

**EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA DE LOS FLUIDOS DEL TRATAMIENTO
PILOTO DE INYECCIÓN ASP (ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO) EN
LOS FLUIDOS DE FORMACIÓN DEL CAMPO SAN FRANCISCO**

ECOPETROL S.A.

**EDWIN AGUSTO BARRERA CERÓN
MIGUEL ANGEL QUIJANO MOSOS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
Neiva, Huila
Mayo de 2014**

**EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA DE LOS FLUIDOS DEL TRATAMIENTO
PILOTO DE INYECCIÓN ASP (ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO) EN
LOS FLUIDOS DE FORMACIÓN DEL CAMPO SAN FRANCISCO**

**EDWIN AUGUSTO BARRERA CERÓN
MIGUEL ANGEL QUIJANO MOSOS**

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero de
Petróleos

Director

IVÁN DARÍO SANCHEZ MUÑOZ
Ingeniero Químico
Ecopetrol S.A.

Codirector

CARMEN PINZÓN TORRES
Profesora Titular del Área de Química
Universidad Surcolombiana

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
Neiva, Huila
Mayo de 2014**

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Mayo de 2014

DEDICATORIA

A Dios que todo lo puede que siempre me ha acompañado a
Pesar de todo, sin el nada sería posible. A mis padres **EDGAR Y SANDRA**,
y mi hermano **LUIS** por su apoyo incondicional.
A los docentes que me dieron las bases para realizar este proyecto
Y a mis amigos y compañeros con los que recorrí
La Universidad.

EDWIN AUGUSTO BARRERA CERÓN

Dedico este trabajo a mis padres **FRANCISCO** y **CARLINA** por su
apoyo incondicional, su perseverancia y por creer en mí.
A mis hermanos **JUNIOR FRANCISCO, DIANA PAOLA** y **JUAN JOSÉ**
A todas aquellas personas que hicieron parte de mí
formación como persona y como profesional

MIGUEL ÁNGEL QUIJANO MOSOS

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos:

A IVÁN DARÍO SÁNCHEZ MUÑOZ, Ingeniero Químico de la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima Ecopetrol S.A. Director de nuestro proyecto de investigación, por su confianza, tiempo, dedicación, esmero y apoyo incondicional en la realización de este proyecto, gracias al Ingeniero Iván que desde un inicio nos recibió con gran simpatía y nos guió hacia los objetivos de este proyecto.

A CARMEN PINZÓN TORRES, Química, profesora de la Universidad Surcolombiana; codirectora de este proyecto por su tiempo, apoyo y colaboración.

A LUIS FELIPE FIERRO, Ingeniero de Químico de la empresa prestadora de servicios Clariant; asesor en las pruebas realizadas por su colaboración y tiempo.

A todas las personas que contribuyeron para que este proyecto se desarrollara de manera exitosa.

TABLA DE CONTENIDO

DEDICATORIA.....	IV
AGRADECIMIENTOS	V
LISTA DE TABLAS.....	X
LISTA DE FIGURAS	XII
LISTA DE GRÁFICOS.....	XIII
LISTA DE ABREVIATURAS	XIV
OBJETIVOS DEL PROYECTO	XV
OBJETIVO GENERAL	XV
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	XV
RESUMEN.....	XVI
ABSTRACT	XVII
INTRODUCCIÓN	18
CAPÍTULO 1	20
ASPECTOS TEÓRICOS	20
1.1. RESEÑA HISTORICA DEL RECOBRO QUÍMICO ASP	20
1.2. GENERALIDADES CAMPO SAN FRANCISCO	22
1.2.1. Ubicación geográfica	23
1.3. CONCEPTOS BÁSICOS DE LOS PROCESOS DE RECOBRO QUÍMICO	24
1.4. COMPONENTES DE LA INYECCIÓN ASP (ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO).....	26
1.4.1. Álcali	28

1.4.2. Surfactantes.....	30
1.4.2.1. Tipos de surfactantes	31
1.4.2.2. Propiedades de los surfactantes	32
1.4.2.3 Tipos de emulsiones.....	34
1.4.2.4. Criterios de la inyección de surfactantes	37
1.4.3. Polímero.	38
1.4.3.1. Tipos de polímeros.....	38
1.4.3.2. Criterios de la inyección de polímeros.....	39
1.5. PRUEBAS DE TRAZADORES.....	40
1.5.1. Definición de trazadores.....	41
1.5.2. Tipos de trazadores	41
 CAPÍTULO 2	 43
 PRUEBAS DE TRAZADORES	 43
2.1. GENERALIDADES DE PRUEBAS DE TRAZADORES.....	43
2.2. DETERMINACIÓN DE LAS TENDENCIAS GENERALES DE FLUJO E INCIDENCIAS DE INYECTOR- PRODUCTOR BASADOS EN ANÁLISIS DE PRUEBAS DE TRAZADORES.....	44
2.2.1. San Francisco 204.....	46
2.2.2. San Francisco 85.....	49
2.2.3. San Francisco 13.....	52
2.2.4. San Francisco 27.....	56
2.3. DETERMINACIÓN DE POZOS DE PRIMER Y SEGUNDO AVANCE POR INYECCIÓN DE TRAZADORES	59
 CAPÍTULO 3	 64
 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PRODUCCIÓN PREVIOS AL INICIO DEL PILOTO DE INYECCIÓN ASP	 64
3.1. CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	64
3.1.1. Parámetros fisicoquímicos del agua para la preparación de la mezcla ASP	66
3.1.2. Determinación de las propiedades fisicoquímicas del agua de producción e inyección	69
3.1.3. Determinación de las propiedades fisicoquímicas del agua de producción	71

3.2. CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO	75
CAPÍTULO 4	80
PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN CON LOS DEL PILOTO DE INYECCIÓN ASP	80
4.1. GENERALIDADES.....	80
4.2. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD ASOCIADAS A PROBLEMAS DE INCRUSTACIÓN INORGÁNICA	80
4.2.1. Pruebas para determinar los índices de saturación (SI)	81
4.2.1.1. Índice de saturación (SI).....	81
4.2.1.2. Índice de Saturación (SI) ODDO & TOMSON	81
4.2.1.3. Resultados de la simulación de los índices de estabilidad (SI)	84
4.2.2. Análisis de causas problemas de precipitados inorgánicos	89
4.2.3. Pruebas de laboratorio para la determinación de precipitación de CaCO ₃	92
4.2.3.1. Construcción de la curva de comportamiento del pH	92
4.2.3.2. Evaluación cualitativa de compatibilidad simplificada entre la formulación ASP y agua de producción PIA del campo San Francisco	93
4.2.3.3. Determinación de la dureza del agua de producción en presencia de la formulación ASP	94
4.2.3.4. Tasa de depositación aproximada de incrustación vs concentración de la formula con ASP.....	95
4.2.3.5. Pruebas con inhibidor de incrustación.....	97
4.3. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD ASOCIADAS A PROBLEMAS DE ESTABILIZACIÓN DE EMULSIONES DIRECTAS (W/O) E INVERSAS (O/W)	99
4.3.2. Análisis de causas de los posibles problemas de estabilización de emulsiones directas (w/o) e inversas (o/w).....	99
4.3.1. Posibles escenarios a evaluar para verificar el desempeño del rompedor directo (RD) y el rompedor inverso (RI).....	101
4.3.2. Desarrollo de la prueba de botella.....	102
4.3.3. Evaluación del Escenario 1	103
4.3.4. Evaluación del Escenario 2	105
4.4. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD ASOCIADAS A PROBLEMAS DE CORROSIÓN.....	107
4.4.1. Análisis de causas de los posibles problemas de corrosión	107

4.4.2. Evaluación de cupones de corrosión	109
4.4.3. Cálculo de la tasa de corrosión y depositación:.....	109
4.4.4. Muestra de resultados de pruebas de corrosión.....	110
CAPÍTULO 5	115
ANÁLISIS DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN PARA LA DETERMINACIÓN DE LA AFECTACIÓN DE POZOS POR INYECCIÓN DE FLUIDOS ASP	115
5.1 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN.....	115
5.1.1 Métodos de producción	115
5.1.2. Métodos de análisis de pozos productores.....	116
5.1.2.1. Método de gráficos ABC.....	116
5.1.2.2. Desarrollo del método de gráficos ABC.....	117
5.1.3. Métodos de análisis de pozos inyectoros	121
5.1.3.1 Método de Hall	121
5.1.3.2. Análisis de Inyectores (método de Hall)	123
CONCLUSIONES.....	129
RECOMENDACIONES.....	131
BIBLIOGRAFÍA	132

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de surfactantes.....	32
Tabla 2. Criterios para el proceso de inyección de surfactantes.	37
Tabla 3. Criterios para el proceso de inyección de polímeros.	39
Tabla 4. Resumen prueba de trazadores.....	45
Tabla 5. Resumen prueba en el pozo inyector SF-204.	47
Tabla 6. Resumen prueba en el pozo inyector SF-85.	50
Tabla 7. Resumen prueba en el pozo inyector SF-13.	54
Tabla 8. Resumen prueba en el pozo inyector SF-27.	57
Tabla 9. Resumen influencia de pozos inyector en pozos productores.	60
Tabla 10. Selección de pozos productores de primer y segundo avance.....	62
Tabla 11. Principales iones presentes en el agua y su norma de determinación.....	65
Tabla 12. Características para el agua de mezcla de preparación solución ASP, para prevenir precipitados.	67
Tabla 13. Valores máximos recomendados para un agua de inyección de buena calidad en la Superintendencia de Operaciones Huila- Tolima (SOH).	68
Tabla 14. Composición del agua de producción de los pozos afectados por el piloto de inyección ASP.	69
Tabla 15. Evaluación de parámetros fisicoquímicos de las aguas de producción e inyección.	70
Tabla 16. Caracterización parámetros químicos del agua de producción.	71
Tabla 17. Caracterización química de los gases disueltos en el agua de inyección. ...	73
Tabla 18. Caracterización propiedades bacteriológicas del agua de inyección.	74
Tabla 19. Caracterización de los parámetros físicos del agua de inyección.....	75
Tabla 20. Propiedades fisicoquímicas del crudo.	76
Tabla 21. Caracterización fisicoquímica del crudo.	77
Tabla 22. Características del crudo a evaluar por su incidencia en la inyección ASP.	78
Tabla 23. Interpretación índice de saturación Oddo & Tomson.....	82
Tabla 24. Ecuaciones determinación índice de saturación IS Oddo & Tomson.....	82
Tabla 25. Ecuaciones determinación cantidad de incrustación formada P Oddo & Tomson.	84
Tabla 26. Condiciones para la evaluación de escenarios propuesto.....	84
Tabla 27. Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-171.	85
Tabla 28. Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-188.	85
Tabla 29. Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-93.	86
Tabla 30. Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-139.	86
Tabla 31. Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-171.	87
Tabla 32. Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-14.	87
Tabla 33. Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-24.	88
Tabla 34. Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-123.	88
Tabla 35. Comportamiento del pH de la solución ASP en mezcla con el agua.	92
Tabla 36. Dureza del agua de producción en función de la concentración de ASP.....	94

