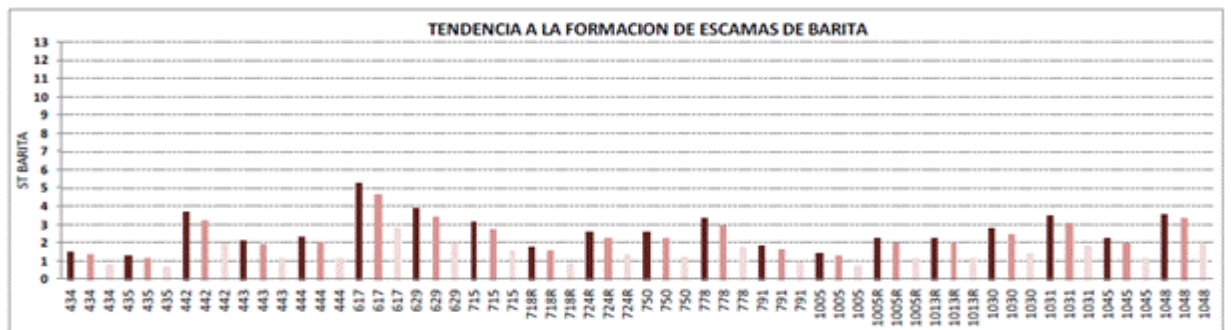
**Figura 19. Cantidad relativa de Barita.**



**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

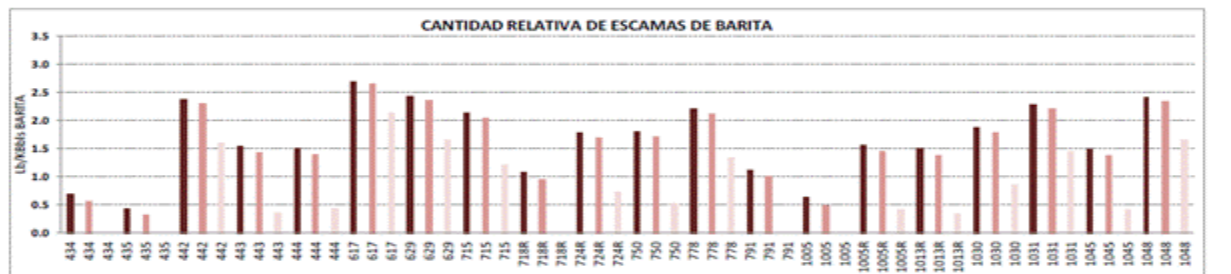
	P [psi]	T [°F]
	100	100
	120	104
	2000	130

**Figura 20. Tendencia formación de Barita.**



**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

**Figura 21. Cantidad relativa de Barita.**



**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

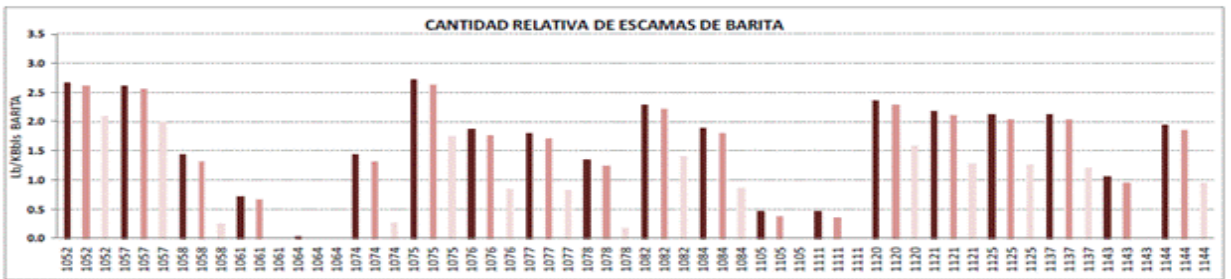
**Figura 22. Tendencia formación de Barita.**



**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

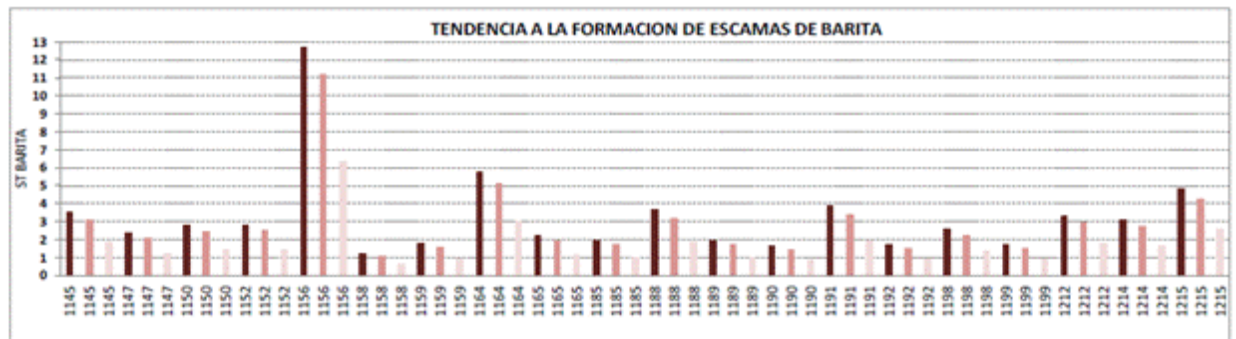
	P (ppm)	T (°F)
	100	100
	120	104
	2000	130

**Figura 23. Cantidad relativa de Barita.**



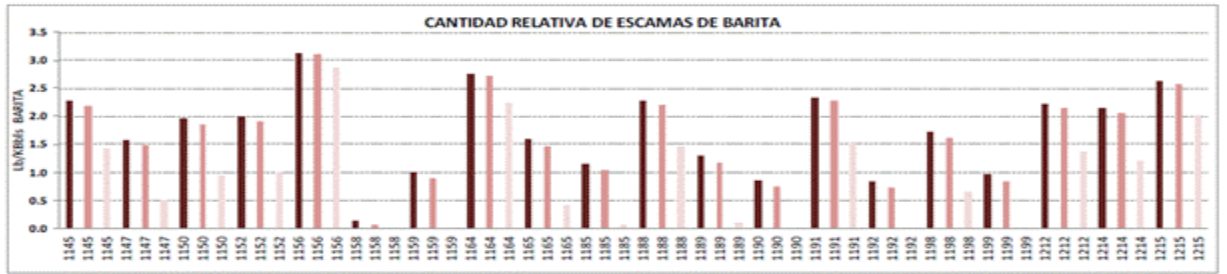
**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

**Figura 24. Tendencia formación de Barita.**



**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

**Figura 25. Cantidad relativa de Barita.**



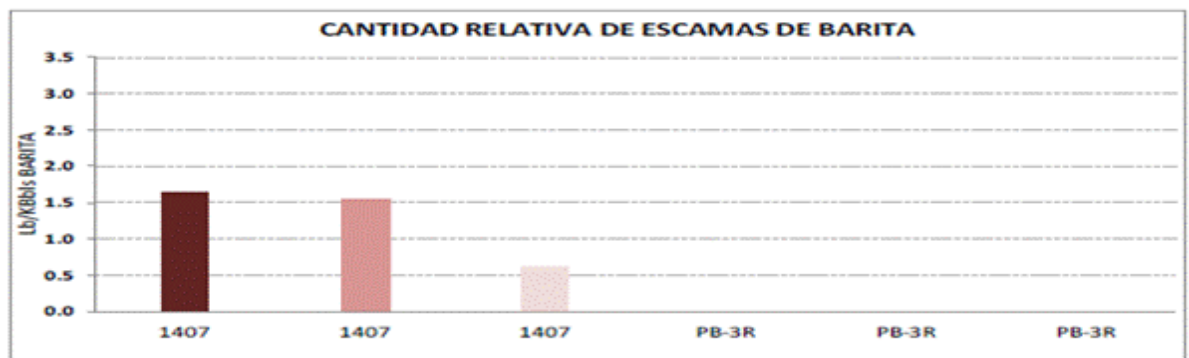
**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

**Figura 26. Tendencia formación de Barita.**



**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

**Figura 27. Cantidad relativa de Barita.**



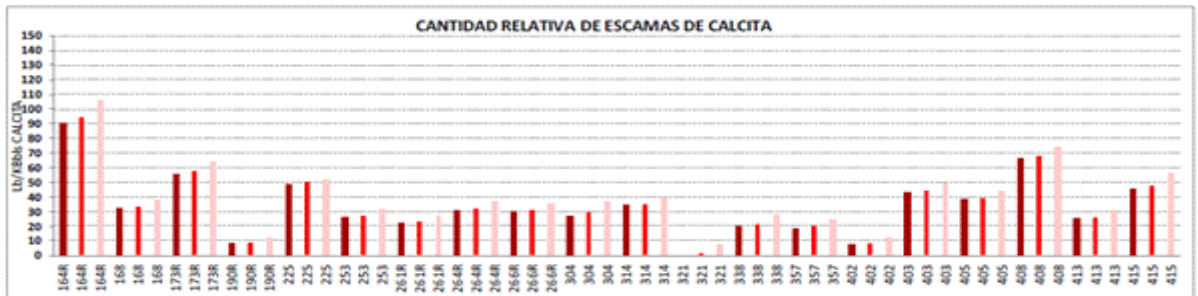
**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

**Figura 28. Tendencia formación de Calcita.**



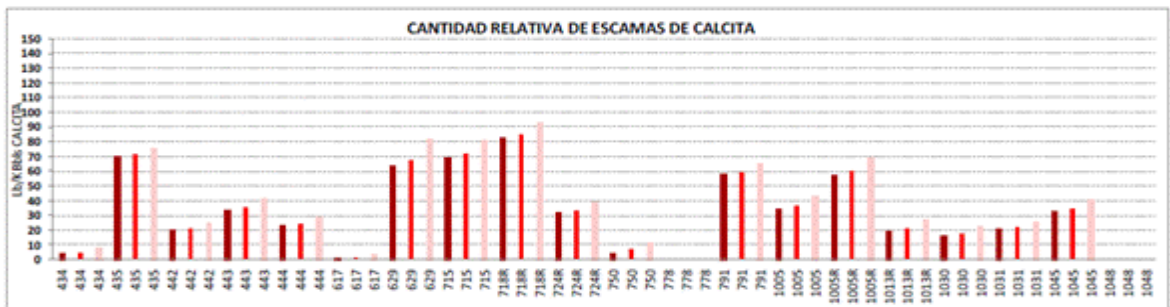
**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

**Figura 29. Cantidad relativa de Calcita.**



**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

**Figura 30. Tendencia formación de Calcita.**



**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

**Figura 31. Cantidad relativa de Calcita.**



**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

	P (psi)	T (°F)
	100	100
	120	104
	2000	130

**Figura 32. Tendencia formación de Calcita.**



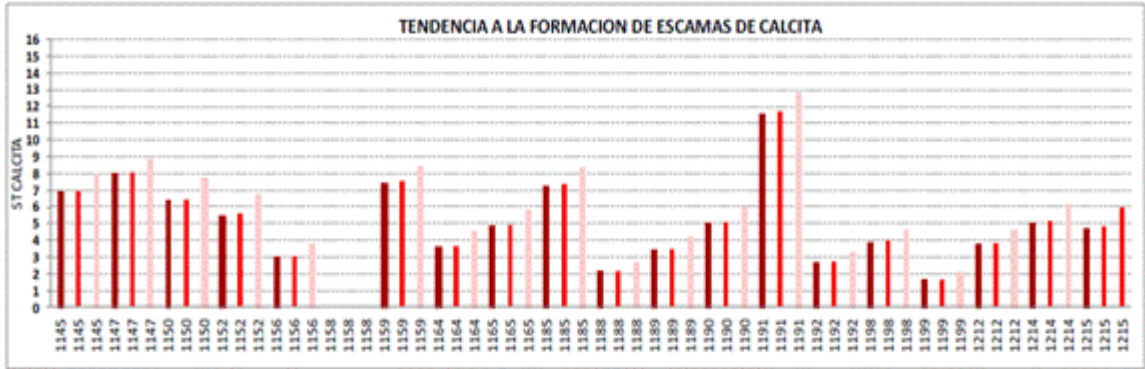
**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

**Figura 33. Cantidad relativa de Calcita.**



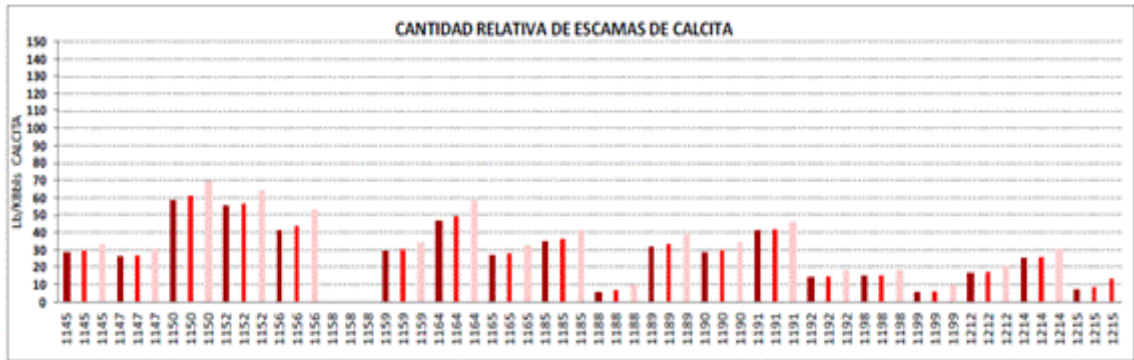
**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

**Figura 34. Tendencia formación de Calcita.**



**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

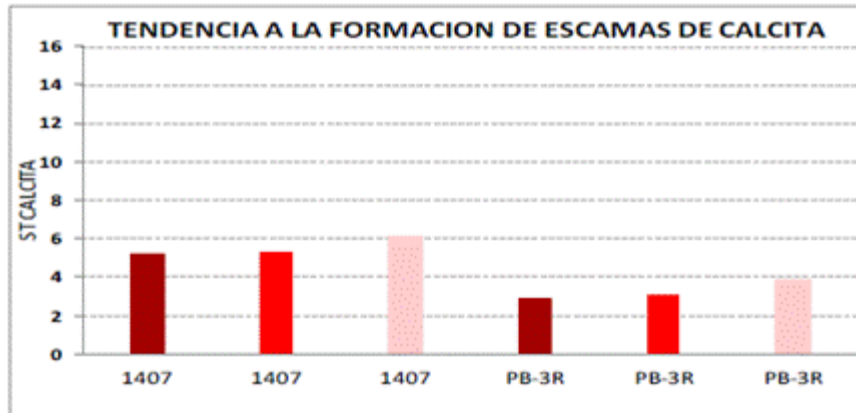
**Figura 35. Cantidad relativa de Calcita.**



**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

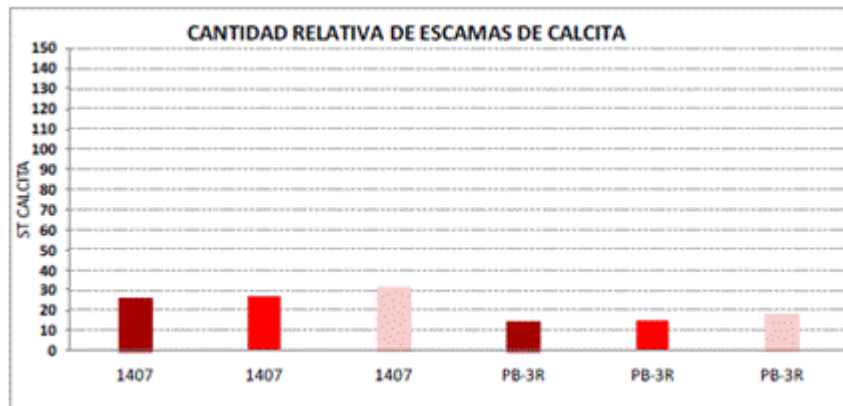
	P [psi]	T [°F]
	100	100
	120	104
	2000	130