Tabla 37. Tasa de depositación aproximada de incrustación en función de la concentración de la formulación ASP.	96
Tabla 38. Evaluación del inhibidor de incrustación (agua de producción + 2,5% ASP).	97
Tabla 39. Relación condiciones evaluadas escenario 1.	101
Tabla 40. Relación condiciones evaluadas escenario 2.	102
Tabla 41. Composición de la emulsión en el crudo.	103
Tabla 42. Escala de tolerancia a la velocidad de corrosión.	110
Tabla 43. Prueba de corrosión en el pozo inyector SF-93.	111
Tabla 44. Prueba de corrosión, pozo inyector SF-85.	112
Tabla 45. Prueba de corrosión en el pozo inyector SF-204.	113
Tabla 46. Resumen de resultados de las pruebas de corrosión.	114
Tabla 47. Tabla de resumen gráfica ABC entre noviembre 2013 – febrero 2014.	118
Tabla 48. Tabla de resumen gráfica ABC entre febrero 2013 – abril 2014.	120

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de localización del campo San Francisco.....	23
Figura 2. Recuperación de crudo residual en función del número capilar.	25
Figura 3. Etapas de un proceso de inyección ASP típico.	27
Figura 4. Adsorción de moléculas de surfactante.....	33
Figura 5. Emulsión agua en petróleo.	34
Figura 6. Emulsión petróleo en agua.	35
Figura 7. Emulsión petróleo en agua en petróleo.....	36
Figura 8. Emulsión agua en petróleo en agua.....	36
Figura 9. Mapa de pozos inyectoros y productores del campo San Francisco afectados por inyección ASP.	44
Figura 10. Inyección trazador IWT 1000 en SF-204.....	49
Figura 11. Inyección trazador IWT 1100 en SF-85.....	52
Figura 12. Inyección trazador IWT 1200 en SF-13.....	56
Figura 13. Inyección trazador IWT 1200 en SF-27.....	59
Figura 14. Resumen grafico de la interpretación de pruebas de trazadores.....	63
Figura 15. Registro fotográfico prueba cualitativa de compatibilidad entre el agua de producción y la formulación ASP.	94
Figura 16. Efecto de la formulación ASP, evaluación del escenario 1.....	104
Figura 17. Efecto de la formulación ASP, evaluación del escenario 2.....	106
Figura 18. Curvas anódicas potencio dinámicas para el anodo 316L SS.....	108
Figura 19. Gráfico típico ABC.....	116
Figura 20. Gráfico ABC primer periodo de inyección.	118
Figura 21. Gráfico típico de Hall.....	122

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Curva hipotética de la respuesta de un trazador en un pozo monitoreado. ..	41
Gráfico 2. Concentración de trazador en los pozos vecinos al inyector SF-204 en función del tiempo. Fecha de inicio 23 Sep. 2011.	47
Gráfico 3. Porcentajes registrados del trazador IWT 1000 en cada pozo.	48
Gráfico 4. Concentración de trazador en los pozos vecinos al inyector SF-85 en función del tiempo. Fecha de inicio 22 Sep. 2011.	49
Gráfico 5. Porcentajes registrados del trazador IWT 1100 en cada pozo.	51
Gráfico 6. Concentración de trazador en los pozos vecinos al inyector SF-13 en función del tiempo. Fecha de inicio 21 Sep. 2011.	53
Gráfico 7. Porcentajes registrados del trazador IWT 1200 en cada pozo.	55
Gráfico 8. Concentración de trazador en los pozos vecinos al inyector SF-27 en función del tiempo. Fecha de inicio 22 Sep. 2011.	56
Gráfico 9. Porcentajes registrados del trazador IWT 1700 en cada pozo.	58
Gráfico 10. Producción de pozos afectados con el piloto de inyección ASP.	61
Gráfico 11. Variación del pH del agua de producción vs concentración ASP.	93
Gráfico 12. Comportamiento de la dureza cálcica del agua de producción con respecto al porcentaje de ASP.	95
Gráfico 13. Tasa de depositación aproximada del agua de producción con respecto al porcentaje ASP.	96
Gráfico 14. Evaluación inhibidor de incrustación (Agua producción + 2,5 % ASP).	98
Gráfico 15. Gráfico ABC primer periodo de inyección.	118
Gráfico 16. Gráfico ABC segundo periodo de inyección.	120
Gráfico 17. Parámetros de inyección contra inyección acumulada en el pozo SF -13.	123
Gráfico 18. Gráfico de Hall para el pozo SF-13.	124
Gráfico 19. Parámetros de inyección contra inyección acumulada en el pozo SF -85.	125
Gráfico 20. Gráfico de Hall para el pozo SF-85.	126
Gráfico 21. Parámetros de inyección contra inyección acumulada en el pozo SF -85.	127
Gráfico 22. Gráfico de Hall para el pozo SF-204.	128

LISTA DE ABREVIATURAS

ASP: Alkali-Surfactante-Polímero

API: American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)

BOPD: Barriles de petróleo por día

BPD: Barriles por día

BSW: Basic Sediment and water (Porcentaje de agua y sedimentos)

CMC: Concentración micelar crítica

EOR: Enhanced oil recovery

HLB: Balance hidrofílico-lipofílico

HPAM: Poliacrilamida parcialmente hidrolizada

ICP: Instituto Colombiano del Petróleo

KCL: Formación Caballos Inferior

KCU: Formación Caballos Superior

Nc: Número capilar

Ppt: Partes por trillón

POES: Petróleo original en sitio

Sor: Saturación residual de petróleo

Swr: Saturación residual de agua

TIF: Tensión interfacial

TVDS: True Vertical Depth Seafloor (Profundidad vertical bajo oceano)

OBJETIVOS DEL PROYECTO

OBJETIVO GENERAL

Determinar los posibles problemas que se pueden presentar en la formación por la incompatibilidad de los fluidos del tratamiento ASP (Álcali-Surfactante-Polímero) con los fluidos de formación y su incidencia a nivel de producción en campo, posterior a la inyección del tratamiento.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar pozos con potencial de riesgo de afectación por migración temprana del frente de inyección mediante pruebas de trazadores.
- Realizar pruebas de caracterización a los fluidos de formación con el fin de determinar las propiedades fisicoquímicas previo al inicio del proyecto piloto ASP.
- Adelantar pruebas de compatibilidad de fluidos para diferentes relaciones entre muestras de fluido definidas y el tratamiento ASP.
- Realizar análisis de los registros de producción para determinar la afectación en pozos inyectoros y variación de las tendencias en producción luego de la inyección ASP.

RESUMEN

Título: Evaluación de la incidencia de los fluidos del tratamiento piloto de inyección ASP (álcali-surfactante-polímero) en los fluidos de formación del campo San Francisco.

Autores: Edwin Augusto Barrera Ceron, Miguel Ángel Quijano Mosos.

Descripción:

El presente trabajo muestra el desarrollo de pruebas de compatibilidad de fluidos del tratamiento piloto de inyección ASP (Álcali-Surfactante-Polímero), con los fluidos de formación del campo San Francisco; El campo San Francisco fue el yacimiento seleccionado para implementar esta tecnología nueva en Colombia por ser un yacimiento maduro y modelo por su alto porcentaje de recobro.

El proyecto es desarrollado en seis capítulos principales. En el primer capítulo se exponen los conceptos teóricos básicos acerca del historial del campo San Francisco y del método EOR (recobro mejorado de petróleo) ASP. El segundo capítulo desarrolla el análisis de pruebas de trazadores, para la identificación de pozos afectados por el piloto de inyección ASP. En el tercer capítulo se realiza la caracterización físico-química de los fluidos de producción previa al inicio del piloto de inyección ASP. En el cuarto capítulo se identifican los problemas asociados a la interacción de fluidos de producción con la solución ASP y se desarrollan las pruebas de compatibilidad de fluidos del piloto de inyección ASP y fluidos de producción del campo San Francisco. En el quinto capítulo se analiza la afectación de los pozos productores e inyectores mediante la aplicación de métodos de análisis de los registros de producción en el área. Por último, en el capítulo sexto donde se analizan los resultados, se identifican posibles problemas y soluciones.

Palabras claves: ASP, trazadores, fisicoquímica, pruebas de compatibilidad, afectación de pozos.

ABSTRACT

Title: Evaluation of the pilot treatment of ASP (alkali-surfactant-polymer) injection fluids in the reservoir fluids of the San Francisco field.

Authors: Edwin Augusto Barrera Ceron, Miguel Ángel Quijano Mosos.

Description:

The Present research shows the development of fluid compatibility tests for the San Francisco reservoir fluids previous to the beginning of the pilot treatment of ASP injection (Alkali, Surfactant, and Polymer); Where SAN FRANCISCO is the reservoir selected for the application of this innovative technology in Colombia, due to the exceptional development on its production stages, its recovery factor, and its maturity grade.