**Figura 36. Tendencia formación de Calcita.**



**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

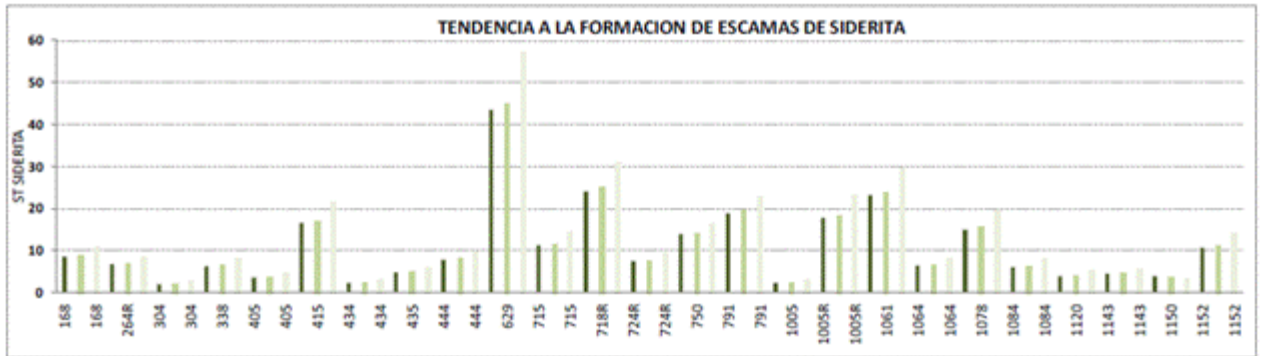
**Figura 37. Cantidad relativa de Calcita.**



**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

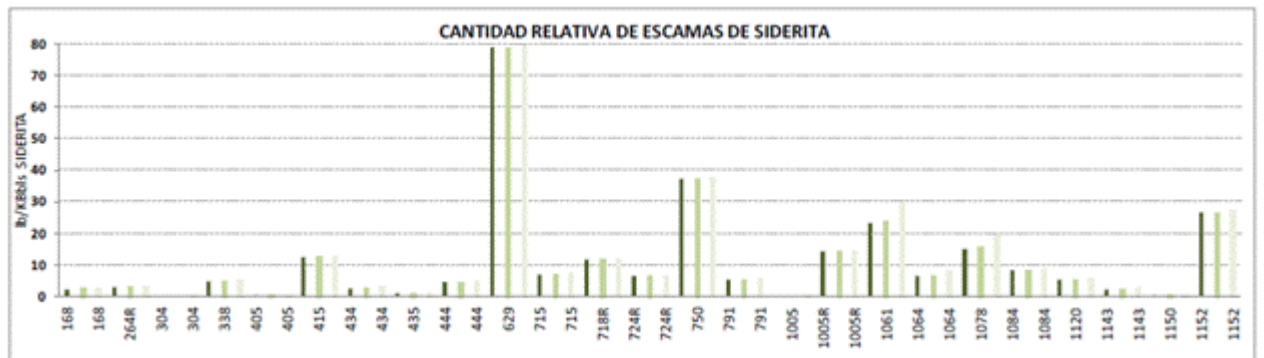
	P [psi]	T [°F]
Dark Red	100	100
Red	120	104
Light Pink	2000	130

**Figura 38. Tendencia formación de Siderita.**



**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

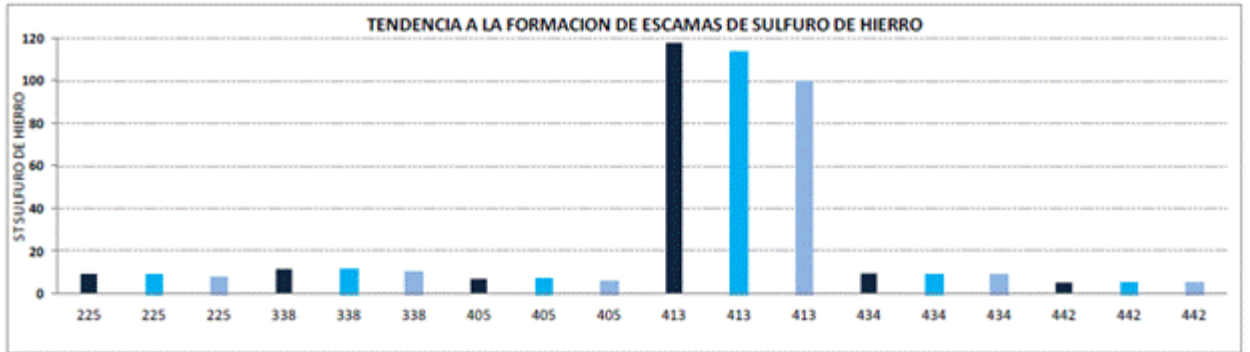
**Figura 39. Cantidad relativa de Siderita.**



**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

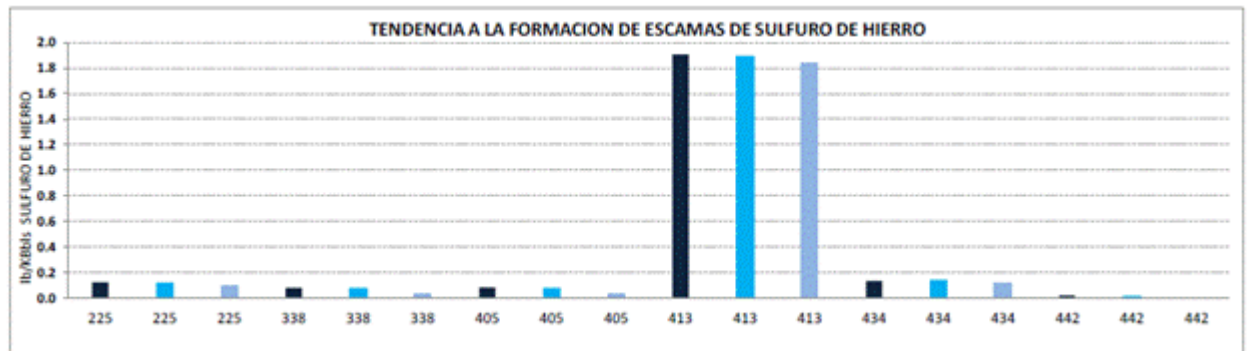
	P [psi]	T [°F]
	100	100
	120	104
	2000	130

**Figura 40. Tendencia formación de Sulfuro de hierro.**



**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

**Figura 41. Cantidad relativa de Sulfuro de Hierro.**



**Fuente:** Archivos campo Casabe. Seguimiento fisicoquímico semestral Laboratorio química de producción ICP

	P [psi]	T [°F]
	100	100
	120	104
	2000	130

## 5.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

- Las aguas de formación presentaron una salinidad equivalente entre 1002-46077 mg/L como NaCl, la dispersión se debe a la invasión heterogénea del agua de inyección (de baja salinidad) al Yacimiento.
- No fue posible recuperar agua de formación en los pozos de Casabe Sur ya que presentan emulsiones estables que no permiten la separación “in situ” por medios físicos.
- La concentración de hierro en las muestras de Casabe, osciló entre 0 y 120 ppm y se evidenciaron concentraciones altas en gran parte de las muestras, por lo que se presume marcados procesos de corrosión en las tuberías.
- Asociado a estos resultados de hierro soluble, se encontraron altas concentraciones de CO<sub>2</sub> disuelto en agua. Los niveles de CO<sub>2</sub> detectados en las aguas de formación fluctuaron entre 12 - 500 ppm.
- Se detectó H<sub>2</sub>S disuelto en 35 puntos, en concentraciones de 0.1 - 0.4 ppm. Las aguas con mayor cantidad de este gas disuelto fueron las de los pozos CBE-225, 253, 413 y 1190D.
- La mayoría de los pozos en estudio presentan carácter incrustante según se infiere por el cálculo del índice de estabilidad, ya que la mayoría son positivos; sin embargo, 3 de los 82 pozos analizados presentaron índices negativos, es decir con tendencia corrosiva.
- Los resultados de Bacterias Sulfato reductoras permiten evidenciar que hay una proliferación muy importante de estos microorganismos en las aguas de formación del Campo.

- El recuento de BSR está muy elevado y generalizado en el sistema de pozos productores. 37 de los 82 pozos (que representa un 38% del total evaluado) contienen Bacterias de  $10^2$  ufc/mL; esta cantidad ya puede considerarse de importancia. Los demás pozos (62%) presentaron niveles críticos de bacterias sulfato-reductoras, que pueden llegar a tener un potencial de generación de daño importante y generación de H<sub>2</sub>S elevada.
- En todos los pozos del campo Casabe se detectó CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en el gas producido. Los niveles de CO<sub>2</sub> estuvieron entre 1,000 y 55,000 ppm (0.1%-5.5%). La concentración de H<sub>2</sub>S estuvo entre 2 y 104 ppm, siendo el pozo CBE 1075 el de mayor contenido de este gas.
- Los pozos de Peñas Blancas no presentaron cantidades importantes de CO<sub>2</sub>. El único caso detectado, de consideración, es el contenido de H<sub>2</sub>S en el gas de producción del pozo Peñas Blancas-18 (28 ppm).

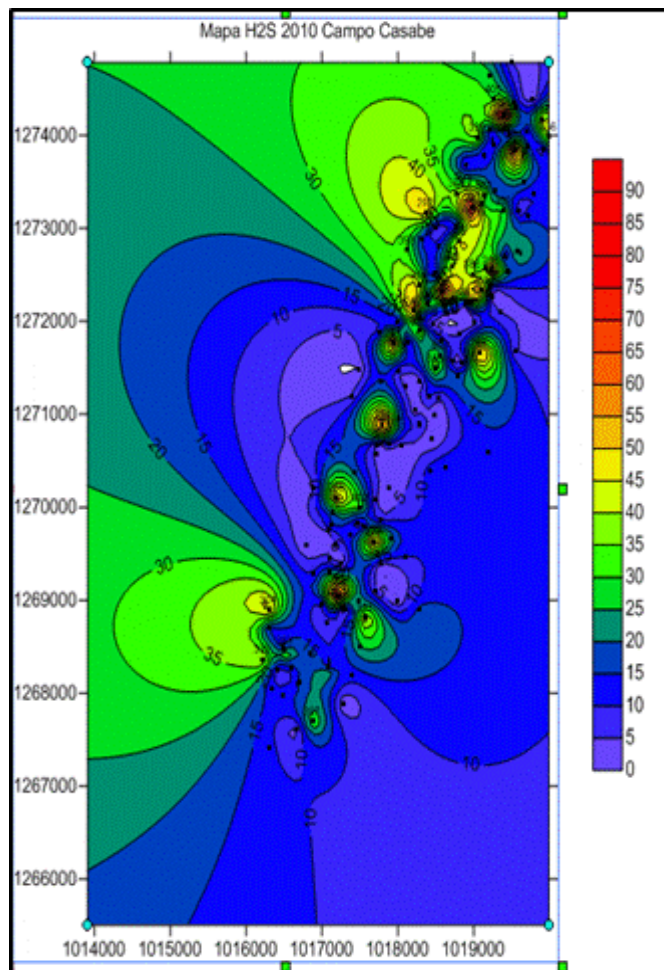
Con relación a lo anterior se confirma la hipótesis presentada acerca de que la presencia de H<sub>2</sub>S en el campo Casabe se debe al incremento de las BSR, este incremento es debido a las siguientes consideraciones:

- ✓ Incremento en el agua de inyección desde el año 2004.
- ✓ La baja temperatura en el yacimiento y la presión son condiciones que favorecen el crecimiento de BSR.
- ✓ La biodegradación de sulfatos en el agua de producción favorecen el crecimiento de BSR.
- ✓ Un alto contenido de bacterias se ha detectado en el agua de producción.

- ✓ Falta de tratamiento químico para control de BSR.

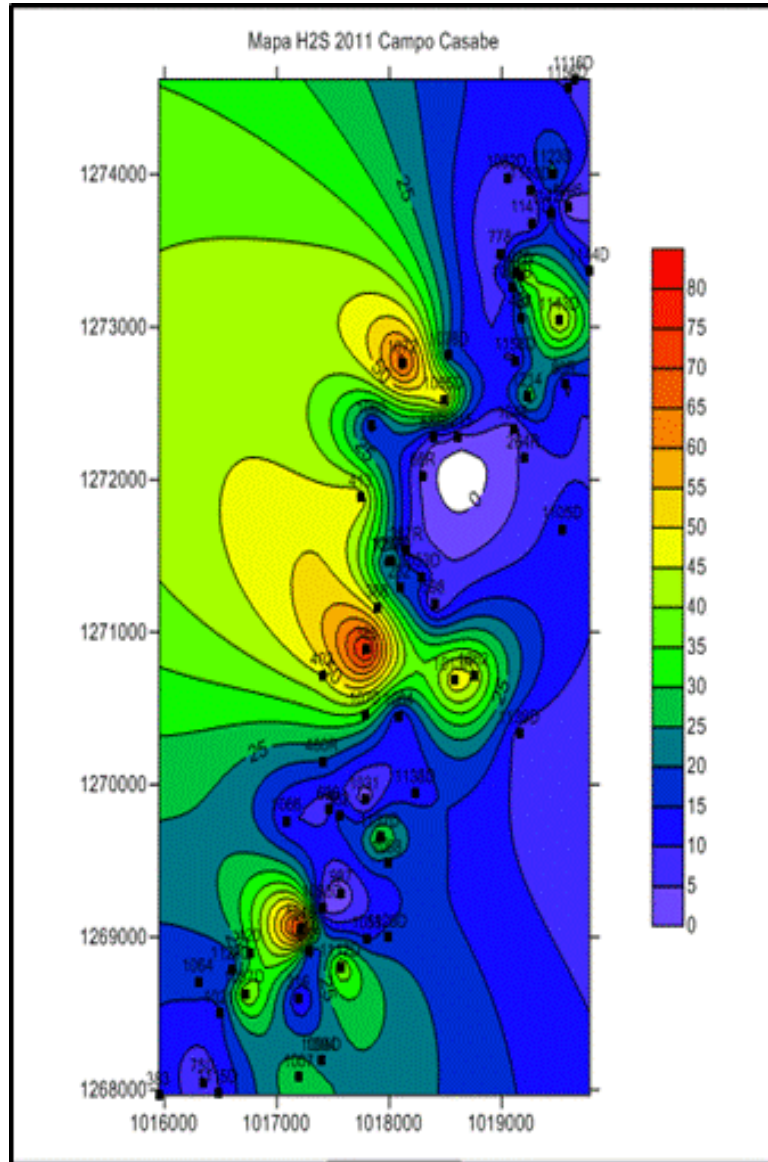
A continuación se muestra el mapeo de H<sub>2</sub>S en el campo Casabe y su afectación a través del tiempo. En rojo se evidencia la presencia de H<sub>2</sub>S en el yacimiento, según la escala de colores ubicada en la parte derecha de cada grafica en donde se evidencia la presencia del gas. en donde el color azul representa lo no presencia y el rojo lo opuesto.

**Figura 42. Mapeo de H<sub>2</sub>S en el campo Casabe año 2010. Presencia de H<sub>2</sub>S en el Año 2010.**



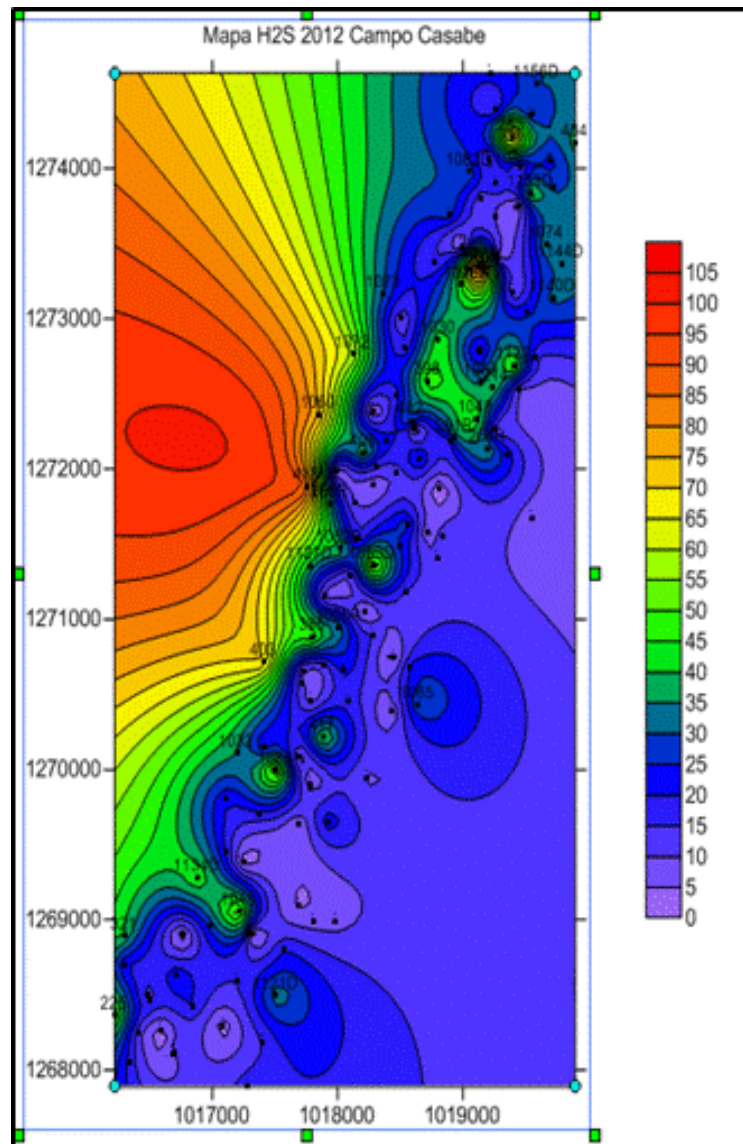
Fuente: Archivo campo Casabe, Alianza Ecopetrol S.A – Shlumberger

Figura 43. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2011. Presencia de H2S en el año 2011.



Fuente: Archivo campo Casabe, Alianza Ecopetrol S.A – Shlumberger

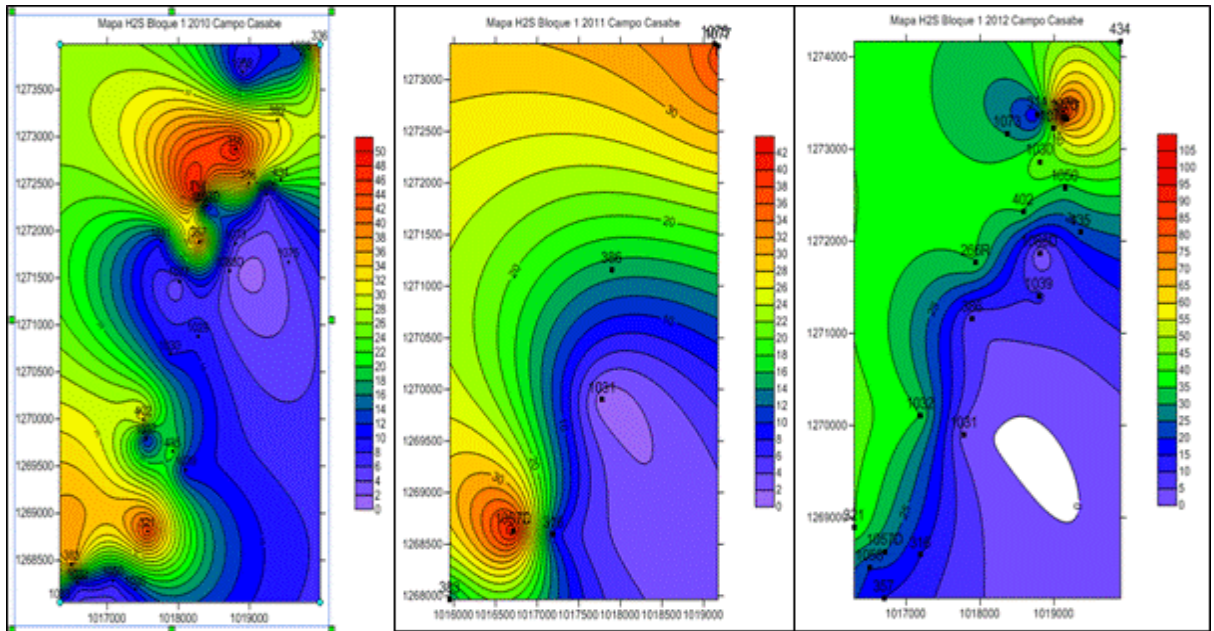
Figura 44. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2012. Presencia de H2S en el 2012.



Fuente: Archivo campo Casabe, Alianza Ecopetrol S.A – Shlumberger

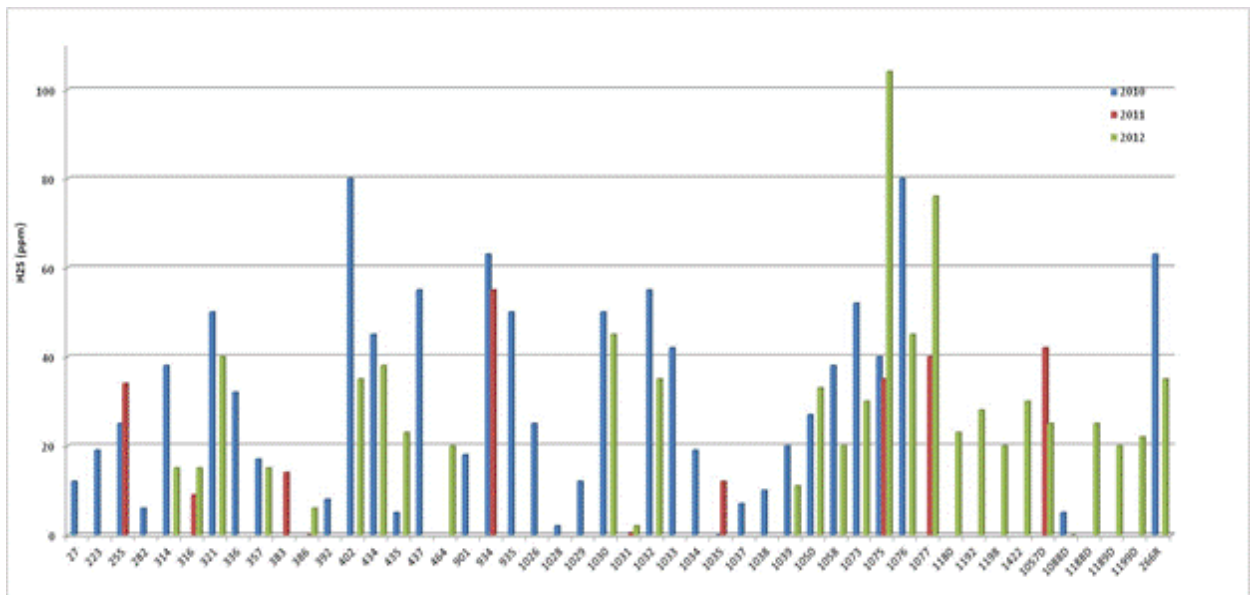
Según estos resultados en donde se evidencia el incremento acelerado de H2S en el campo, se divide el campo en bloques para facilitar su estudio y poder discretizar los pozos afectados.

**Figura 45. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2012. Bloque 1. Mapeo Bloque 1**



Fuente: Archivo campo Casabe, Alianza Ecopetrol S.A – Shlumberger

**Figura 46. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2012. Bloque 1.**

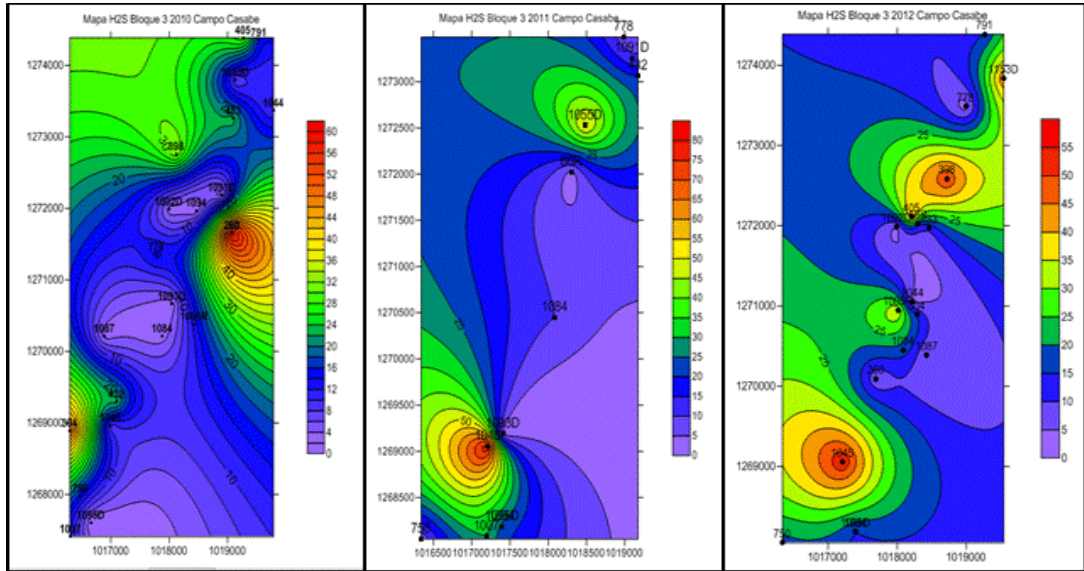


Fuente: Archivo campo Casabe, Alianza Ecopetrol S.A – Shlumberger



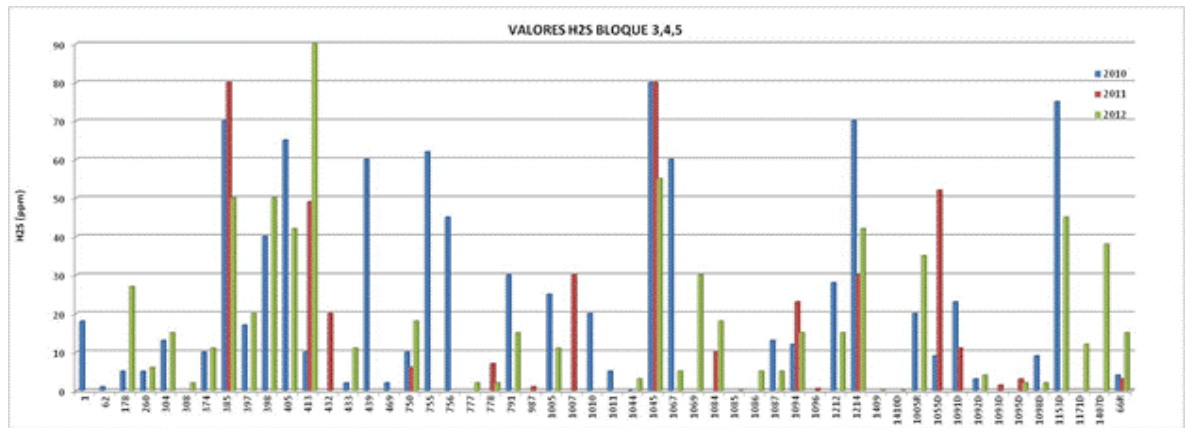
El Bloque 2 registra un incremento en los valores de H2S como se ve en el 261R, 264R. Se nota un desplazamiento en aumento de valores hacia la parte norte del bloque

**Figura 49. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2012. Bloque 3. Mapeo Bloque 3**



Fuente: Archivo campo Casabe, Alianza Ecopetrol S.A – Shlumberger

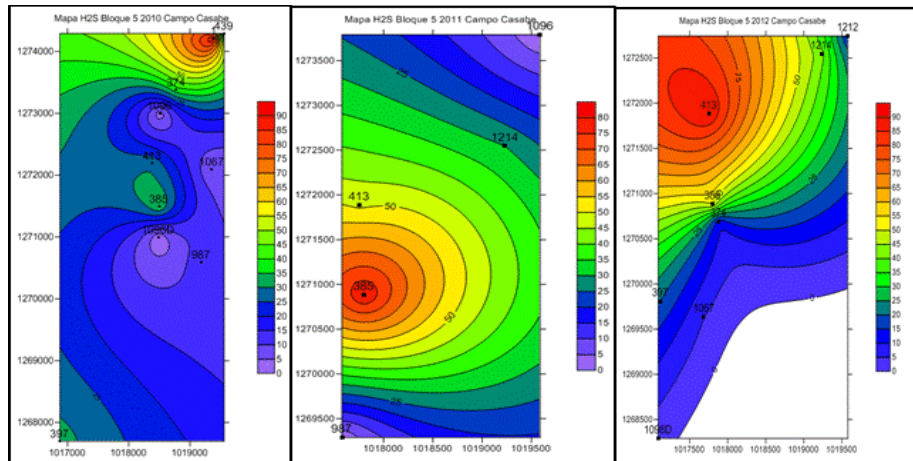
**Figura 50. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2012. Bloque 3.**



Fuente: Archivo campo Casabe, Alianza Ecopetrol S.A – Shlumberger

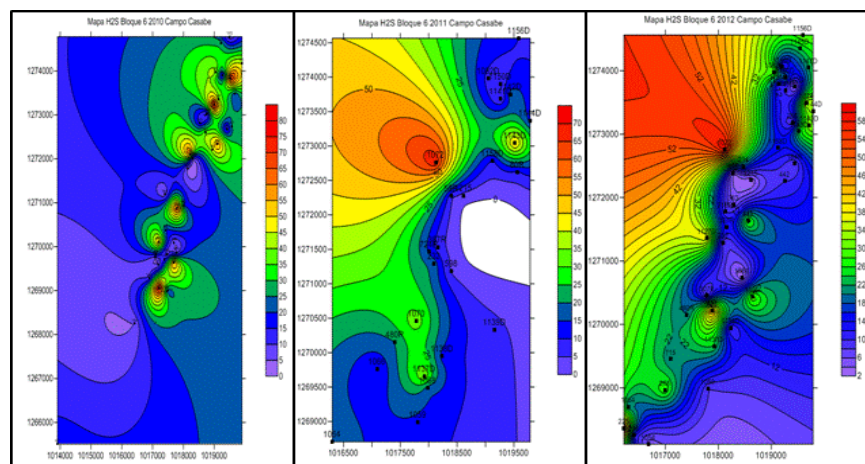
Se puede observar un incremento mirando el pozo 1084 con valores de 8, 10 y 20 ppm para el 2012, igual el 1095, 1045, 1005R aumentando drásticamente. El bloque 4 no presenta contenido de H2S por lo cual no se presentan datos

**Figura 51. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2012. Bloque 5. Mapeo Bloque 5**



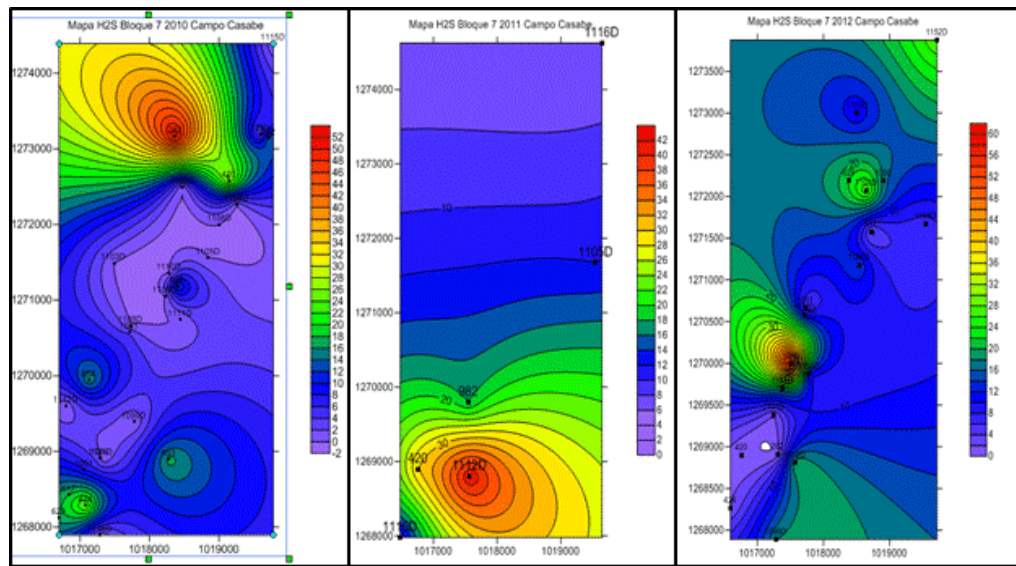
Fuente: Archivo campo Casabe, Alianza Ecopetrol S.A – Shlumberger