The project is divided into six main chapters. The first chapter contains a synthesis of basic theoretical concepts about the SAN FRANCISCO's field history, and the EOR (Enhanced Oil Recovery) technique, ASP injection. The second chapters is about the analysis of tracer test applied in the area to determinate wells with higher impact by ASP injection. In the third chapter a physic-chemical characterization with production fluids is made before to the beginning of the ASP injection pilot. The fourth chapter is related to the identification of problems associated with interaction between production fluids and ASP solution. Compatibility tests are also ran to confirm the presence or absence of these problems in both types of systems, water and ASP solution or Oil and ASP solubilized in water. In the fifth chapter the impact of production and injection wells is analyzed by application of analysis methods of productions logs in the area. Finally the sixth chapter summed up the result analysis, and states problem and solution that may occur according the thesis conclusions.

Key words: ASP, tracers, physic-chemical, compatibility tests, well impact.

INTRODUCCIÓN

Uno de los problemas más frecuentes en los tratamientos de recobro mejorado es la incompatibilidad que se pueda presentar entre los fluidos de tratamiento y los fluidos de formación. En el caso del proyecto piloto ASP (Álcali-Surfactante-Polímero) se pueden presentar diferentes problemas en cada uno de los tratamientos constituyentes del piloto: primero, el drenaje alcalino en el que se puede presentar precipitación de iones divalentes que contribuyen al taponamiento de la formación; segundo, el tratamiento de inyección de agua viscosa con la utilización de polímeros puede acarrear problemas tales como corrosión, problemas microbiológicos y precipitación de compuestos férricos y carbonatados, y por último una mala selección del agente surfactante que puede provocar estabilidad de las emulsiones.

El proyecto piloto de inyección ASP tiene como finalidad avanzar en el estudio de las técnicas EOR, además de un significativo aumento en el factor de recobro del campo San Francisco; es por eso que para Ecopetrol S.A. es de vital importancia determinar cualquier factor que pueda afectar la viabilidad del proyecto antes de su inicio, y se hace necesario la implementación de pruebas de caracterización y compatibilidad de los fluidos ASP con los fluidos del yacimiento, para evitar los problemas anteriormente mencionados e implementar correctivos.

Dependiendo de los resultados de este proyecto piloto, Ecopetrol S.A tomará la decisión de implementar el tratamiento químico de inyección ASP para los demás pozos del campo San Francisco.

La explotación de un yacimiento de petróleo ocurre básicamente en tres etapas. En la primera, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto de gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento. Cuando la presión del medio se hace inadecuada, o cuando se están produciendo cantidades importantes de otros fluidos (agua y gas, por

ejemplo), se inicia entonces la segunda fase, la cual consiste en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el crudo para mantener un gradiente de presión. En estas dos primeras etapas se logra recuperar un promedio aproximado de 25% a 30% del petróleo original en sitio (POES), quedando el resto atrapado en los poros de la estructura del reservorio debido a fuerzas viscosas y capilares, además de la presencia de fracturas naturales o regiones de alta permeabilidad causantes de que el agua inyectada fluya a través de canales potenciales de menor resistencia y dejando cantidades importantes de crudo atrapado en la formación. Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía un estimado de 60-80% del POES. Numerosos métodos han sido estudiados para la recuperación, al menos parcial, de estas grandes cantidades de crudo remanente en los pozos. Entre ellos se encuentran métodos consistentes en inyección de fluidos miscibles con el petróleo y de gases a altas presiones, bien sea en forma separada o combinada, todos ellos como parte de la tercera etapa de la recuperación de crudos. También, bajo condiciones óptimas una solución de surfactantes inyectada al reservorio tiene el potencial de solubilizar el crudo, dispersándolo de manera efectiva en forma de una emulsión. Existen otros métodos pertenecientes a la tercera fase de recuperación conocidos como métodos de recuperación mejorada con aditivos químicos, los cuales han sido ampliamente estudiados por representar una exitosa opción, a pesar de que han sido desechados en ocasiones en las que el precio del petróleo es bajo, donde el principal argumento señalado es la baja rentabilidad del proceso, debida principalmente a los costos de los aditivos químicos.

CAPÍTULO 1

ASPECTOS TEÓRICOS

1.1. RESEÑA HISTORICA DEL RECOBRO QUÍMICO ASP

Entre los métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares, se pueden citar la utilización de solventes miscibles con el crudo y la obtención de baja tensión interfacial con soluciones de surfactantes o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, o taponar los caminos preferenciales por ejemplo con espumas.

Los métodos actualmente propuestos para la recuperación mejorada involucran uno o varios de estos aspectos. El tratamiento ASP o inyección Alkali – Surfactante – Polímero, fue creado a inicios de 1980, por la empresa norteamericana SURTEK INC. A partir de una modificación de la inyección alcalina, combinando productos químicos que reducen la tensión interfacial (Álcali y Surfactante) con un producto químico que controla la movilidad (Polímero), lográndose aumentar la producción de petróleo por la reducción de la saturación residual de petróleo. Específicamente combina tres de los métodos químicos anteriormente mencionados: soluciones alcalinas, surfactantes y polímeros. Hay que tener en cuenta que existen varios tipos de inyección como lo son: la inyección de polímeros micelares o SP, la inyección de mezclas álcali-surfactantes o AS y la inyección de mezclas álcali-surfactante-polímero o ASP.

Desde 1980 más de 27 proyectos ASP, SP ó AP son conocidos. La primera aplicación de este proceso fue en el campo West Kiehl Minnelussa, Wyoming, Estados Unidos, los resultados no fueron positivos ya que se presentaron

problemas con el tamaño del campo, la configuración de los pozos inyectores – productores, lo que no resulto significativo para lograr una buena área de barrido con la inyección. Esto no fue un impedimento para la investigación y en el año de 1986 se logró el primer proceso de inyección ASP exitosa en el mismo campo con un reporte de recobro adicional de 28%.

Además se han desarrollaron proyectos de este tipo en Catriel, Oeste de Argentina, en 4 campos de Estados Unidos en California, Louisiana, Oklahoma, Colorado, en China se realizaron 18 proyectos principalmente de inyección de álcalis, 2 en India, 1 en Francia, 1 en Indonesia y 2 proyectos en Venezuela en el año 2000, en los campos La Salinas y Lagomar, ubicados en el lago Maracaibo, donde se obtuvo un recobro adicional de 24,6 % y 30 % respectivamente.

Los conocimientos aprendidos de experiencias pasadas combinados con los últimos avances tecnológicos hoy abren grandes oportunidades para el desarrollo exitoso de los futuros proyectos en las condiciones económicas actuales. Por otra parte, se ha logrado mejorar los sistemas de simulación, existen nuevas tecnologías y nuevos compuestos químicos (surfactantes, polímeros) de alto desempeño. Por ejemplo, la nueva generación de surfactantes puede tolerar alta salinidad y alta dureza del agua, así como también altas temperaturas. Por muchos años se ha utilizado una aproximación secuencial: etapa de laboratorio-simulación-diseño del piloto-implementación del piloto y finalmente simulación full Field y expansión. Solo se consideraban campos maduros con una línea significativa de producción.

1.2. GENERALIDADES CAMPO SAN FRANCISCO

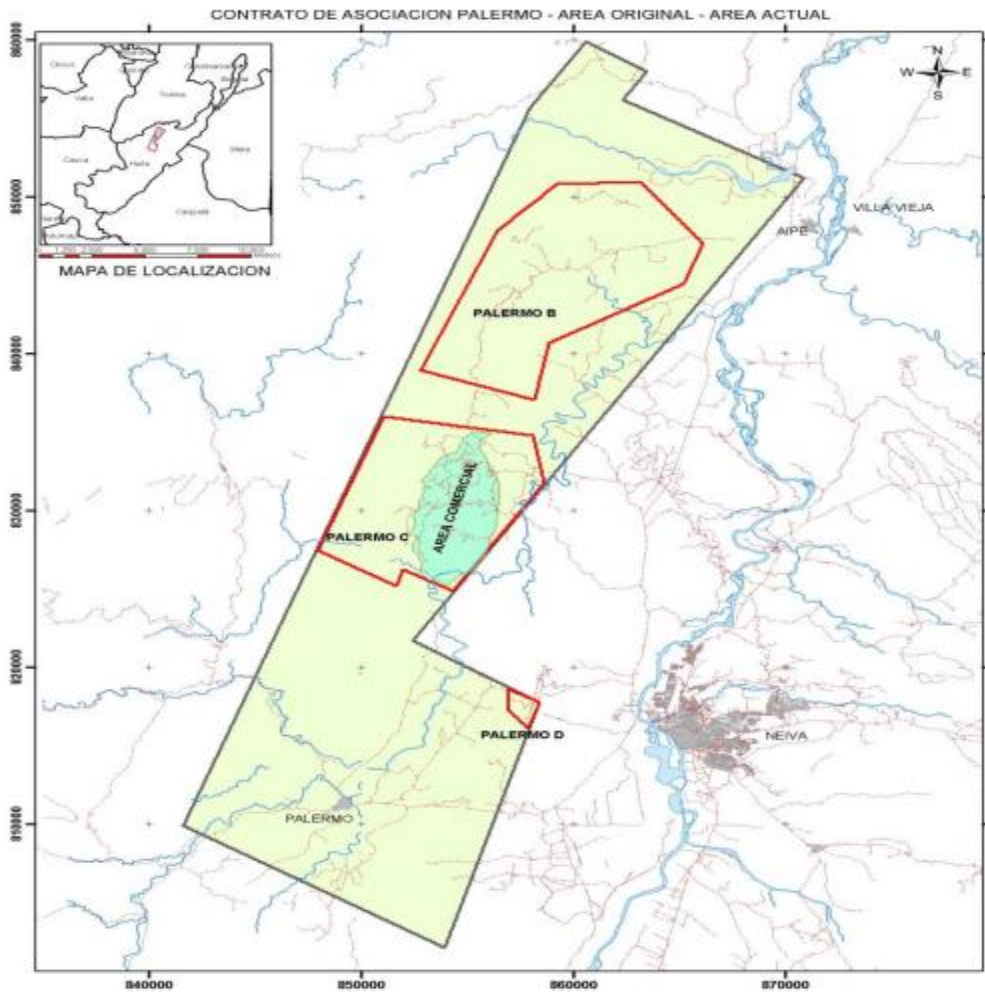
En 1985 se realizó el descubrimiento e inicio de explotación del Campo San Francisco, con una presión inicial de yacimiento de 1100 psi a una medida vertical de la profundidad del pozo por debajo del nivel del mar de 300 ft (TVDSS) y una saturación inicial de agua de 12 en la formación caballos superior (KCU) y 35 en la formación caballos inferior (KCL), por medio del mecanismo de producción primario de gas en solución.