**Figura 52. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2012. Bloque 6. Mapeo Bloque 6**



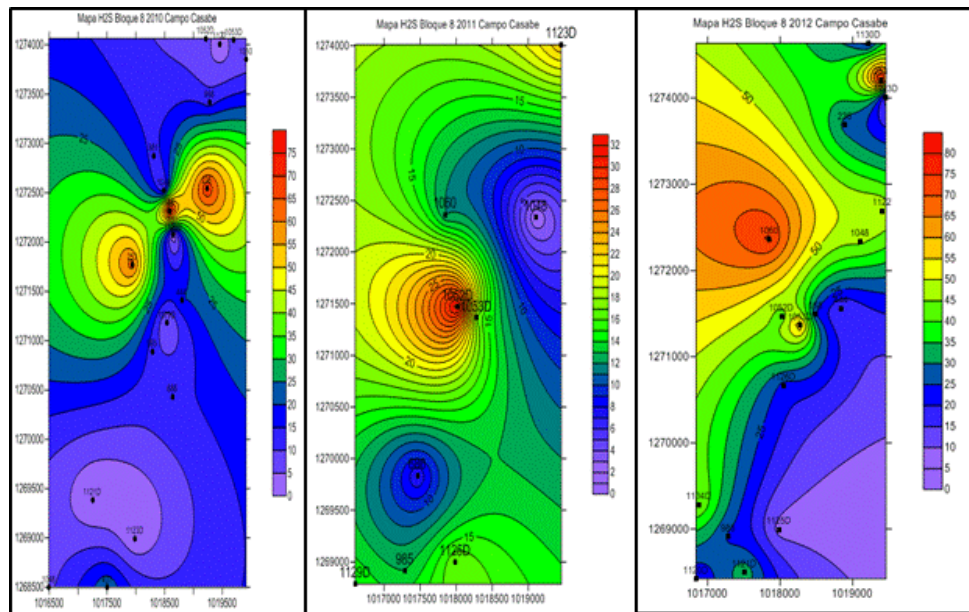
Fuente: Archivo campo Casabe, Alianza Ecopetrol S.A – Shlumberger

**Figura 53. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2012. Bloque 7. Mapeo Bloque 7**



Fuente: Archivo campo Casabe, Alianza Ecopetrol S.A – Shlumberger

**Figura 54. Mapeo de H2S en el campo Casabe año 2012. Bloque 8. Mapeo Bloque 8**



Fuente: Archivo campo Casabe, Alianza Ecopetrol S.A – Shlumberger

Aumento en los pozos 1048, un aumento representativo en el 1060. En el 1052 y 1053 se registran valores entre 25 y 30 ppm en el 2011, y en 2012 de color verde y amarillo presentan valores por encima de 50 ppm, aumento en el 1121 del 2010 al 2012 con valores de 0 a 45 ppm.

## 6. POZOS CANDIDATOS PARA ESTIMULACIÓN QUÍMICA MATRICIAL

Con el fin de identificar el pozo candidato para la estimulación química matricial, se realizó una preselección de los pozos con valores fisicoquímicos más representativos en:

- Contenido de H<sub>2</sub>S
- Contenido de BSR
- Contenido de CO<sub>2</sub>
- Contenido de Hierro disuelto Fe(sln)
- Índice de Saturación (Tendencia incrustante)

Los pozos que presentaron valores más significativos en el estudio fueron:

**Tabla 15. Resumen de pozos preseleccionados según resultados de análisis fisicoquímicos**

POZO	BSR (ufc)	H <sub>2</sub> S (SLN)	H <sub>2</sub> S (GAS)	CO <sub>2</sub>	Fe	IS	BFPD	BOPD	BWPD	%BSW
<b>CBE 168</b>	<b>10<sup>6</sup></b>	ND	24	15000	4,2	1,11	1000	50	950	95
<b>CBE 225</b>	<b>10<sup>6</sup></b>	0,3	<b>50</b>	<b>30000</b>	6	0,87	480	149	331	69
<b>CBE 253</b>	<b>10<sup>4</sup></b>	0,4	<b>80</b>	15000	0,1	0,93	800	32	768	96
<b>CBE 413</b>	<b>10<sup>1</sup></b>	0,3	<b>90</b>	<b>32000</b>	<b>4</b>	1,06	330	26	304	92
<b>CBE 750</b>	<b>10<sup>1</sup></b>	ND	<b>18</b>	<b>45000</b>	<b>60</b>	0,71	200	50	150	75

<b>CBE</b>											
<b>1190D</b>	<b>10<sup>3</sup></b>	0,3	50	30000	ND	0,97	1750	140	1610	92	
<b>CBE</b>											
<b>1075</b>	<b>10<sup>6</sup></b>	ND	104	10000	ND	1,87	750	38	712	95	
<b>CBE</b>											
<b>1144</b>	<b>10<sup>6</sup></b>	ND	32	10000	3,6	1,09	800	96	704	88	
<b>CBE</b>											
<b>1145</b>	<b>10<sup>5</sup></b>	ND	24	15000	4,0	1,21	1200	120	1080	90	
<b>CBE</b>											
<b>1147</b>	<b>10<sup>6</sup></b>	ND	22	8000	0,6	1,19	1400	168	1232	88	
<b>CBE</b>											
<b>1150D</b>	<b>10<sup>6</sup></b>	ND	22	35000	32,5	1,17	700	140	560	80	

Fuente. El autor

**Nota:** Se incluyen las producciones del pozo con el fin de evaluar la incidencia del pozo con respecto a la producción diaria del campo

Con estos pozos preseleccionados observamos que los pozos que presentan una mayor relación entre producción de H<sub>2</sub>S y BSR son los pozos CBE 253 y CBE 1075 los cuales tienen una alta probabilidad de tener daño por sulfuros, al igual que los demás pozos con contenidos de BSR por encima de 10<sup>4</sup> y que presentan disminución en el potencial de producción BOPD.

## 7. SELECCIÓN Y DISEÑO

### 7.1 SELECCIÓN DEL POZO CANDIDATO PARA LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL

Con la anterior preselección de los pozos con resultados significativos en los análisis fisicoquímicos de interés para el trabajo, se llevó a cabo una ponderación de valores con el fin de identificar la correlación de las variables H2S y BSR, esto se llevó a cabo de la siguiente manera:

- **H2S Gas:**  $\geq 30$  ppm Cumple (1)  $\leq 30$  No Cumple (0)
- **BSR:**  $\geq 10^4$  ufc Cumple (1)  $\leq 10^5$  ufc No Cumple (0)
- **CO2:**  $\geq 18000$  ppm Cumple (1)  $\leq 15000$  ufc No Cumple (0)
- **IS:**  $\geq 1$  Cumple (1)  $\leq 1$  No Cumple (0)

Los pozos que obtuvieron el mayor puntaje según la correlación mencionada anteriormente se resaltan en amarillo.

**Tabla 16. Ponderación de factores claves de selección.**

POZO	BSR (ufc)	H2S (GAS)	CO2	Fe	IS	Total Ponderado
<b>CBE 168</b>	1	0	1	0	0	2
<b>CBE 225</b>	1	1	1	0	0	3
<b>CBE 253</b>	1	1	1	0	0	3

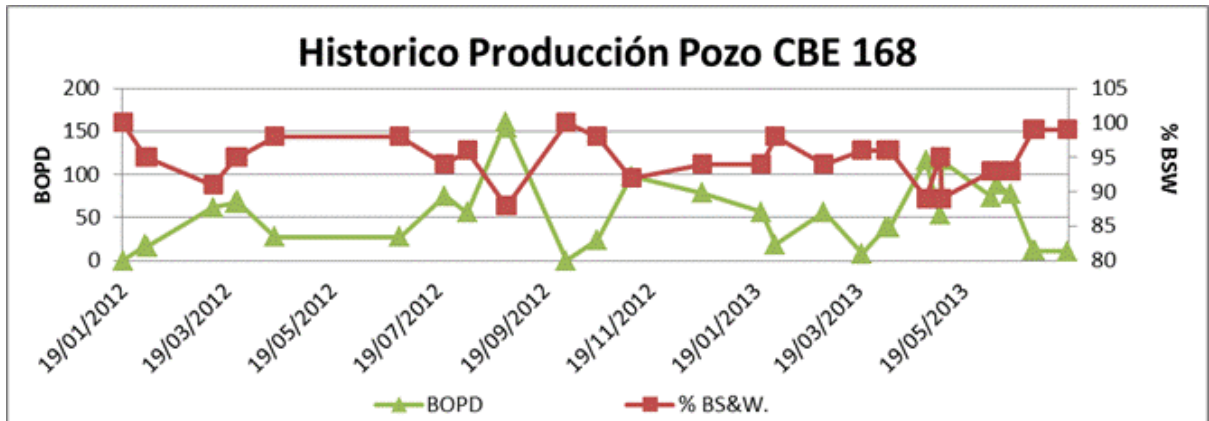
<b>CBE 413</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	0	2
<b>CBE 750</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	0	2
<b>CBE 1190D</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	0	3
<b>CBE 1075</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	3
<b>CBE 1144</b>	<b>1</b>	1	0	0	0	2
<b>CBE 1145</b>	1	0	0	0	1	2
<b>CBE 1147</b>	<b>0</b>	0	0	0	0	0
<b>CBE 1150D</b>	<b>0</b>	0	<b>1</b>	<b>1</b>	0	2

Fuente. El autor

Teniendo estos cuatro pozos preseleccionados continuamos revisando la data de falla de los pozos y la curva de producción histórica, con el fin de evidenciar alguna caída de producción o curva de declinación pronunciada del pozo en los últimos años, que nos pueda dar algún indicio de daño o pérdida de producción inducida. También se tuvo en cuenta la experiencia del personal de campo, encargados de los Well Services, y de los Teardown, con el fin de revisar si existe alguna evidencia física real encontrada en algún trabajo de mantenimiento del pozo. Cabe resaltar que ninguno de los pozos seleccionados ha tenido ningún tipo de trabajo que afecte la producción del pozo, como cañoneos en otras arenas, optimizaciones, aumento de frecuencia, cambio de bomba, etc..

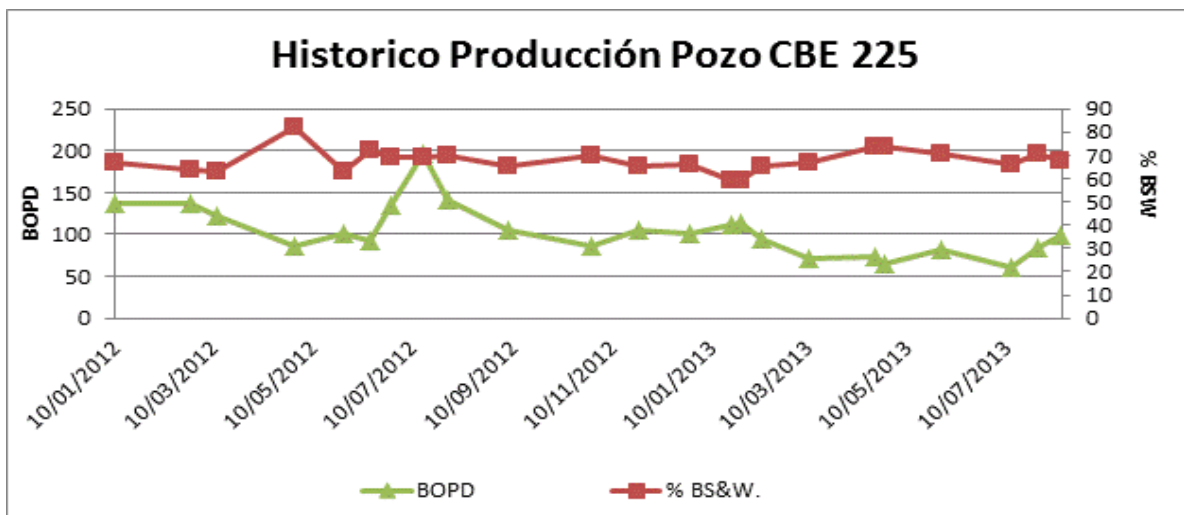
Las curvas de producción de los pozos preseleccionados se evidencian a continuación desde el 01 de Enero de 2012:

**Figura 55. Histórico de producción Pozo CBE 168.**



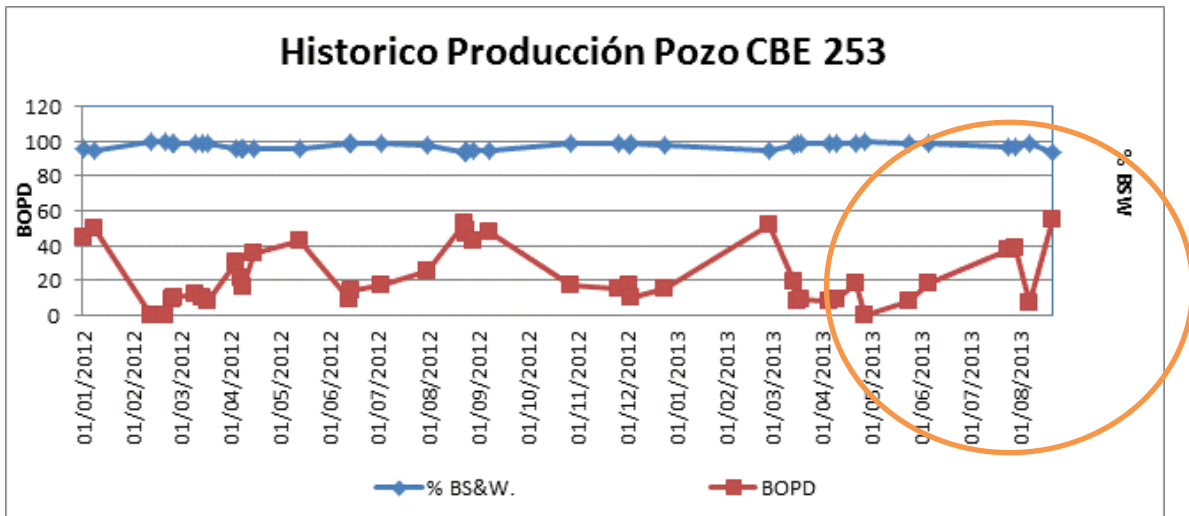
Fuente: El autor

**Figura 56. Histórico de producción Pozo CBE 225.**



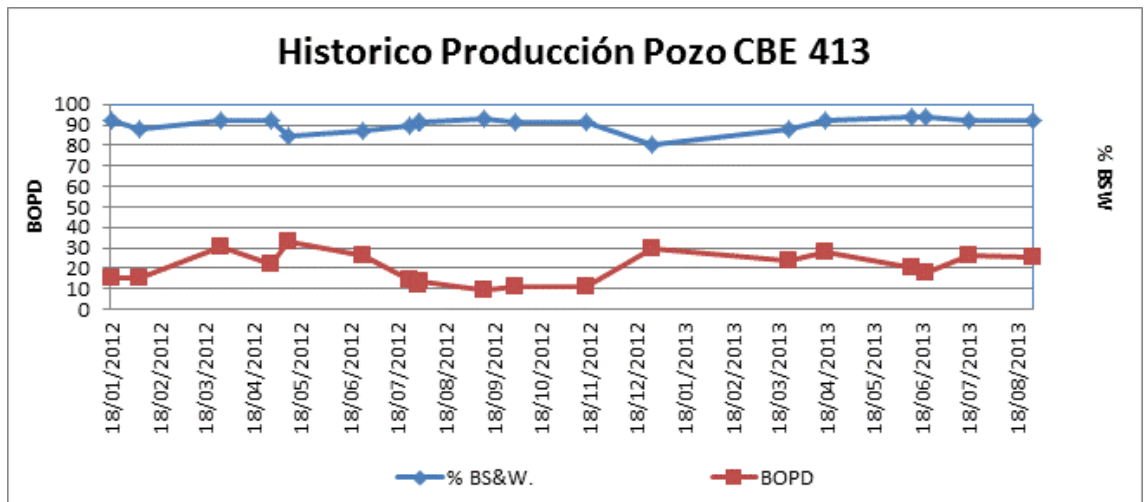
Fuente: El autor

Figura 57. Histórico de producción Pozo CBE 223.