Luego en el año 1989 se inició el proceso piloto de inyección de agua. Tres años después se alcanzó el pico de producción del campo con 27300 barriles de crudo por día (BOPD). Luego de haber realizado el proyecto piloto, en el año 1993 se inicia de lleno el proceso de inyección de agua del campo, alcanzando su pico de producción durante la etapa secundaria dos años más tarde con 25692 BOPD. El agua fue y es tomada actualmente del mismo fluido extraído de la formación durante la etapa de producción. El agua extraída de este fluido es tratada para eliminar sólidos y grasas. En el año 2000 se inició un proyecto piloto de inyección alterna de agua y gas. En los años 2008 al 2011 HOCOL inicia los estudios para la implementación de un proyecto piloto de recobro químico. El campo había sido operado por HOCOL hasta el primero de mayo del 2012, luego pasó a manos de la empresa ECOPETROL S.A. En el año 2013 el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) realizó estudios de aplicabilidad del tratamiento de inyección de fluidos ASP en el campo San Francisco y el inicio de la inyección fue el día 13 de diciembre del 2013; actualmente el piloto ASP se encuentra en desarrollo y ECOPETROL S.A. se encuentra a la expectativa de resultados

1.2.1. Ubicación geográfica

El campo San Francisco está ubicado en el Valle Superior del Magdalena (Subcuenca de Neiva) y pertenece a la concesión Neiva 514. En la siguiente Figura 1 se observa el área comercial del campo, denotada con color verde aguamarina.

Figura 1. Mapa de localización del campo San Francisco.



Fuente: Biblioteca, superintendencia de operaciones Huila-Tolima (SOH)

1.3. CONCEPTOS BÁSICOS DE LOS PROCESOS DE RECOBRO QUÍMICO

El recobro químico es una de las opciones tecnológicas para la recuperación mejorada del petróleo remanente a la inyección de agua. Es un proceso complejo que requiere un alto nivel de experiencia y conocimiento de múltiples disciplinas. Los métodos de recobro químico están fundamentados en la inyección al yacimiento de sustancias químicas que cambien las condiciones del agua que se está inyectando o de la roca que se está barriendo, con el objetivo de mejorar ciertas dificultades que causan que el petróleo se quede atrapado en el medio poroso, dificultando así su extracción. Entre ellas se encuentra la canalización preferencial que genera zonas no barridas, la relación de movilidad adversa entre el petróleo y el agua por diferencias en viscosidad, las fuerzas capilares que atrapan el petróleo en el medio poroso por lo cual queda una saturación de petróleo residual.

La movilización del petróleo residual solo se puede lograr con el aumento del número capilar. Este parámetro es definido como la relación de las fuerzas viscosas con respecto a las fuerzas capilares que afectan el flujo de fluidos en un medio poroso. Las fuerzas viscosas movilizan el aceite en los poros, mientras que las fuerzas capilares atrapan el petróleo en los poros. El número capilar es definido por la expresión 1.1:

$$N_c = \frac{\mu * v}{\sigma} \quad (1.1)$$

Donde:

N_c : Número capilar.

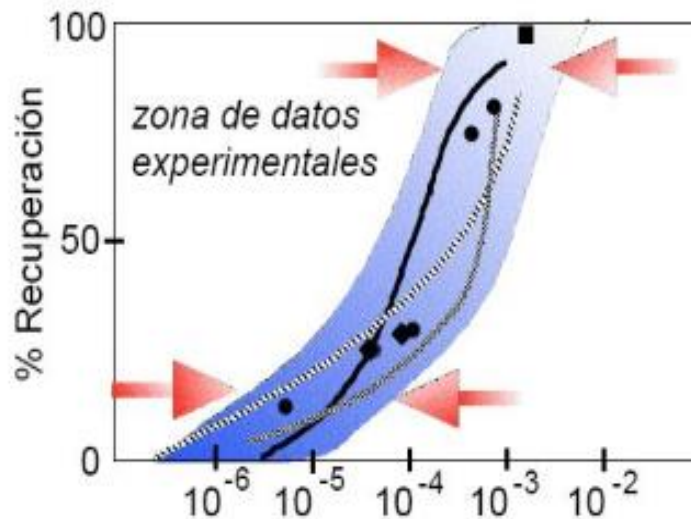
μ : Viscosidad.

v : Velocidad de los fluidos en los poros.

σ : Tensión interfacial entre el fluido desplazante y el fluido desplazado.

La Figura 2 muestra cómo el incremento del número capilar en el desplazamiento no miscible tiene como consecuencia la reducción de la saturación residual de crudo y el aumento en el recobro.

Figura 2. Recuperación de crudo residual en función del número capilar.



Fuente: <http://www.petroleoamerica.com/2011/02/inyeccion-de-surfactantes-en.html>

Para asegurar una ganancia significativa en la recuperación de petróleo debe haber una reducción significativa de las fuerzas capilares mediante la reducción de la tensión interfacial (TIF) la cual debe reducirse en un factor de 1000 veces o a valores ultra bajos del orden de $10^{-3} - 10^{-4}$ dina/cm (valores normales de TIF agua-crudo: 30 dinas/cm). Para reducir la tensión interfacial se requiere el uso de surfactantes que se agregan solos al agua de inyección o que puedan interactuar con aquellos generados in situ por la adición de un álcali al reaccionar con los ácidos orgánicos presentes en el petróleo. Adicionalmente sí se requiere del control de movilidad se agrega un polímero para viscosificar el agua. Las condiciones del yacimiento y las posibles combinaciones de Álcali (A), Surfactante (S) y Polímero (P), dan origen a diferentes procesos como

inyección de álcali, inyección de surfactantes, inyección de surfactantes polímeros (SP) ó inyección ASP.

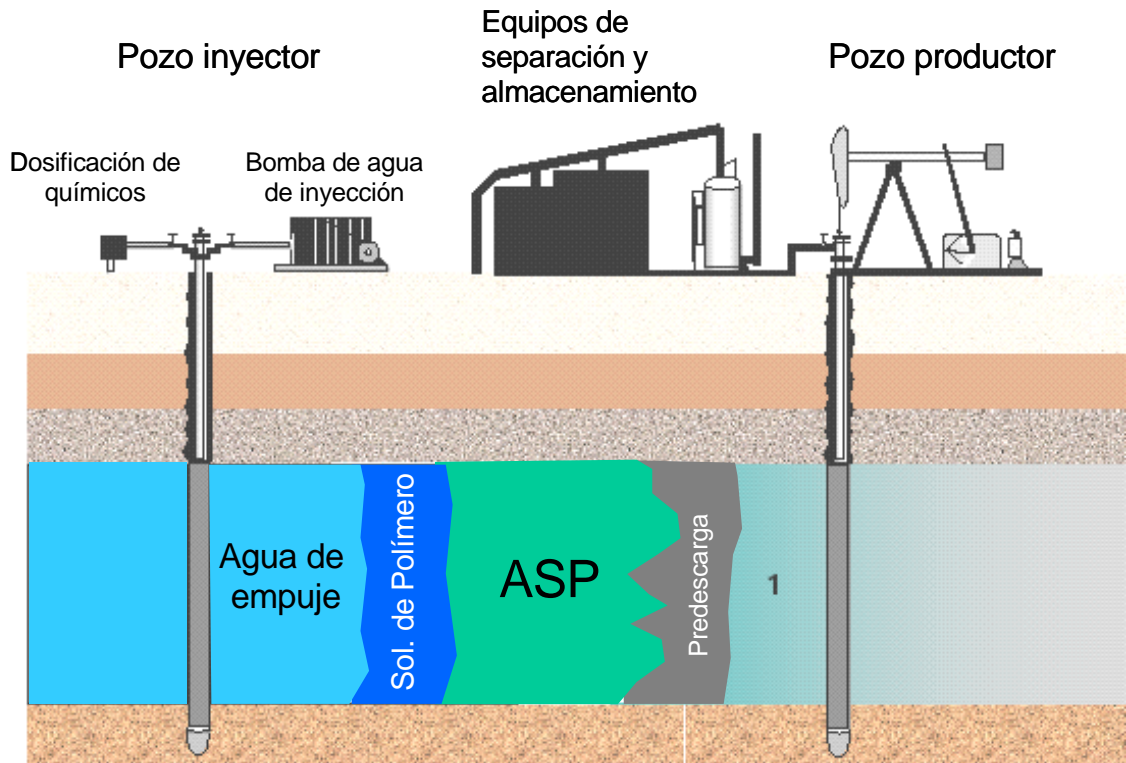
El proceso del diseño de un proyecto de recobro químico tiene varias etapas que comienzan por la selección de los yacimientos candidatos para los cuales es más probable obtener buenos resultados y la selección del tipo de formulación que sea mejor a las condiciones existentes. Estas formulaciones se optimizan a nivel de laboratorio y son específicas para cada caso (tipo de crudo, tipo de yacimiento, temperatura, características del agua disponible, salinidad etc.) y se obtienen manipulando variables de composición (proporciones entre los componentes del sistema ternario agua/petróleo/surfactantes) y variables de formulación (temperatura, presión y naturaleza química de los componentes del sistema como salinidad y balance hidrofílico-lipofílico (HLB) de los surfactantes). Ligeras variaciones en la composición o formulación pueden afectar negativamente el resultado deseado.

1.4. COMPONENTES DE LA INYECCIÓN ASP (ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO)

Es una técnica EOR, (enhanced-oil-recovery), recuperación mejorada de petróleo, mediante la inyección de una solución de productos químicos como el álcali, el surfactante y el polímero, con los cuales se altera la interacción de los fluidos de formación.

Aunque este método no está actualmente estandarizado, ya que cada yacimiento es único, lo más practico es iniciar una inyección de agua para acondicionar el yacimiento, luego se inyecta la solución alcali – surfactante – polímero, seguida de una solución de polímero para controlar la movilidad de los fluidos y por último se continua con la inyección de agua para terminar con el barrido y conducir los fluidos hacia los pozos productores.