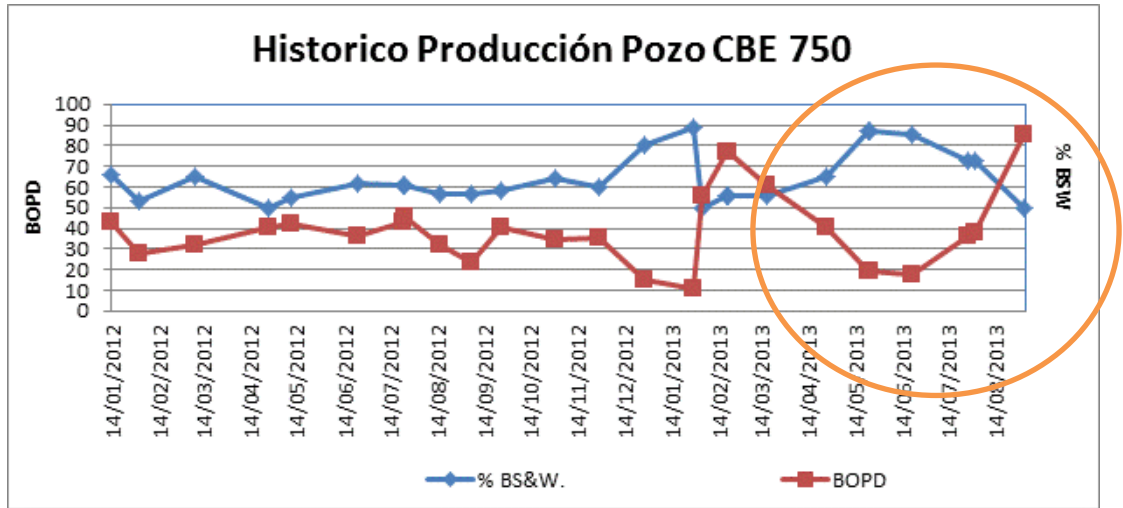
Fuente: El autor

Figura 58. Histórico de producción Pozo CBE 413.



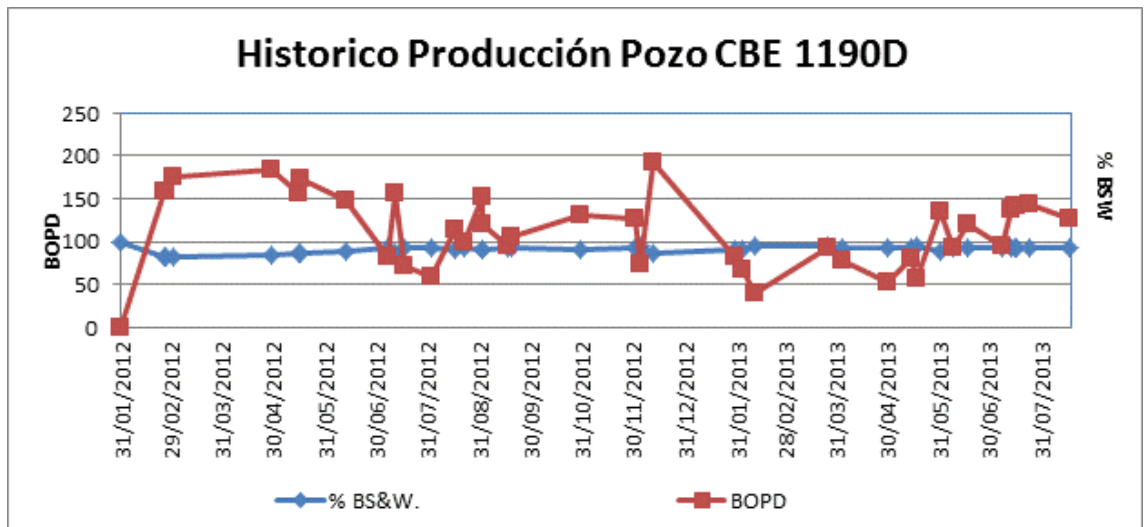
Fuente: El autor

Figura 59. Histórico de producción Pozo CBE 750.



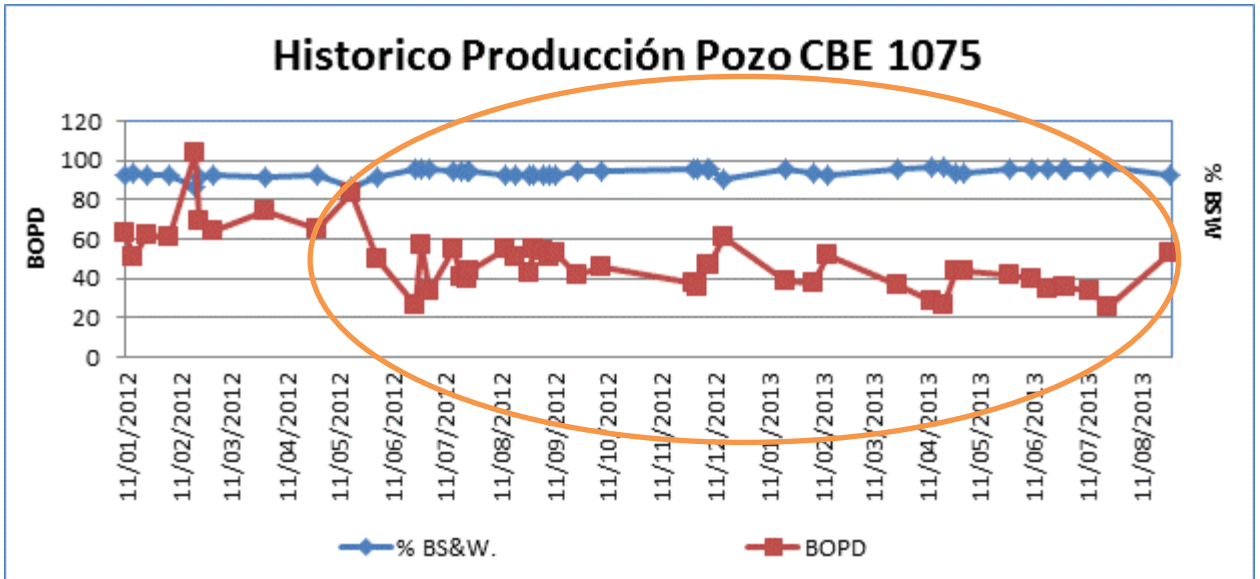
Fuente: El autor

Figura 60. Histórico de producción Pozo CBE 1190D.



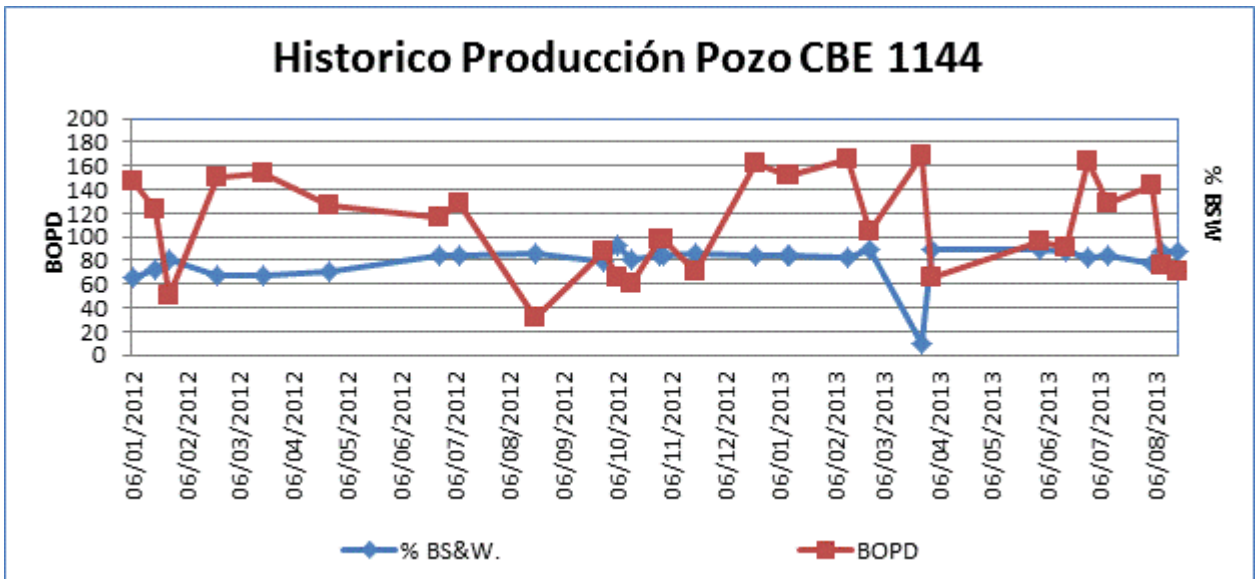
Fuente: El autor

Figura 61. Histórico de producción Pozo CBE 1075.



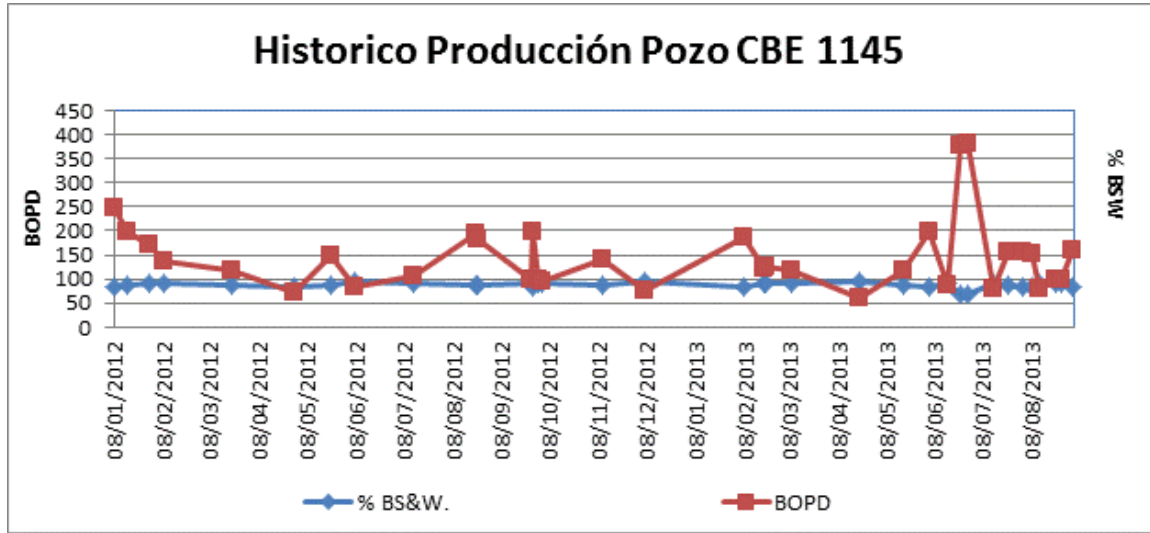
Fuente: El autor

Figura 62. Histórico de producción Pozo CBE 1144.



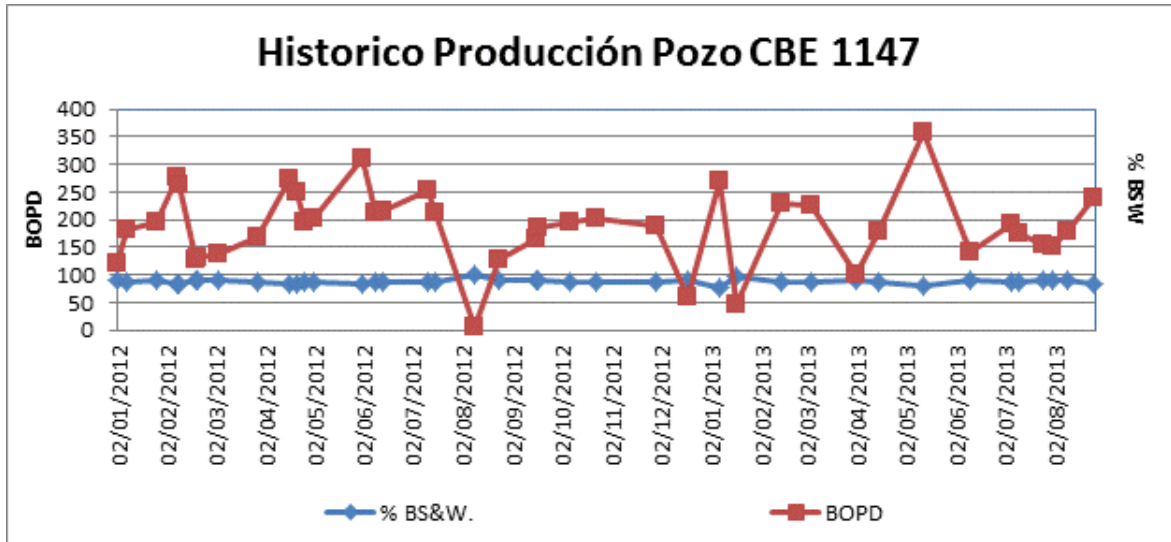
Fuente: El autor

Figura 63. Histórico de producción Pozo CBE 1145.



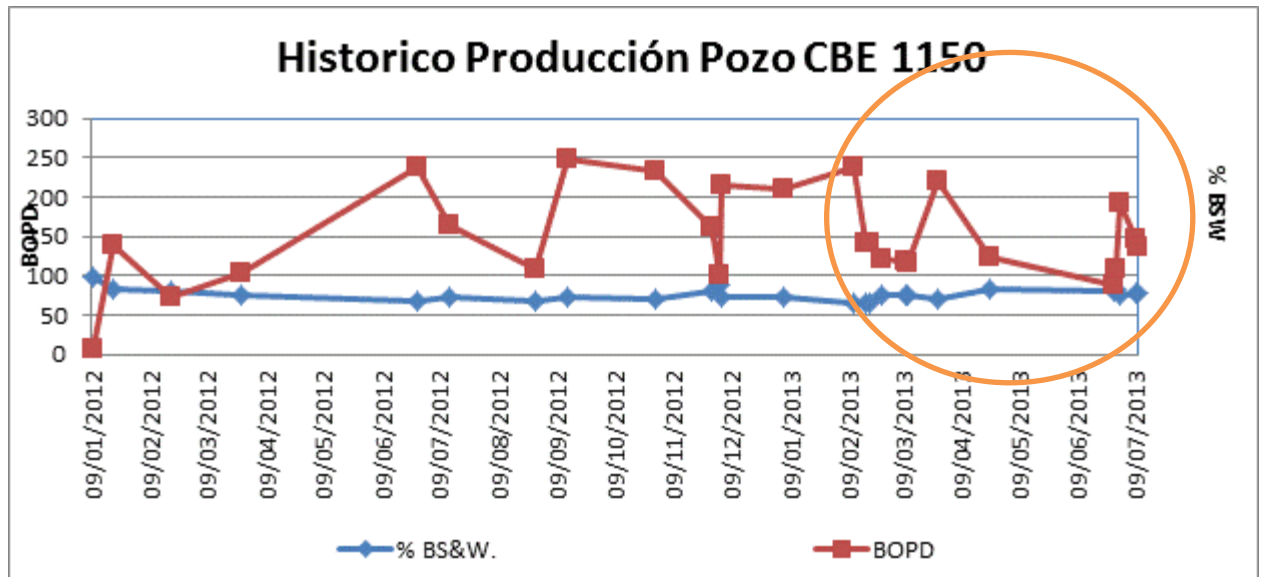
Fuente: El autor

Figura 64. Histórico de producción Pozo CBE 1147.



Fuente: El autor

Figura 65. Histórico de producción Pozo CBE 1150.



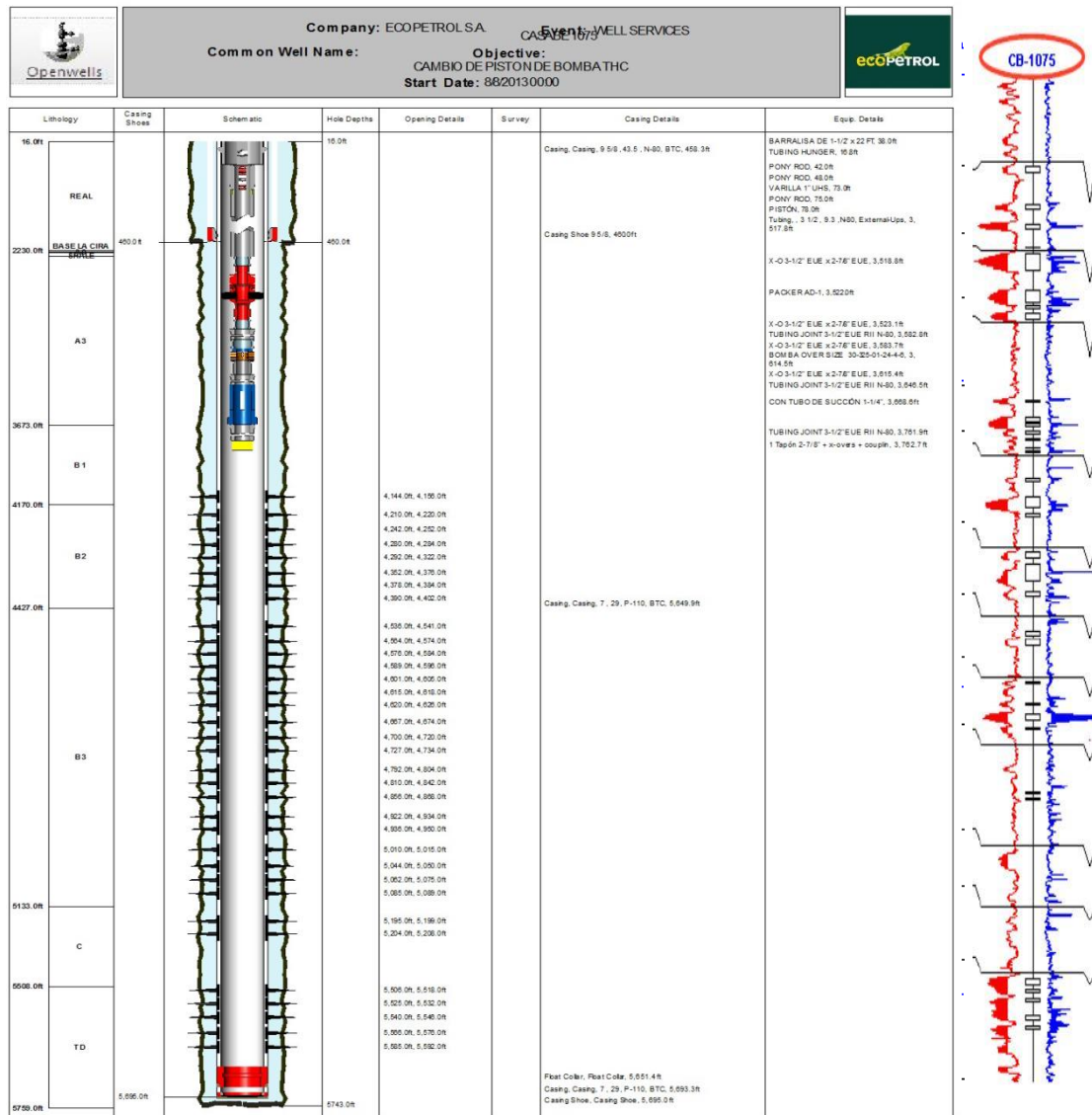
Fuente: El autor

Como se puede observar en las curvas de producción de los pozos candidatos se identifican depresiones significativas en la producción de aceite no asociadas con trabajos de WO, ni arenamientos, ni afectaciones por el modelo de inyección para el recobro secundario del campo, lo que podría representar un posible bloqueo en el yacimiento que restringe la capacidad de producción del pozo.

Con esto podemos concluir que según la ponderación de factores, el monitoreo fisicoquímico y las pérdidas de producción no asociadas a trabajos de mantenimiento del pozo; el pozo seleccionado para el planteamiento del trabajo de estimulación matricial es el pozo CBE 1075 ya que no ha tenido fallas en el completamiento del pozo ni trabajos de optimización, ni arenamientos que nos permitan justificar la disminución de producción, adicionalmente presenta el contenido más alto de H<sub>2</sub>S en el campo, con una producción de BSR de 10<sup>6</sup> y con una pérdida de producción del 28% con respecto al potencial del pozo y a los equipos de subsuelo instalados.

A continuación se presentara el estado mecánico del pozo seleccionado y la descripción grafica de las facilidades de subsuelo instaladas.

## 7.2 ESTADO MECÁNICO DEL POZO SELECCIONADO



**Tabla 17. Estado mecánico pozo CBE 1075 A.**

Section Type	Component Type	Length	Number of Joints	MD Top (ft)	MD Base (ft)	Diameters (in)	Item Description
Pump Rod	Polished Rod	22	1	16	38	1.5	Barra lisa de 1-1/2 x 22 ft
Pump Rod	Pony Rod(s)	4	1	38	42		Pony de varilla de 1"
Pump Rod	Pony Rod(s)	6	1	42	48	1	Pony de varilla de 1"
Pump Rod	Sucker Rod(s)	3550	142	48	3598	1	Varillas de 1" UHS
Pump Rod	Pony Rod(s)	2	1	3598	3600	1	Pony de varilla de 7/82
Conventional Pump	Plunger	3	1	3600	3603	2.75	Piston de bomba THC

Fuente: El autor

**Tabla 18. Estado mecánico pozo CBE 1075 B.**

Section Type	Component Type	Length	Number of Joints	MD Top (ft)	MD Base (ft)	Diameters (in)	Item Description
Wellbore Equipment	Tubing Hanger	0.83	1	16	16,83		Hanger
Tubing	Tubing	3.561	116	17	3.577,830	3.5	116 juntas de 3 1/2 EUE Rango II
Conventional Pump	Tubing Pump	22	1	3.578	3599,83	3.5	Bomba THC 30-275-20-3-2-0
Tubing	Tubing	25	1	3.600	3624,83		1 jta TBG 3-1/2
Wellbore Equipment	Gas Anchor	22.7	1	3.625	3647,53	3.5	Echometer de 3 1/2 EUE Rango I
Tubing	Tubing	96	3	3.648	3743,53	3.5	3 juntas de 3 1/2 EUE rango II

Fuente: El autor

### **7.3 SELECCIÓN DE LOS PRODUCTOS QUÍMICOS A UTILIZAR EN LA ESTIMULACIÓN**

Con el fin de que los productos químicos sean los adecuados para la estimulación, sin que estos representen un riesgo de generar mayores problemas en el yacimiento como cambio en la permeabilidad y/o mojabilidad de la roca, es necesario realizar alguna pruebas de compatibilidad fluido – fluido y fluido – roca con el fin de garantizar que los productos químicos aplicados para la estimulación sean los apropiados para el yacimiento en evaluación, a continuación se relacionaran los productos a emplear y las especificaciones químicas de cada uno de los compuesto evaluados.

Las estimulaciones químicas matriciales para remoción de depósitos tanto orgánicos como inorgánicos se plantean bajo las siguientes tres etapas de bombeo generalmente, así:

- 1. Pre Flujo ( Alistamiento del pozo)**
- 2. Tratamiento principal (Fluido de disolución)**
- 3. Post Flujo (Limpieza o Barrido)**

Los bombeos de los productos químicos en las etapas anteriormente mencionadas pueden realizarse directamente por la tubería de producción del pozo o por el espacio anular según el estado mecánico y según el objetivo principal del trabajo.

Las anteriores etapas se detallaran a continuación:

**1. Pre Flujo.** El Pre flujo se realiza en las estimulaciones matriciales con el fin de realizar una limpieza previa y alistamiento del pozo, esto con el fin de desplazar los fluidos residuales en las facilidades del completamiento del pozo y remover algunos depósitos no consolidados al interior de las tuberías y en el wellbore, con

esto se desea que el pozo se encuentre libre de impurezas y otros fluidos que puedan generar interferencias en la acción de los químicos utilizados, o que estos sean consumidos antes de que entren en contacto con la zona de interés.

Generalmente el pre flujo está constituido por solventes mutuales con poca surfactancia y/o solventes orgánicos que permitan hacer una buena limpieza de las fases aceitosas o de los depósitos inorgánicos humectados en aceite.

**2. Tratamiento principal.** En el tratamiento principal se bombean los productos químicos especializados para lograr el objetivo del trabajo, para esto debe realizarse un estudio de hidráulica detallado para desplazar correctamente el pre flujo y posicionar el tratamiento principal en la zona de interés que generalmente es donde se determina que se encuentra el daño, generalmente en los trabajos de estimulación se realiza un cálculo para el tratamiento principal de tal forma que alcance a reaccionar en la zona de perforados y que esta píldora química sea capaz de penetrar de 1 a 3 pies de radio de la cara de la formación con el fin tener mejores resultados.

**3. Post flujo.** El post flujo se realiza con el fin de posicionar el fluido principal (Tratamiento principal) en la zona de interés, cara de formación y perforados, y con el fin de impedir que la píldora se devuelva o se canalice por zonas no adecuadas, generalmente después de bombear el post flujo hay un Soaking Time o tiempo de remojo con el fin de permitir que el producto químico tenga el suficiente tiempo para reaccionar con el depósito y así poder disolverlo, los tiempo van desde 4 a 24 horas según el tipo de daño y el porcentaje de remoción deseado.

**7.3.1 Selección de productos.** Basado en las etapas anteriormente mencionadas a continuación se presentan los productos químicos que se utilizaran específicamente para el caso de remoción de H<sub>2</sub>S, daño por compuestos

sulfurados en especial disolución del Sulfuro de Hierro y con el objetivo de aniquilar las camas bacterianas y/o Biofilm que se encuentren en el fondo del pozo.

Según el objetivo del trabajo de controlar el H<sub>2</sub>S y eliminar la proliferación bacteriana se seleccionaron los siguientes productos químicos para el tratamiento principal los cuales realizaran la acción de limpieza del pozo:

- Solvente mutual
- Dispersante de orgánicos (Organic Removal)
- Surfactante no iónico
- Removedor de depósitos inorgánicos (Scale Dissolver)
- Biocida de última generación

**7.3.1.1 Solvente mutual.** Es un solvente de solubilidad tanto en agua como en aceite, facilita la dispersión de los sólidos, en sistemas tensoactivos funciona como un agente que se humecta selectivamente en agua y ayuda a desestabilizar emulsiones que puedan presentarse en fondo de pozo.

**7.3.1.2 Dispersante de Orgánicos.** Se selecciona con el fin de remover todos los depósitos orgánicos presentes en el fondo del pozo como fracciones pesadas de hidrocarburos, parafinas, y limpiar los depósitos inorgánicos que estén impregnados o hidratados por hidrocarburos.

**7.3.1.3 Surfactante No Iónico.** Reduce la tensión superficial, desestabiliza emulsiones existentes y previene la formación de nuevas emulsiones. Soluble 100% en agua.

**7.3.1.4 Scale dissolver.** Este es el producto químico más importante en el tratamiento principal ya que su función es la de remover los posibles depósitos

inorgánicos formados en el área de interés, en especial Sulfuro de Hierro y Carbonatos de Calcio que es el depósito más común en los pozos evaluados del campo.

**7.3.1.5 Biocida de última generación.** El biocida fue seleccionado según las pruebas de Kill test en donde se evalúa su acción con la remoción microbiológica, las pruebas que se realizaron arrojaron resultados altamente satisfactorios en donde presentó una eficiencia del 100% de aniquilación de las BSR. Este biocida en particular tiene la acción de aniquilar las BSR presentes y remover las camas bacterianas que se puedan presentar en el fondo del pozo.

Las especificaciones químicas de cada uno de los productos se especificaron en el anexo 1. en donde se mostraron las MSDS de cada uno de los productos seleccionados.

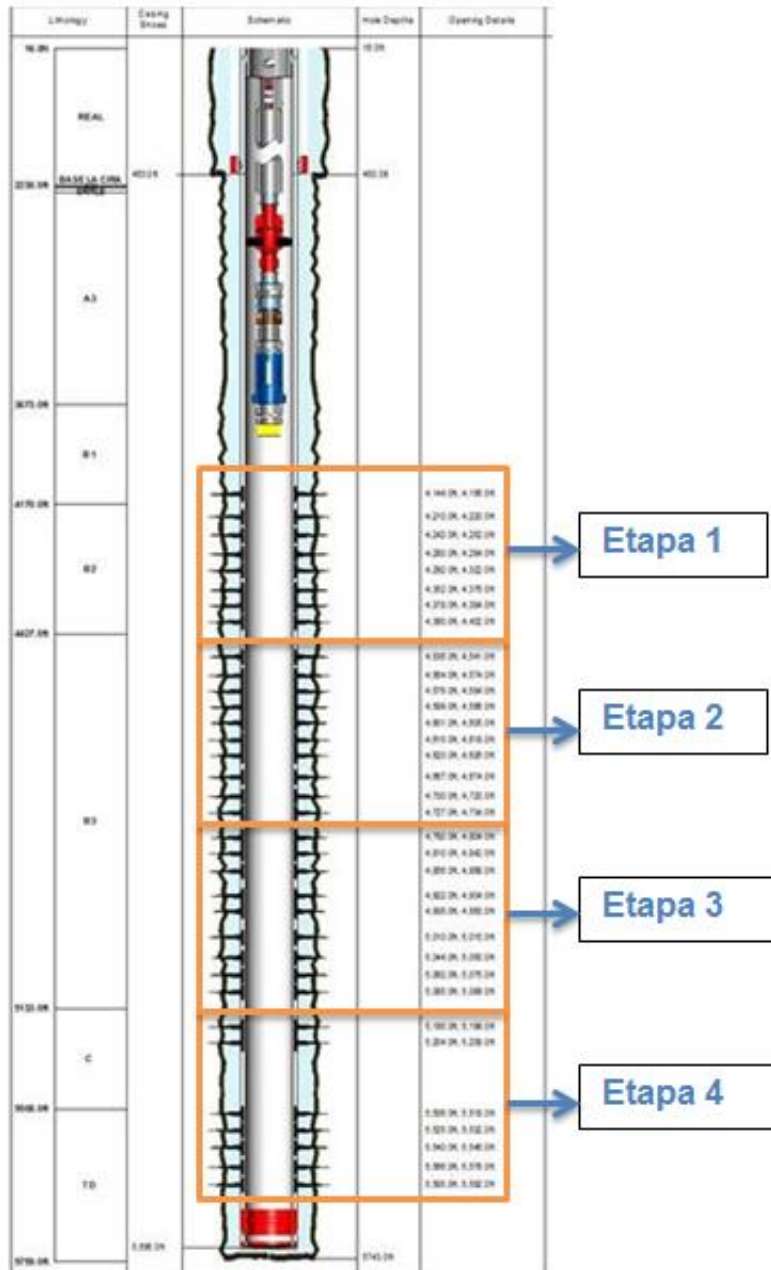
Cabe resaltar que para cada uno de estos productos químicos seleccionados se realizaron pruebas de compatibilidad con el fluido del pozo en donde NO se presentaron ningún tipo de incompatibilidades. Igualmente se realizaron pruebas de humectabilidad y detergencia y no se presentó ningún tipo de cambio en las propiedades de la roca.

## **7.4 DISEÑO Y PASO A PASO DE LA PROPUESTA TÉCNICA DE LA ESTIMULACIÓN**

Según el estado mecánico del pozo seleccionado se prosigue con el cálculo de los volúmenes de productos químicos y metodología del bombeo, la zona de interés nos proporciona 1.448 pies de perforados abiertos en varias arena y secciones, por esta razón el bombeo se realizara con equipo de Well Service mediante una sarta de trabajo y empaques que permitan aislar zonas con el fin de no consumir

excesiva cantidad de productos químicos, además de garantizar la penetración del tratamiento en las zonas de interés.