Figura 3. Etapas de un proceso de inyección ASP típico.



Fuente: www.ica.luz.edu.ve/~dfinol/down/TesisLZ.doc

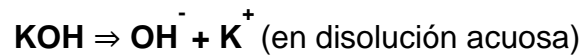
Algunas de las ventajas de la inyección ASP son mejorar la razón de movilidad, disminuir la saturación del petróleo residual (S_{or}) al mismo tiempo que disminuye el corte de agua (BSW), mejorar la eficiencia de barrido areal y en yacimientos heterogéneos se obtiene aumento en el recobro de petróleo y ya que la recuperación de petróleo es casi dos veces la inyección convencional de agua, se logra extender la vida útil del yacimiento e incrementar su valor económico.

La razón de movilidad se puede mejorar bajando la viscosidad del aceite, aumentando la viscosidad de la fase desplazante, aumentando la permeabilidad efectiva del aceite y disminuyendo la permeabilidad efectiva de la fase desplazante. Los diferentes métodos EOR mejoran uno o más de estos efectos. Conforme el número capilar aumenta en un proceso de recuperación mejorada, la saturación de aceite residual decrece. Un aumento en el número capilar se

obtiene incrementando el gradiente de presión, disminuyendo la viscosidad del aceite o reduciendo la tensión interfacial. Para desplazamientos miscibles la tensión interfacial se aproxima a cero y la eficiencia del desplazamiento de aceite en la escala microscópica o de poro es muy buena.

1.4.1. Álcali

Una base o álcali es cualquier sustancia que presente propiedades alcalinas; es decir cualquier sustancia que en disolución acuosa aporta iones OH^- al medio. Un ejemplo es el hidróxido de potasio, de fórmula KOH:



Los compuestos alcalinos son utilizados por dos razones principales en la solución ASP:

1. Agente protector, reacciona con los minerales de la roca y la salmuera, como consecuencia se consume el álcali y no los surfactantes y polímeros.

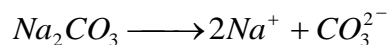
En el proceso de inyección, el álcali actuará como una capa protectora sobre las moléculas surfactante y polímeros, en el momento en que la solución entre en contacto con los minerales de la roca se disminuirá la adsorción del surfactante y del polímero. Ésto se debe gracias a que el álcali modifica la superficie mineral de la roca, cargándola negativamente por los iones OH^- que aporta al medio, siendo en parte consumidos, permitiéndole a los surfactantes y polímeros cumplir con su función, es decir puede actuar como un agente de sacrificio para proteger al surfactante y al polímero de los iones divalentes presentes en la salmuera y en la superficie de la roca.

2. Reacción entre el álcali y los componentes ácidos del petróleo generando surfactantes en sitio.

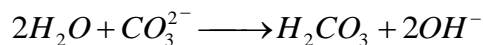
Las especies alcalinas son utilizadas en crudos con presencia de sustancias ácidas, con frecuencia ácidos carboxílicos. Al entrar en contacto reaccionan con los ácidos del crudo y forman surfactantes en sitio, que actúan en la interfase agua-petróleo reduciendo la tensión interfacial.

Para la formación del surfactante a partir de la reacción de químicos alcalinos con componentes ácidos del petróleo se necesitan valores altos de pH. Un pH alto significa grandes concentraciones de iones $[OH^-]$. Para elevar el pH en el yacimiento se puede crear disociación de especies que contienen hidroxilos tales como NaOH y KOH, como también añadiendo químicos que se enlazan preferiblemente con iones hidrógeno. Se pueden utilizar muchos químicos para generar un alto pH, los más comunes son hidróxido de sodio (soda cáustica NaOH), carbonato de sodio (Na_2CO_3), y ortosilicato de sodio (Na_4SiO_4).

El carbonato de sodio genera un hidroxilo a través de la formación de un ácido débil (ácido carbónico), el cual remueve iones libres H^+ de la solución.



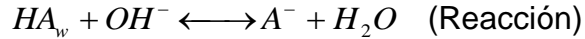
Seguido por la reacción de hidrólisis



El OH^- por sí solo no es un surfactante ya que debido a la ausencia de una cola lipofílica es exclusivamente soluble en agua. Aquí se asume que las especies ácidas en el petróleo están representadas por un componente genérico llamado HA_o . Este componente ácido no será soluble en una fase acuosa con pH neutro. Sin embargo, si el pH es incrementado con una solución alcalina, el componente ácido del petróleo (HA_o) será extraído del petróleo hacia la fase acuosa (HA_w), debido a la deficiencia de protones en la fase acuosa, según la siguiente relación de partición:



Y luego puede reaccionar de acuerdo a:



La especie aniónica A^- (iones carboxilato) es un surfactante aniónico.

Si originalmente ninguna especie ácida está presente en el crudo, no se puede generar surfactante. Un procedimiento útil para caracterizar el crudo con el objetivo de comprobar si es apto para la inyección de álcali es a través del número ácido. El número ácido son los miligramos de hidróxido de potasio (KOH) requeridos para neutralizar un gramo de petróleo. Un buen candidato para inyección de álcali es el petróleo que tenga un número ácido de 0.5 mg/g o mayor, aunque números ácidos tan bajos como 0.2 mg/g pueden ser candidatos debido a que solo una pequeña cantidad de surfactante es requerida para saturar la interfase agua-petróleo.

1.4.2. Surfactantes

Un surfactantes, es un agente de superficie o tensoactivo. Son compuestos orgánicos anfífilicos, que contienen grupos no polares hidrófobos, solubles en hidrocarburo (cola) y grupos polares hidrofílicos solubles en agua (cabezas).

Su propiedad principal es disminuir la tensión superficial de un líquido, permitiendo una más fácil dispersión y bajar la tensión interfacial entre dos líquidos. Esto se debe a dos características principales, la adsorción, que es la capacidad de adsorberse a las interfaces; es un fenómeno espontaneo impulsado por la disminución de energía libre del surfactante al ubicarse en la interfase y satisfacer total o parcialmente su doble afinidad polar - no polar y la asociación que es una tendencia a asociarse para formar estructuras organizadas, fenómeno impulsado por efectos hidrófobos cuando se añade más surfactante a una solución acuosa.

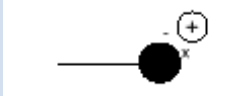
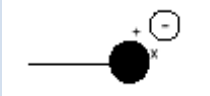


1.4.2.1. Tipos de surfactantes

Los surfactantes se clasifican de acuerdo a la estructura de su molécula, o más exactamente según la forma de disociación en el agua en:

- **Aniónicos:** Son aquellos que en solución acuosa, se disocian en un anión anfífilo y un catión metálico o amonio. Este tipo de surfactante es el más utilizado en los procesos de recobro mejorado ya que además de ser económico, son relativamente resistentes a la retención, ya sea por adsorción, precipitación o filtrado; algunos ejemplos pueden ser los sulfonatos de petróleo, éstos son los de mayor utilización, son derivados del petróleo crudo obtenidos como productos de refinería, son fáciles de obtener en grandes cantidades, y además se caracterizan por poseer una alta actividad interfacial.
- **Catiónicos:** en este caso la molécula surfactante contiene un anión inorgánico para balancear su carga eléctrica. La solución se ioniza en un monómero con carga positiva y el anión. Los surfactantes catiónicos son altamente adsorbidos por arcillas y por lo tanto no se utilizan mucho para la recuperación de petróleo. La gran mayoría de estos surfactantes son compuestos nitrogenados del tipo sal de amina grasa o de amonio cuaternario.
- **No-iónicos:** la molécula de surfactante no posee enlaces iónicos. Los surfactantes no-iónicos son mucho más tolerantes a alta salinidad que los aniónicos, pero son más pobres en cuanto a su acción interfacial. Se utilizan principalmente como co-surfactantes. En solución acuosa no se ionizan, puesto que ellos poseen grupos hidrófilos del tipo alcohol, fenol, éter o amida.

- **Anfotéricos:** esta clase de surfactantes contiene aspectos de dos o más de las clases anteriores. Por ejemplo, un anfotérico puede contener un grupo aniónico y un grupo no polar. Estos surfactantes no se han utilizado en procesos de recuperación de petróleo.

Tabla 1. Clasificación de surfactantes.

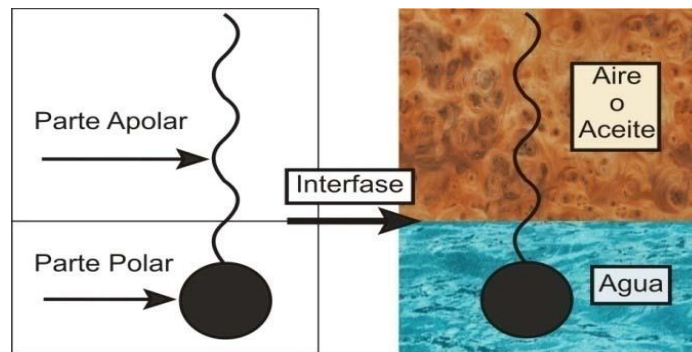
 ANIÓNICOS	 CATIÓNICOS	 NO-IÓNICOS	 ANFOTÉRICOS
Sulfonatos Sulfatos Carboxilatos Fosfatos	Amonio cuaternario orgánicos, piridino, imidazolinio, piperidinio, y sulfononium	Alcoholes Aquilfenoles polieto-xilados Alquil-, alquil-aril, acil-aminepoliglicol, y éter poliol Alcanolamidas	Ácidos aminocarboxílicos

Fuente: Lake, 1989

1.4.2.2. Propiedades de los surfactantes

- **Adsorción:** Cuando una molécula de surfactante se ubica en forma orientada en una interfase o en superficie, se dice que se adsorbe. Debido a la naturaleza dual de la molécula de surfactante, ésta no puede satisfacer su doble afinidad ni en un solvente polar, ni en un solvente orgánico; cuando se coloca en una interfase agua-aire o agua-aceite, ella puede orientarse perpendicularmente a la interfase de manera que el grupo polar esté en el agua, mientras que el grupo apolar se ubica fuera del agua, en el aire o en el aceite.