Las etapas seleccionadas para los bombeos se presentan a continuación:



Los intervalos netos activos de los perforados son:

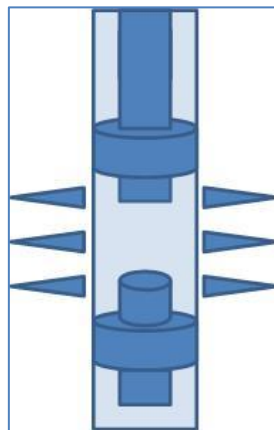
### INTERVALOS ACTIVOS

TOPE	BASE	INTERVALO
4144	4156	12
4210	4220	10
4242	4252	10
4280	4284	4
4292	4322	30
4352	4378	26
4378	4384	6
4390	4402	12
4536	4541	5
4564	4574	10
4576	4584	8
4589	4596	7
4601	4605	4
4615	4618	3
4620	4626	6
4667	4674	7
4700	4720	20
4727	4734	7
4792	4804	12
4810	4842	32
4856	4886	30
4922	4934	12
4936	4950	14
5010	5015	5
5044	5050	6

5062	5075	13
5085	5089	4
5195	5199	4
5204	5208	4
5506	5518	12
5525	5532	7
5540	5543	3
5566	5576	10
5585	5592	7
<b>NET PAY</b>		<b>362</b>

Debido a la cantidad de intervalos abiertos del pozo, el bombeo se programa en cuatro etapas para asegurar la eficiencia del trabajo, esto se realizara a través de empaques Fullbore and RBP Packers que permite aislar la zona de interés y bombear el tratamiento para que se direcciona en el lugar deseado, el empaque se muestra a continuación:

**Figura 66. Empaque Fullbore RBP Packer.**



Fuente: El autor

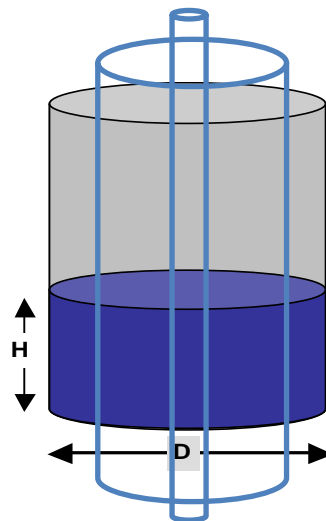
Las 4 etapas seleccionadas para el bombeo se resumen a continuación:

**Etapas seleccionadas para el bombeo**

ETAPA	TOPE	BASE
1	4144	4402
2	4536	4734
3	4792	5089
4	5195	5592

El trabajo se planea para invadir 2.1 pies de la formación con el fin de garantizar la eficiencia del trabajo, permitiendo limpiar la cara de la formación e invadir un radio considerable que garantice una limpieza eficiente, con el fin de aumentar el drenaje del pozo y disminuir el daño por depósitos sulfurados y proliferación de Bacteriana, disolviendo los Sulfuros de Hierro parte de los carbonatos y garantizar la eficiencia del trabajo.

**Figura 67. Esquema de penetración de Fluidos de estimulación al yacimiento.**



Fuente: El autor

Con estas consideraciones de etapas de bombeo, radio de penetración, zonas de interés y mecanismo de bombeo de las píldoras, se realizó el cálculo hidráulico y cálculo para la determinación de volúmenes necesarios de productos químicos para la realización del trabajo, los resultados fueron los siguientes:

ETAPA	PAKER INF	PAKER SUP	NET PAY	PREFLUSH	SPACER	MAIN	VOL PERFORADOS	DESPLACEMENT
1	5600	5100	47	2,5	2,4	42,8	18,0	10,7
2	5100	4700	128	6,7	6,4	82,0	14,4	7,3
3	4750	4520	77	4	3,9	49,0	8,3	5,8
4	4410	4120	110	5,8	5,5	68,6	10,5	2,5
Totales			362	19	18	242	51	26

Nota: Para cada una de las etapas se especifica un preflujo, espaciador, tratamiento principal y posflujo de desplazamiento.

Cada uno de los fluidos a bombear se especifica a continuación:

- **Preflush (Organic Control)**

### ***Organic Control V***

**19 Bbls**

FUNCION	CONCENTRACION gpt	VOLUMEN Gls
Fluido Base (Diesel)	678	541
Solvente Aromático	200	160
Solvente Mutuo	100	80
Organic Removal	20	16
Surfactante no lónico	2	1,6

- **Spacer + Displacement (Salmuera Inhibida).**

**Salmuera Inhibida**

**45 Bbls**

<b>FUNCION</b>	<b>CONCENTRACION gpt</b>	<b>VOLUMEN Gls</b>
Fluido Base (Agua fresca)	978	1848
Control de Arcillas	2	4
Surfactante no lónico	2	4
Solvente Mutuo	20	38

- **Main (Tratamiento principal).**

**Main**

**242 Bbls**

<b>FUNCION</b>	<b>CONCENTRACION gpt</b>	<b>VOLUMEN Gls</b>
Fluido Base (agua fresca)	808	8213
Sulfide Dissolver	150	1525
Solvente Mutuo	20	203
Surfactante no lónico	2	20
Control de Arcillas	20	203

Como resultado obtenemos en resumen las siguientes cantidades de barriles totales para el bombeo de la estimulación del pozo:

<b>Tratamiento</b>	<b>Barriles</b>
<b>Organic Control V</b>	<b>19</b>
<b>Salmuera Inhibida</b>	<b>45</b>
<b>Main</b>	<b>242</b>

Para esta cantidad de barriles del tratamiento a continuación se especifican las cantidades de productos químicos a emplear y los costos unitarios promedio de cada uno de los productos químicos necesarios según un estudio de mercado de las empresas proveedoras de productos químicos en el área del Magdalena Medio:

### **Consumo de Productos**

<b>FUNCION</b>	<b>VOLUMEN Gls</b>	<b>US\$ / Gls</b>	<b>US\$</b>
Fluido Base (Diesel)	541	5,00	2705,2
Solvente Aromático	160	12,00	1915
Solvente Mutuo	321	20,08	6443
Organic Removal	16	21,26	339
Surfactante no iónico	26	40,00	1028
Scale Dissolver	1525	30,00	45738
Control de Arcillas (Lb)	70	13,89	972

El costo total de los productos a emplear en el bombeo es de:

<b>COSTO QUÍMICOS SIN IVA EN USD</b>	<b>\$ 59.141</b>
--------------------------------------	------------------

<b>COSTO QUIMICOS SIN IVA EN COL \$</b>	<b>\$ 100.539.700</b>
---	-----------------------

### **7.5 CONSIDERACIONES QA/QC**

El éxito de una intervención química depende en gran medida del control de la calidad en cada uno de los elementos que intervendrán en el trabajo y las variables que puedan afectarlo. Para esto se establecen políticas y procedimientos QA/QC (Quality Control & Quality Assurance), encaminados a asegurar que el diseño cumpla con las expectativas y encontrar la mejor forma de realizar un monitoreo continuo; de esta forma, poder identificar las fuentes de

valor, los parámetros que se puedan desviar del objetivo y poder tomar decisiones oportunas.

El control de calidad se lleva a cabo durante el tratamiento, y comprende las siguientes actividades:

#### **7.5.1 QAQC pre-operacional.**

- Verificación de compatibilidad con los fluidos que se bombearán al pozo con los fluidos de formación (Procedimiento API RP42).
- Revisión de fluidos base para preparación de mezclas (el agua y el Diesel, base para las mezclas, deben estar en óptimas condiciones, con cero contenido de sólidos, turbidez y bacterias). Revisión del estado de tanques y cisternas de almacenamiento.
- Verificación de los productos químicos a utilizar: Fechas de expiración y medición de propiedades físicas de acuerdo a su MSDS.

#### **7.5.2 QAQC Operacional.**

- Aseguramiento de volúmenes, tasas de bombeo y presiones, lo cual debe ser realizado acorde al diseño.
- Toma de muestra de cada uno de los fluidos preparados (muestras testigo) para verificación de estándares de calidad.
- Toma de muestras de fluidos de retorno. Realización de análisis básicos. Dichas muestras son enviadas posteriormente a análisis especiales, para evaluar el desempeño del tratamiento.
- Aseguramiento de la adecuada disposición de los fluidos de retorno.

### **7.5.3 QAQC Post Operacional.**

- Establecimiento de plan de monitoreo para análisis de agua, crudo y gas; y seguimiento de parámetros clave según objetivo del tratamiento.
- Evaluación del trabajo, identificación de mejores prácticas y documentación de lecciones aprendidas.

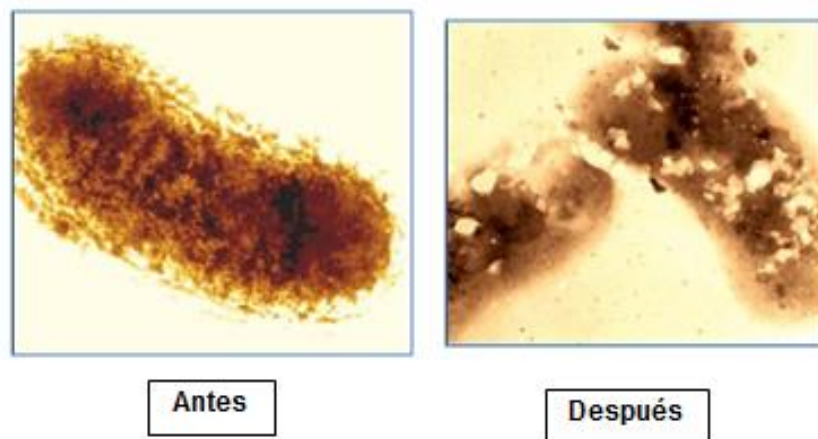
### **7.6 PROPUESTA TÉCNICA INHIBICIÓN DE H<sub>2</sub>S POST ESTIMULACIÓN**

La inhibición de H<sub>2</sub>S post estimulación se genera básicamente con el fin de que los resultados obtenidos en el trabajo de estimulación matricial se mantengan y perduren de una manera prolongada en el tiempo. La eficiencia de los trabajos de estimulación para remoción de depósitos sulfurados tienen una duración de al menos 12 meses, algunos pueden durar varios años, con la inhibición post estimulación garantizamos la desinfección microbiológica y no proliferación bacteriana, por ende el contenido de H<sub>2</sub>S se mantendrá controlado.

Generalmente la inhibición post estimulación se genera mediante una aplicación de productos químicos en línea mediante un capilar o liner desde la cabeza del pozo hasta la zona de interés, en este caso y debido al completamiento del pozo (Bombeo mecánico) no es posible realizar una aplicación continua a fondo, por esta razón se plantea la inhibición mediante baches que se realizan desde la cabeza del pozo, bombeando el producto químico por el espacio anular del pozo hasta el nivel de fluido, el producto químico entrara en contacto con el fluido del reservorio y se dispersa en el mismo generando una función desinfectante y controlando la proliferación de microorganismos (BSR) y por ende la cantidad de H<sub>2</sub>S generada en fondo de pozo, adicionalmente el producto con el cual se generara la desinfección y control tienen un componente que disuelve los sulfuros de hierro formados y solubiliza el hierro, con este tratamiento que se puede aplicar

en concentraciones de alrededor de 10 a 15 ppm / día, en baches cada 8 días desde el anular del pozo garantizaríamos el control total de formación del H<sub>2</sub>S.

El producto causa un severo y rápido daño a la membrana celular del microorganismo objeto. Adicionalmente es un potente inhibidor de lactato deshidrogenasa, la cual es una enzima crucial en el metabolismo de las BSR. Diversos estudios con el producto propuesto descartan la resistencia de BSR.



**Figura 68. Beneficios producto Biocida en disolución de FeS. Fuente: Rhodia Speciality Chemical.**

**Disolución de FeS**

Disuelve los depósitos de sulfuro de hierro formando un complejo soluble y estable sin generar H<sub>2</sub>S o asufre coloidal.

**Beneficios**

- Mejora productividad - inyectividad
- Mejora la separación agua aceite
- Reduce el taponamiento y disminuye los costos operacionales
- Reduce la corrosión
- Extiende el tiempo de vida de los filtros en sistemas de inyección de agua

Residuos de sulfuro de hierro en membranas de 0.45 µm

Agua de formación que contiene FeS

La misma muestra luego de ser tratada

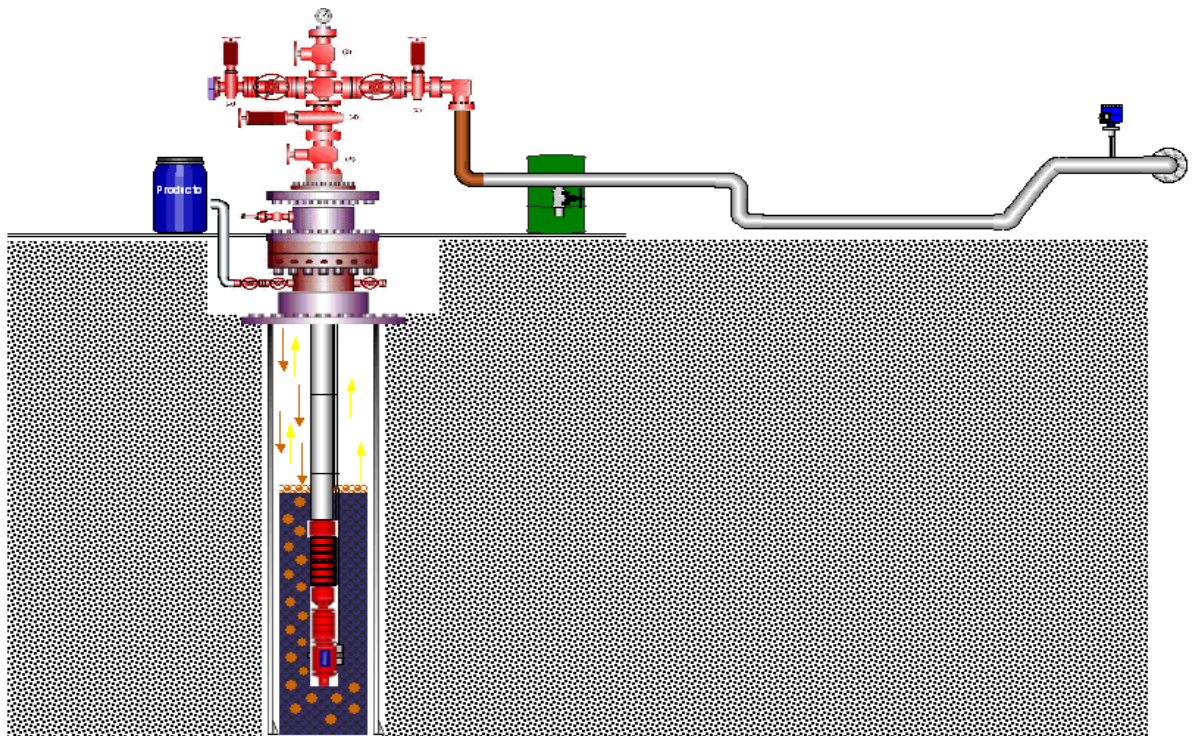
Apariencia del filtro al filtrar agua tratada con

**Disolución de FeS:**

Fuente: El autor

**Disolución de FeS.** EL procedimiento para realizar el bacheo de productos químicos en los pozos productores vía anular se describe en el siguiente esquema:

**Figura 69. Esquema de aplicación de Baches de químicos Down Hole.**



Fuente: El autor

## 8. PROPUESTA ECONOMICA

En la propuesta económica se tendrán en cuenta los costos de la implementación del trabajo de la siguiente manera:

- Costos de tratamiento químico
- Costos de equipos necesarios para la estimulación
- Costos de personal especializado
- Costos de monitoreo de fluidos de retorno
- Costos de producción diferida
- Costos de Inhibición post estimulación

### 8.1 DESCRIPCIÓN DE COSTOS

#### Costos de tratamiento químico:

<u>Costos Tratamiento químico</u>		
Químico	USD	(Col\$)
Costo total de los químicos *	59.141	100.539.700

\*Los costos unitarios se especificaron en el capítulo anterior

#### Costos de equipos necesarios para la estimulación:

Según el diseño del trabajo los productos químicos serán bombeados por el espacio anular del pozo con retornos cerrados, los costos de los equipos a utilizar se especifican en la siguiente tabla:

**Costos operacionales /  
equipos**

<b>Equipos</b>	<b>Cantida d</b>	<b>Costo Unitario (Col\$)</b>	<b>Costo Total (Col\$)</b>
Bomba triplex	1	2.000.000	2.000.000
Frack tank 400 Bls, para retornos	1	1.400.000	1.400.000
Mangueras y conexiones en tubería	5	100.000	500.000
Vehículo 4X4 disponible 24 Horas	1	3.000.000	3.000.000
<b>Total</b>			<b>6.900.000</b>

**Costos personal especializado**

**Costos personal  
especializado**

<b>Personal</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo Unitario (Col\$/DIA)</b>	<b>Días</b>	<b>Costo Total Col\$</b>
<b>Ingeniero Sénior</b>				
<b>estimulaciones</b>	1	266.666,7	5	1.333.333,3
<b>Técnico QA/QC</b>	1	150.000,0	5	750.000,0
<b>Técnicos químicos de operaciones</b>	4	66.666,7	5	1.333.333,3
<b>Total</b>				<b>3.416.667</b>

**Costo de Monitoreo durante el trabajo**

**Costos monitoreo**

<b>Equipos y reactivos</b>	<b>Unidad</b>	<b>Costo Unitario (Col\$)</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo Total Col\$</b>
<b>Espectrofotómetro</b>	Und	250.000,0	1	250.000,0
<b>Centrifuga de 16 conos</b>	Und	150.000,0	1	150.000,0
<b>Baño maria</b>	Und	100.000,0	1	100.000,0
<b>Solvente</b>	Litros	5.000,0	20	100.000,0
<b>Vidriería de laboratorio</b>				
<b>Beakers etc..</b>	Und	200.000,0	1	200.000,0
<b>Kit Chemetrics Hierro</b>	Kit	240.000,0	1	240.000,0
<b>Kit Chemetrics H2S</b>	Kit	320.000,0	1	320.000,0
<b>Kit Chemetrics CO2</b>	Kit	200.000,0	1	200.000,0
<b>Viales BSR medio lactato importadas</b>	Caja	650.000,0	1	650.000,0
<b>Realización de FQCO pre y post</b>	Und	1.819.530,0	2	3.639.060,0
<b>Total</b>				<b>5.849.060</b>

El costo total de la realización del trabajo incluyendo los costos de monitoreo de fluidos de retorno y análisis fisicoquímicos de los fluidos del pozo antes y después de la realización del trabajo es de:

**COSTO TOTAL DEL TRABAJO:..... \$116.705.427**

**Costos Inhibición post estimulación**

<b>Costos tto Inhibición / Día</b>	<b>181.818,18</b>
<b>Costos tto Inhibición / año</b>	<b>66.363.636,36</b>

**COSTO TOTAL DEL TRABAJO + INHIBICION..... \$183.069.063**

## **9. EVALUACION**

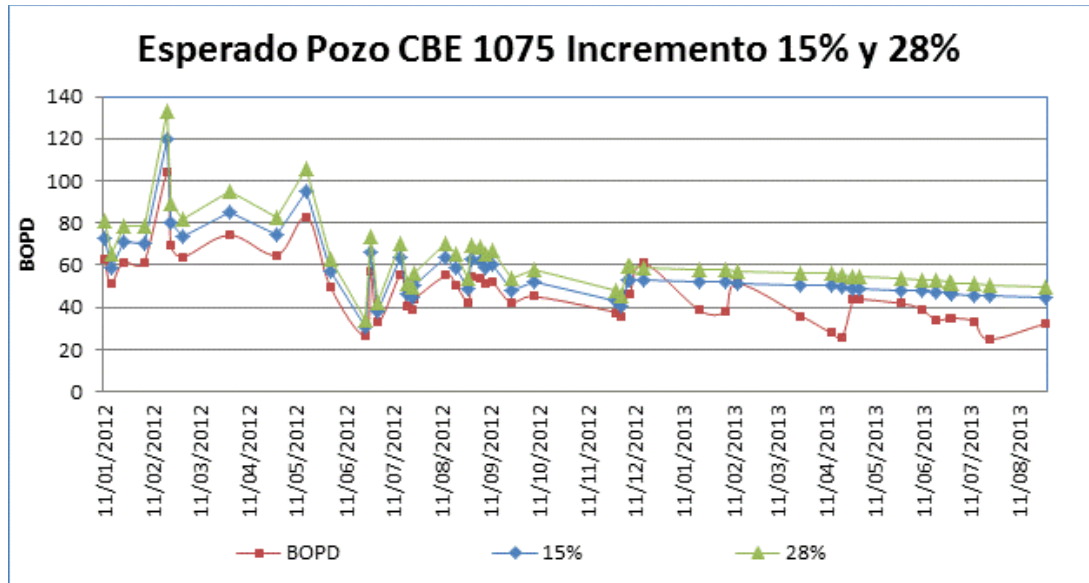
En este capítulo se expondrán los resultados esperados técnicamente asumiendo que el trabajo es exitoso, para esto se espera que se controle la producción de H<sub>2</sub>S en el pozo tanto en gas como en solución arrojando resultado de 0 ppm de H<sub>2</sub>S y 0 ufc de BSR después de la realización del trabajo.

Por otro lado se espera que el pozo incremente su producción mínimo del 10% al 15% sostenida en el tiempo, sin embargo según los casos históricos después del trabajo se alcanzan producciones correspondientes al potencial teórico del pozo dependiendo del sistema de levantamiento instalado, los resultados serán asegurados con la inhibición después de la estimulación como se especificó en el desarrollo de la propuesta técnica; mediante esta recuperación de producción se realizaran los cálculos de retorno de la inversión y ganancia esperada de producción representada en barriles adicionales y por ende en dinero por aumento de ventas de aceite neto, sin dejar de lado los ahorros por integridad mecánica, mantenimientos no esperados y diferida del pozo por fallas y bloqueos en el yacimiento.

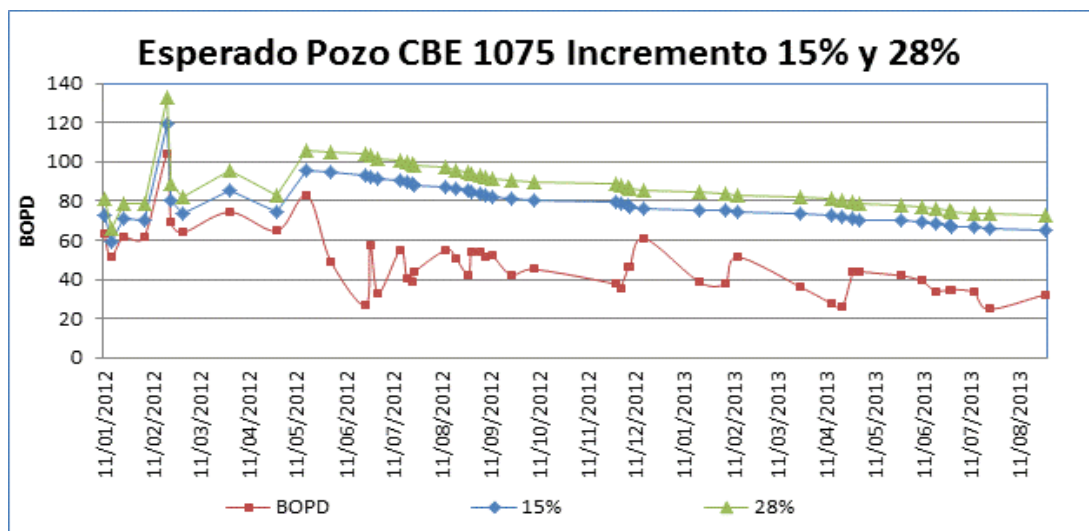
### **9.1 EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA ESTIMULACIÓN QUÍMICA MATRICIAL**

El IP del pozo seleccionado es de 50 Bls de aceite neto sin cambiar el sistema de levantamiento artificial actual, la producción del pozo actualmente está en promedio en 36 BOPD según las pruebas realizadas a lo largo del 2013, lo que representa una pérdida de producción de 12 BOPD equivalentes al 28% del potencial de producción diaria del pozo.

Un incremento del 15% nos arroja una producción del pozo de 42 BOPD, en la gráfica a continuación se muestra la curva de producción esperada después de la estimulación, se muestran los dos escenarios incrementando el 15% y el 28% de la producción diaria del pozo.



Fuente: El autor



Fuente: El autor

Con el cálculo de la producción esperada podemos concluir que con un incremento del 15% - 28% y con una declinación constante para la producción del 2013 del pozo podríamos tener un incremento de barriles de la siguiente manera:

<b>PRODUCCIÓN</b>	<b>HOY</b>	<b>+15%</b>	<b>+28%</b>
<b>BOPD</b>	32	38	45
<b>Acumulado 2013</b>	580	658	684

Fuente: El autor

**Nota:** Cabe resaltar que esta producción sería alcanzada sin cambiar el completamiento del pozo ni realizar optimizaciones de frecuencia del equipo de subsuelo.

## 9.2 RETORNO DE LA INVERSIÓN ROI

La evaluación económica se realizara con el fin de determinar en cuanto tiempo se recupera la inversión realizada para el trabajo de estimulación, esto estimando que el trabajo tiene un 60% de éxito lo que equivale a recuperar 8 BOPD lo que representa un 60% de recuperación del daño.

Adicionalmente se calcularan los ahorros por trabajos de Workover al año y producción incremental mantenida durante 365 Días mediante la inhibición posterior a la estimulación.

De esta manera se tiene un balance económico de ganancias netas y ahorros así:

### **Días para retorno de Inversión**

Costo total de tratamiento (\$)	116.705.426,67
Producción incremental BOPD	8,00
Costo del Barril (\$)	108.000,00
Venta de barriles / día	864.000,00
<b>Días necesarios retorno ROI</b>	<b>135</b>

### **Costos Inhibición post estimulación**

Producción incremental anual BOPD	2.920,00
Venta de Barriles \$ / año	315.360.000,00
Costos tto Inhibición / Día	181.818,18
Costos tto Inhibición / año	66.363.636,36
<b>Ganancia Neta</b>	<b>198.654.573,33</b>

### **Ahorros por año**

Trabajos WO / Año	3
Costo del WO	126.554.400,00
Ahorros por WO / Año	379.663.200,00
Producción Diferida / Año	497.016.000,00
<b>Total</b>	<b>876.679.200,00</b>

Se obtiene un balance de utilidad neta por producción incremental más ahorros así:

### **Ganancia Neta + Ahorros**

Ganancia Neta / año	446.096.363,64
Ahorros por WO / año	379.663.200,00
Producción Diferida / Año	497.016.000
<b>Total (\$)</b>	<b>1,075.333.773,33</b>

De esta manera concluimos que se obtiene una utilidad neta después de recuperar la inversión de y descontando el tratamiento de inhibición posterior al trabajo:

<b>Ganancia Neta (\$)</b>	<b>334.572.272,73</b>
---------------------------	-----------------------

Ganancia después de recuperar la inversión + Ahorros

<b>Ganancia + Ahorros WO / Año (\$)</b>	<b>1.207.624.710,96</b>
---	-------------------------

El cálculo de la TIR y ROI se muestra a continuación:

<b>TIR</b>	<b>170%</b>
<b>ROI (%)</b>	<b>145%</b>
<b>ROI (\$)</b>	<b>1,45</b>

Concluyendo se obtiene que con la inversión realizada y las ganancias netas en un año se obtiene una tasa interna de retorno **TIR** de un **170%**, calculando el **ROI** podemos concluir que por cada peso invertido obtengo **\$ 1.45** pesos de retorno.

## 10. CONCLUSIONES

- Se concluye que el retorno de la inversión realizada para el trabajo se recupera en aproximadamente 7 meses de producción incremental del pozo con una T.I.R de 170%
- Se concluye que por cada peso que se invierta en el proyecto se recuperan 1.45 pesos, dándonos un margen importante de rentabilidad
- Se concluye que con la realización del trabajo y la posterior inhibición, se lograra un ahorro de \$ 379.663.200,00 en trabajos de W.O al año.
- Se recuperaran 2.929 BOPD que equivalen a USD 204.400 de producción diferida al año.
- Se concluye que la presencia de H<sub>2</sub>S en el campo es debido a la alta actividad microbiológica en el agua de inyección, acumulativo por años pasados de inyección sin el correcto tratamiento para microorganismos en especial BSR, BPA.
- Se concluye que la principal causa de taponamientos o depositación Scale en el campo es por CaCO<sub>3</sub>.
- Se evidencian presencias de depósitos sulfurados como FeS en bajas proporciones, sin embargo representan un riesgo alto de obstrucción en el yacimiento debido a la mezcla de CaCO<sub>3</sub> y FeS que pueden compactarse en la cara del yacimiento restringiendo la producción de crudo.
- Según las pruebas de laboratorio realizadas podemos concluir que la formulación seleccionada de productos químicos y su sinergia, alcanzan a

solubilizar los depósitos de FeS y CaCO<sub>3</sub>, y también presenten una alta acción desinfectante controlando los microorganismos, Bacterias BSR y BPA.

Como conclusión primordial podemos decir que la realización del trabajo es completamente viable, representando ganancias tangibles para la compañía operadora ya que se recuperan Barriles de producción diaria y se tienen ahorros significativos en la producción del pozo, impactando en el costo de levantamiento del Barril que puede replicarse en todo el campo en pozos con problemática similar, realizando economía a escala para la intervención de los pozos y trayendo con esto más beneficios económicos a campo.

## 11. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar pruebas de compatibilidades fisicoquímicas exhaustivas con los productos químicos a utilizar y los fluidos del campo, para garantizar el éxito del trabajo y posibles interferencias de los fluidos tanto en superficie como en fondo, estas pruebas deben realizarse antes, durante y después del trabajo.
- Se recomienda revisar la posibilidad de realizar el trabajo con Coiled Tubing u otra tecnología que garantice la penetración de los fluidos al yacimiento (< 2 pies) y que represente mayor seguridad en el bombeo de las píldoras a fondo, además de disminuir los volúmenes de químico a aplicar.
- Se recomienda continuar con el estudio de la proliferación bacteriana y por ende el H<sub>2</sub>S en las zonas aledañas al pozo con el fin de estudiar el comportamiento del yacimiento irradiado después de la aplicación del trabajo.
- Se recomienda continuar con los monitoreos periódicos de niveles de gases disueltos en especial niveles de H<sub>2</sub>S tanto disuelto como en gas, y continuar con la toma periódica de Fisicoquímicos para realizar seguimiento al pozo.
- Se recomienda instalar una probeta de resistencia eléctrica de alta sensibilidad en cabeza del pozo con el fin de monitorear corrosión en línea que nos permita tomar decisiones en tiempo real, acerca de los mecanismos corrosivos que se evidencien.
- Se recomienda iniciar con una campaña agresiva para el control Bactriano (BSR y BPA) en las aguas de inyección del campo en especial desde la Planta de inyección de agua hacia los pozos inyectoros, con el fin de evitar la excesiva

proliferación bacteriana que represente un incremento significativo en la producción de H<sub>2</sub>S del campo, ya que esto impacta directamente en la producción del campo, en la integridad de los activos y en la salud de las personas.

## BIBLIOGRAFÍA

ARPEL (2011) asociación regional de empresas de petróleo y gas natural en Latinoamérica y el Caribe. JAVIER DE VIANA. Guía para la disposición y tratamiento del agua de agua producida. Montevideo Uruguay

Beech (2005), I., Sunner J., Hiraoka K. International Microbiology, Vol 8 (5),

Prassod R (2000).. Corrosion´2000. Assessment and control of MIC in the oil industry in the 20<sup>th</sup> Century. Paper 0390 (2000).

NACE (2011) International. Manual de Corrosión Interior de Ductos. Enero 2011. NACE INTERNATIONAL, 2003

Videla H., Herrera L. Microbiologically influenced corrosion: looking to the future. International International Microbiology Vol. 8, pp. 169-180 (2005).

Vidal Miranda Mary Daniela, Blog de Ingeniería Petrolera (2010) WEB <http://cursopetrolera2010.blogspot.com/2010/08/estimulacion-de-pozos.html>

CATALINA LARA et al. Estimulación matricial reactiva. WEB <http://www.slideshare.net/gabosocorro/estimulacion-matricial#btnLast>