Figura 4. Adsorción de moléculas de surfactante.



Fuente: <http://www.quimicaviva.qb.fcen.uba.ar/v9n3/riojas.html>

La disminución de la tensión interfacial entre dos líquidos inmiscibles es favorable para la deformación y ruptura de una interfase y para la movilización del petróleo residual. Este fenómeno normalmente aumenta con la concentración del mismo en la solución y disminuye con el incremento de la temperatura, además es función del tipo de surfactante, peso equivalente, minerales de la roca, contenido de arcilla y tasa de flujo de la solución.

- **Asociación:** cuando a una solución se le añade cada vez más surfactante, este comienza por adsorberse sobre las interfases disponibles, luego su concentración en forma monomolecular aumenta hasta que se forman las primeras emulsiones. La micela es un polímero de asociación en el cual el surfactante alcanza una posición más favorable. Las emulsiones formadas en un ambiente acuoso tienen un exterior hidrofílico y un núcleo hidrofóbico y exhiben una variedad de formas.
- **Solubilización:** Las soluciones micelares poseen una propiedad muy importante, llamada capacidad de solubilización. Pueden solubilizar sustancias apolares (aceites) o anfífilas (alcoholes) en cantidades considerables dentro o en la superficie de las micelas (co-micelización).

A partir de la concentración micelar crítica (CMC), la solubilización aumenta considerablemente, ya que el hidrocarburo penetra dentro del corazón de las micelas. En ciertos casos la solubilización puede ser considerable y se observan sistemas llamados microemulsiones, que son soluciones micelares en la cual las micelas están hinchadas (tienen agua o petróleo en sus núcleos) y se tocan entre ellas.

1.4.2.3 Tipos de emulsiones

Las emulsiones son mezclas de dos líquidos inmiscibles de manera más o menos homogénea, que resultan de procesos de no equilibrio durante el desarrollo de diferentes técnicas de recobro mejorado. Para el caso particular de una inyección de surfactantes, la presencia de este fenómeno ocurre entre dicho químico inyectado y el petróleo, en presencia de tensiones interfaciales ultra-bajas.

- **Agua en petróleo (w/o):** Consiste en que en la fase continua (petróleo) existen gotas de agua (fase dispersa) inmersas en ella. Este tipo de emulsión comprende el mayor porcentaje de las emulsiones presentes en la industria petrolera. Por esta razón también se le conoce como emulsión “natural”.

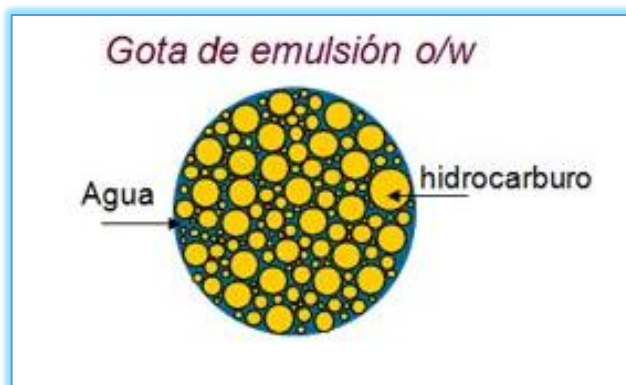
Figura 5. Emulsión agua en petróleo.



Fuente: <http://www.imp.mx/investigacion/combustion/?imp=Comb7>

- **Petróleo en agua (o/w):** este tipo de emulsión consiste en gotas de petróleo dispersas en una fase continua de agua. También se le conoce como emulsión “inversa” o “reversa” por estar constituida de manera opuesta a la emulsión “natural”. Este tipo de emulsión ocurre en aproximadamente el 1% de las emulsiones producidas en la Industria petrolera.

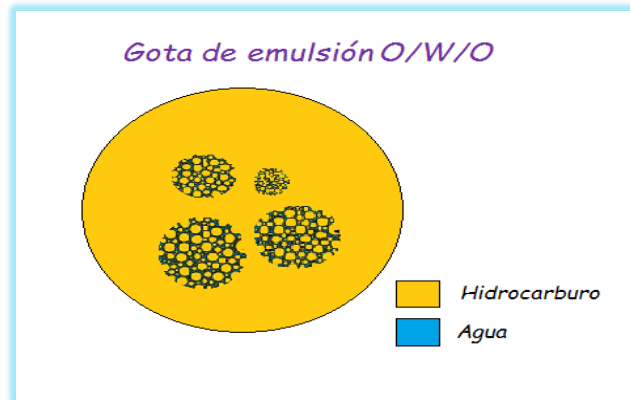
Figura 6. Emulsión petróleo en agua.



Fuente: <http://www.imp.mx/investigacion/combustion/?imp=Comb7>

- **Petróleo en agua en petróleo(O/w/o):** este tipo de emulsión raramente se encuentra en la producción de petróleo. En las áreas donde se encuentra, el petróleo es de alta viscosidad y gravedad específica ó el agua es relativamente blanda y fresca. La forma de este tipo de emulsión es hasta cierto punto muy compleja. Las gotas de petróleo están dispersas en gotas más grandes de agua las cuales a su vez están dispersas en una fase continua de petróleo.

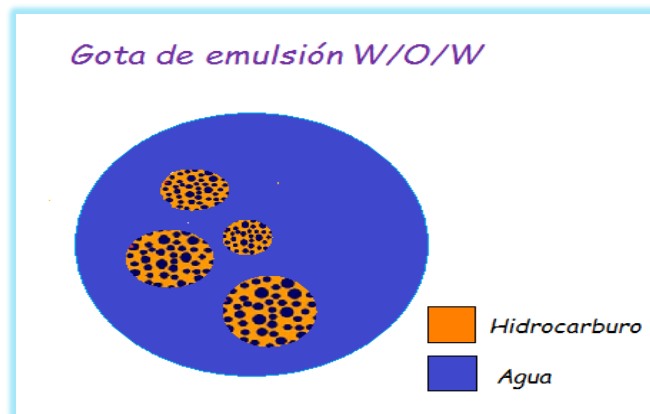
Figura 7. Emulsión petróleo en agua en petróleo.



Fuente: Los autores

- **Agua en petróleo en agua (W/o/w):** este tipo de emulsión no ha sido encontrada en la producción de petróleo, aunque experimentalmente puede prepararse. En estructura es exactamente el reverso del tipo petróleo-agua-petróleo. Las gotas de agua están dispersas en gotas más grandes de petróleo las cuales a su vez están dispersas en una fase continua de agua.

Figura 8. Emulsión agua en petróleo en agua.



Fuente: Los autores

1.4.2.4. Criterios de la inyección de surfactantes

Los rangos de aplicabilidad de proyectos de inyección de surfactantes han surgido del estudio de la información de los proyectos implementados en todo el mundo; de allí se han especificado las características óptimas del crudo y del yacimiento donde los proyectos podrían ser exitosos. La tabla 2 muestra los principales parámetros y los rangos de aplicabilidad para un proyecto de inyección de surfactantes.

Tabla 2. Criterios para el proceso de inyección de surfactantes.

PETRÓLEO	
Viscosidad	<30 cp a condiciones de yacimiento
Gravedad	>25 °API
Composición	livianos intermedios son deseables
YACIMIENTO	
Temperatura	<175°F
Saturación de petróleo	>30%
Permeabilidad	>20md
Espesor neto	>10ft
Profundidad	>8000ft
AGUA	
Iones Ca ²⁺ , Mg ²⁺	<5000 ppm
Sólidos totales disueltos	<100.000 ppm
LITOLOGÍA	Solamente arenisca, con bajo contenido de arcillas, sin yeso ni anhidrita
FACTORES FAVORABLES	Formación homogénea
	Alto ϕ_h
	Barrido de inyección de agua > 50%
FACTORES DESFAVORABLES	Fracturas extensivas
	Capa de gas
	Empuje fuerte de agua
	Alto contraste de permeabilidad

Fuente: PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela. 1984; p.318.

1.4.3. Polímero.

Los polímeros son largas cadenas de moléculas de monómeros, unidas mediante enlaces covalentes, con peso molecular alto (10000 kg/kgmol o mayor). Cuando se mezcla con agua aumentan la viscosidad de la solución. Los polímeros poseen características anfifílicas. Los polímeros solubles en agua contienen grupos hidrofílicos segregados en bloques o insertados a lo largo de una cadena hidrofóbica.

La inyección de agua con polímero se realiza con el fin de bajar la movilidad del agua. El aumento en la viscosidad resultante, así como el descenso en la permeabilidad de la fase acuosa que ocurre con algunos polímeros, causan la menor relación de movilidades. Una menor relación de movilidades aumenta la eficiencia del proceso de inyección.

1.4.3.1. Tipos de polímeros

Algunos de los polímeros considerados comercialmente en la recuperación terciaria de petróleo son las poliacrilamidas y los polisacáridos.

- **Poliacrilamidas:** Los poliacrilamidas experimentan hidrólisis parcial, lo que causa que los grupos carboxil aniónicos (COO^-), sean esparcidos a lo largo de la cadena del polímero. Por esta razón el polímero es llamado poliacrilamida parcialmente hidrolizado (HPAM, por sus siglas en inglés).
- **Polisacáridos:** Estos polímeros se forman a partir de un proceso de fermentación bacteriana (polimerización) de moléculas sacáridas. El polímero es susceptible al ataque bacteriano después de ser introducido en el yacimiento, lo cual se ve compensado por la insensibilidad de las propiedades de los polisacáridos ante la salinidad y dureza de la salmuera.

La insensibilidad a la salinidad y dureza de las moléculas polisacáridas se debe a que éstas son relativamente no-iónicas, lo que las hace libre de los efectos de protección iónica manifestados en los HPAM. Los polisacáridos poseen más ramificaciones que los HPAM, por lo que al engancharse unos con otros forman estructuras más rígidas dentro de la solución, aumentando la viscosidad.

1.4.3.2. Criterios de la inyección de polímeros

El criterio de selección para procesos de inyección de polímeros ha sido propuesto a lo largo de los años por diferentes autores basándose en la experiencia, un entendimiento teórico del proceso y análisis de resultados de campos donde se han implementado. La Tabla 3 muestra los principales parámetros y los rangos de aplicación presentado por los diferentes autores.

Tabla 3. Criterios para el proceso de inyección de polímeros.

PARÁMETROS DE YACIMIENTO	AUTORES				
	NPC (1976)	IYOHO (1978)	TABER (1983)	SSI (1986)	TABER-SERIGNT (1997)
Gravedad API	NC	<40	>25	>18	>15
Temperatura de yacimiento, °F	<250	<250	<200	NC	<200
Viscosidad del aceite en yacimiento, cp	<150	NC	<150	<100	<150
Presión de yacimiento, Psia	NC	NC	NC	NC	NC
Permeabilidad promedio yacimiento, md	>10	>50	>10	>30	>10
Espesor productor, ft	NC	NC	NC	NC	NC
Profundidad formación, ft	NC	NC	<9000	NC	<9000
Saturación actual de aceite, fracción	NC	>0,25	>0,1	NC	>0,50
NC: No Citado					

Fuente. ECOPEL-ICP. Screening EOR campos de Colombia. 2008.

Como complemento a estos criterios es necesario tener en cuenta que estos proyectos se deben realizar en campos que posean crudos de livianos a intermedios, la litología preferiblemente debe ser arenisca, ya que los carbonatos son muy heterogéneos y contienen salmueras con alto contenido de iones divalentes los cuales generan adsorción de los químicos.

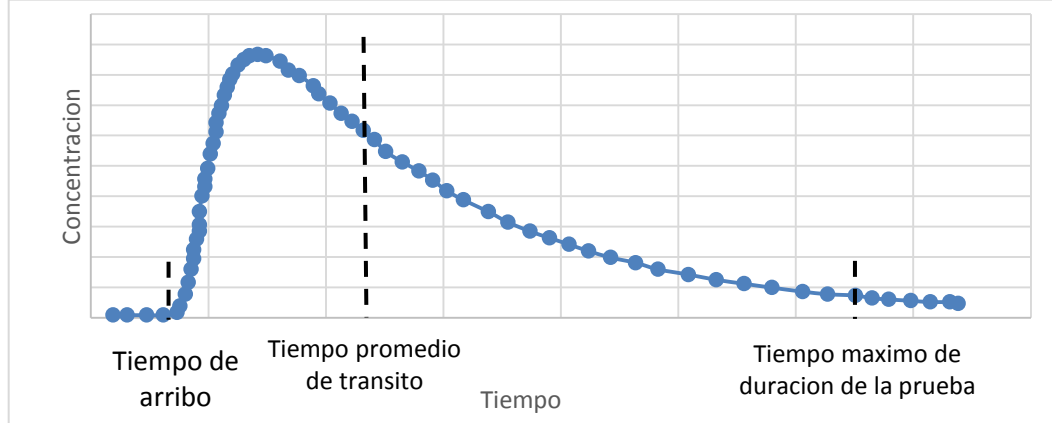
1.5. PRUEBAS DE TRAZADORES

En un principio la utilización de pruebas de trazadores tenían como objetivo identificar el movimiento de los fluidos inyectados en los alrededores del yacimiento como la conexión o comunicación entre pozos, lo que es útil en el proceso de diseño de técnicas de recuperación secundaria y mejorada.

Actualmente el uso de trazadores tiene diversas aplicaciones como la determinación de parámetros geotérmicos durante los procesos de estimulación como altura y longitud de fractura; en procesos de recuperación secundaria y mejorada pueden ser utilizados para determinar tendencias de canalización en el yacimiento, también es posible determinar heterogeneidades en el yacimiento, además de cálculo de otros parámetros tales como la eficiencia volumétrica de barrido y saturación residual de aceite.

Se puede definir en términos generales una prueba de trazadores entre pozos como la inyección de una sustancia de carácter radioactivo o químico, disuelto en un fluido de inyección desde un pozo inyector hasta un pozo productor vecino monitoreado.

Gráfico 1. Curva hipotética de la respuesta de un trazador en un pozo monitoreado.



Fuente: Autores

A partir del muestreo del pozo productor se construyen las curvas de respuesta del trazador, como se muestra en el Gráfico 1.

El monitoreo de la cantidad de trazador debe ser adecuado para lograr captar una curva lo suficientemente descriptiva, de lo contrario existirá una gran incertidumbre en las partes más significativas de la curva, como el tiempo de arribo o el tiempo al cual se alcanza un pico en la concentración.

1.5.1. Definición de trazadores

Un trazador se puede definir como cualquier sustancia o elemento, que al introducirse en pequeñas cantidades en un proceso físico, químico o biológico, permite estudiar su comportamiento y evolución.

1.5.2. Tipos de trazadores

- **Trazadores radioactivos:** Un trazador radioactivo es una sustancia química a la que se le adiciona un elemento radioactivo que es rastreado durante el proceso mediante métodos de detección.
- **Trazadores químicos:** Compuestos químicos aniones o cationes provenientes de una sal, en su mayoría aniones, puesto que los

cationes tienden a reaccionar químicamente con arcillas y su velocidad de propagación es más lenta que la de los aniones.

- **Trazadores de partición:** su característica principal es que son capaces de disolverse en otras fases presentes en el yacimiento (líquido y gas), retardándose o movilizándose a una velocidad más lenta en comparación al frente de avance del fluido inyectado.

CAPÍTULO 2

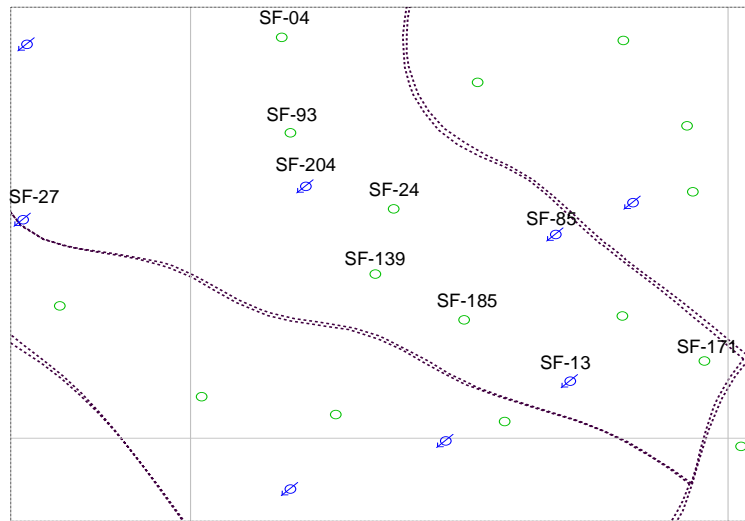
PRUEBAS DE TRAZADORES

2.1. GENERALIDADES DE PRUEBAS DE TRAZADORES

Se especifican a continuación algunos datos de producción del campo que fueron usados para plantear el protocolo de análisis.

El campo San Francisco posee actualmente 194 pozos perforados, de los cuales algunos se encuentran cerrados, 76 son inyectores de agua y 94 productores. El volumen total de producción es manejado por 3 estaciones, Monal, Satélite y Balcón. Los pozos inyectores y los pozos productores influenciados por el piloto ASP, pertenecen a un conjunto de pozos manejados por la estación Monal. La estación Monal procesa actualmente alrededor de 140000 barriles diarios de producción total de agua y crudo. Los pozos seleccionados para la inyección de formulación ASP son SF-13, SF-27, SF-85 y SF-204. Para determinar los pozos afectados por migración temprana de los fluidos inyectados se realizaron las pruebas de trazadores entre los pozos (interwell) a cargo de la empresa CORELAB. La Figura 9 muestra la zona de afectación de pozos productores e inyectores resultante de la inyección de trazadores.

Figura 9. Mapa de pozos inyectoros y productores del campo San Francisco afectados por inyección ASP.



Fuente: Base de datos superintendencia de operaciones Huila-Tolima.

2.2. DETERMINACIÓN DE LAS TENDENCIAS GENERALES DE FLUJO E INCIDENCIAS DE INYECTOR- PRODUCTOR BASADOS EN ANÁLISIS DE PRUEBAS DE TRAZADORES

La realización de las pruebas de trazadores tuvo como finalidad la identificación de pozos afectados de primera y segunda línea, y las tendencias preferenciales de flujo. Se analizaron 4 pozos inyectoros y se determinaron sus curvas de arribo, que proporcionaron información de tiempos de arribo y concentración de trazadores para diferentes pozos influenciados.

Para el análisis de trazadores se tuvieron en cuenta cuatro criterios: distancia entre pozo inyector y productor, máxima concentración del trazador, tiempo de arribo y porcentaje total de trazador registrado en cada pozo; estas cuatro características permitirán determinar el nivel de afectación de cada pozo, tendencias de flujo generales y particulares entre pozos.





La Tabla 4 muestra un resumen de pozos donde se registraron tiempos de arribo para los pozos productores afectados y cuatro rangos de concentraciones

registradas y porcentaje en volumen de los diferentes trazadores registrados en cada uno de los pozos productores.

Tabla 4. Resumen prueba de trazadores.

Pozo Productor	Fecha	POZOS INYECTORES			
		23-Sep-11	22-Sep-11	21-Sep-11	11-Sep-12
		SF204	SF85	SF13	SF27
		IWT 1000	IWT 1100	IWT 1200	IWT 1700
		Concentración: Partes por trillón			
SF123	FA	N.D.	N.D.	5-Jul-12	N.D.
	FF	N.D.	N.D.	5-Jul-12	N.D.
	TV (días)	N.D.	N.D.	288 días	N.D.
	Porcentaje en Volumen	0%	0%	0.135%	0%
SF139	FA	25-Ene-13	N.D.	N.D.	16-Oct-12
	FF	15-Mar-13	N.D.	N.D.	19-Mar-13
	TV (días)	477 días	N.D.	N.D.	35 días
	Porcentaje en Volumen	0.265%	0%	0%	99.07%
SF14	FA	N.D.	N.D.	N.D.	12-Sep-12
	FF	N.D.	N.D.	N.D.	14-Sep-12
	TV (días)	N.D.	N.D.	N.D.	1 día
	Porcentaje en Volumen	0%	0%	0%	0.399%
SF171	FA	N.D.	N.D.	17-Nov-11	N.D.
	FF	N.D.	N.D.	5-Jul-12	N.D.
	TV (días)	N.D.	N.D.	57 días	N.D.
	Porcentaje en Volumen	0%	0%	81.05%	0%
SF185	FA	N.D.	19-Ene-12	28-Oct-11	11-Ene-13
	FF	N.D.	15-Mar-12	16-Feb-12	15-Mar-13
	TV (días)	N.D.	119 días	37 días	121 días
	Porcentaje en Volumen	0%	1.22%	17.28%	0.069%
SF188	FA	N.D.	11-Dec-11	5-Jan-12	N.D.
	FF	N.D.	16-Aug-12	5-Jul-12	N.D.
	TV (días)	N.D.	80 días	106 días	N.D.
	Porcentaje en Volumen	0%	97.34%	1.53%	0%
SF24	FA	N.D.	15-Jun-12	N.D.	N.D.
	FF	N.D.	12-Sep-12	N.D.	N.D.
	TV (días)	N.D.	267 días	N.D.	N.D.
	Porcentaje en Volumen	0%	0.241%	0%	0%

SF93	FA	30-Sep-11	4-Oct-11	N.D.	17-Nov-12
	FF	15-Mar-12	1-Nov-11	N.D.	15-Mar-13
	TV (días)	7 días	12 días	N.D.	67 días
	Porcentaje en Volumen	99.73%	1.199%	0%	0.456%

			
0-1000	1000-15000	15000-50000	>50000
Concentración en ppt			

FA: Fecha Arribo.
FF: Fecha Final
TV: Total Viaje
N.D. :No detectado

IWT: Serie de trazadores utilizados por la compañía CORLABA en el desarrollo de pruebas de trazadores.

Fuente: Tabla hecha con base en los datos generados por las pruebas de trazadores realizadas por CORELAB.

A continuación se muestra el análisis de las curvas de respuestas para los cuatro pozos de inyección y sus respectivos pozos productores donde se registró la irrupción de los trazadores inyectados.

2.2.1. San Francisco 204

El Gráfico 2 muestra el resultado de la recolección de datos de la prueba de trazadores en función del tiempo; se observa la concentración en partes por trillón del trazador IWT 1000, inyectado en el pozo SF-204 que se registran en diferentes pozos productores a diferentes fechas; de la gráfica se pueden obtener parámetros correspondientes a tiempos de arribo, velocidades iniciales, promedio y finales, y concentraciones máximas registradas. Estos parámetros permiten evaluar la incidencia del pozo inyector en los pozos productores.

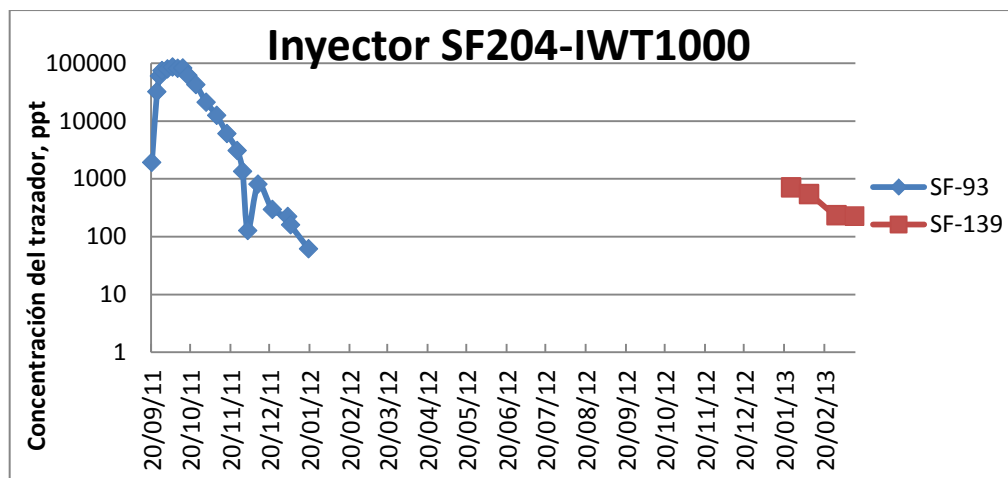


Gráfico 2. Concentración de trazador en los pozos vecinos al inyector SF-204 en función del tiempo. Fecha de inicio 23 Sep. 2011.

El pozo inyector SF-204 afecta solo a dos de los pozos productores que lo rodean el pozo SF-93 y SF-193. La Tabla 5 muestra un resumen de los criterios de evaluación para la determinación de la incidencia del pozo inyector SF-204 en los pozos SF-93 y SF-139 donde se registró arribo del trazador.

Tabla 5. Resumen prueba en el pozo inyector SF-204.

Inyección trazador IWT 1000						
Pozo Inyector	SF-204					
Fecha Inicio Inyección	23/09/2011					
Pozos Afectados	[ppt]	Fecha	Tiempo de viaje (días)	Distancia (mts)	Porcentaje trazador registrado	
SF-93	Arribo	1910	30/09/2011	7	145	99.73%
	Máxima	81387	24/10/2011			
	Final	61	15/03/2012			
SF-139	Arribo	707	25/01/2013	477	248	0.265%
	Máxima	—	—			
	Final	227	15/03/2013			

El Gráfico 3 muestra el porcentaje del trazador IWT 1100 registrado en cada pozo productor afectado, siendo IWT 1100 el trazador inyectado en el pozo SF-85.

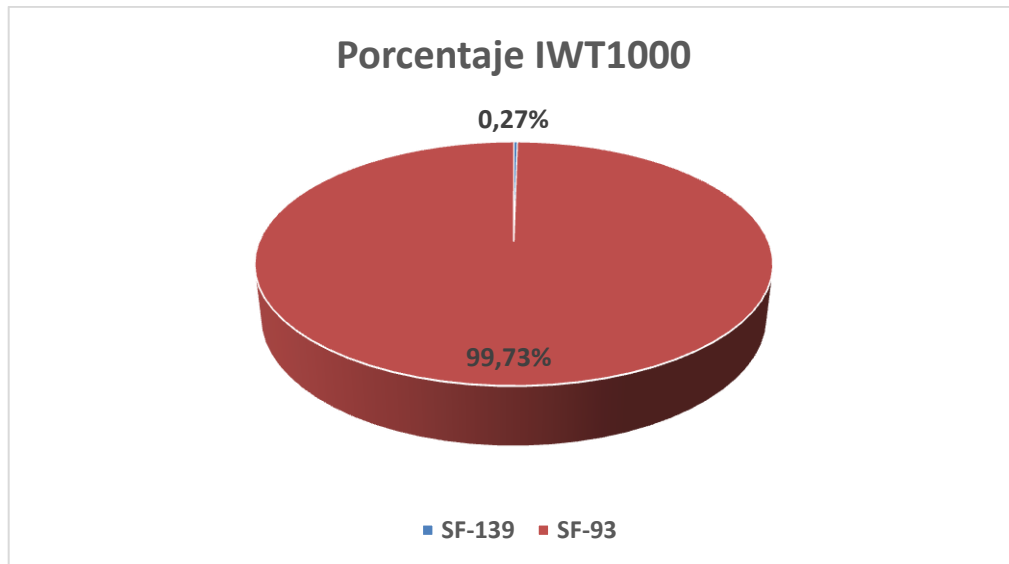
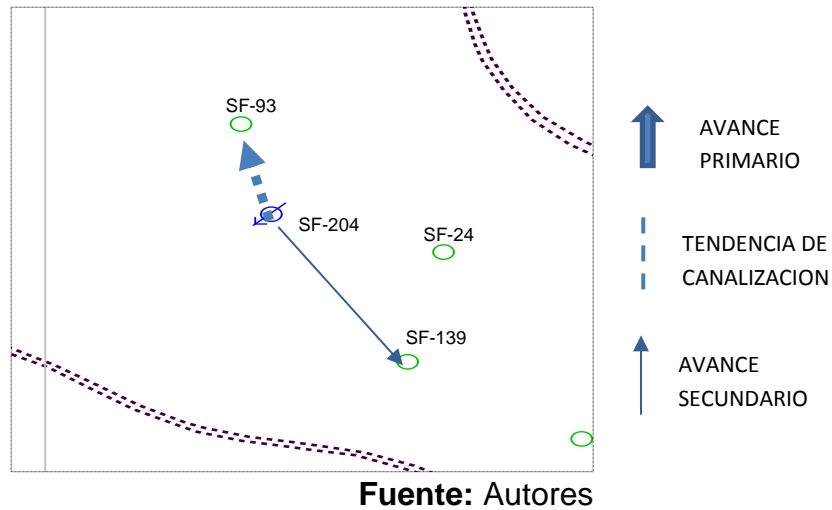


Gráfico 3. Porcentajes registrados del trazador IWT 1000 en cada pozo.

Según los resultados obtenidos de la inyección del trazador IWT 1000 en el inyector SF-204, se determina que aunque el pozo SF-24 se encuentra en las cercanías del pozo inyector SF-204 no se evidencia irrupción del trazador y teniendo en cuenta que no es significativamente afectado por ninguno de los otros pozos inyectores, se puede inferir que la carencia de flujo es debida a la mínima conectividad entre inyector y productor posiblemente por daño en la formación o acumulación de hidrocarburo en la vecindad del pozo.

Teniendo en cuenta los cuatro criterios de evaluación se puede inferir que existe alta heterogeneidad en la zona y tendencia preferencial de flujo hacia el pozo SF-93, el cual se encuentra más cerca al pozo inyector, registra altas concentraciones del trazador y presenta muy bajos tiempos de irrupción. La Figura 10 muestra un resumen de las observaciones para inyector del trazador IWT 1000 en el pozo SF-204.

Figura 10. Inyección trazador IWT 1000 en SF-204.



2.2.2. San Francisco 85

El Gráfico 4 muestra el resultado de la recolección de datos de la prueba de trazadores en función del tiempo en el pozo SF-85; en la gráfica se observa la concentración en partes por trillón del trazador IWT 1100, inyectado en el pozo SF-85 registrada en diferentes pozos productores a diferentes fechas.

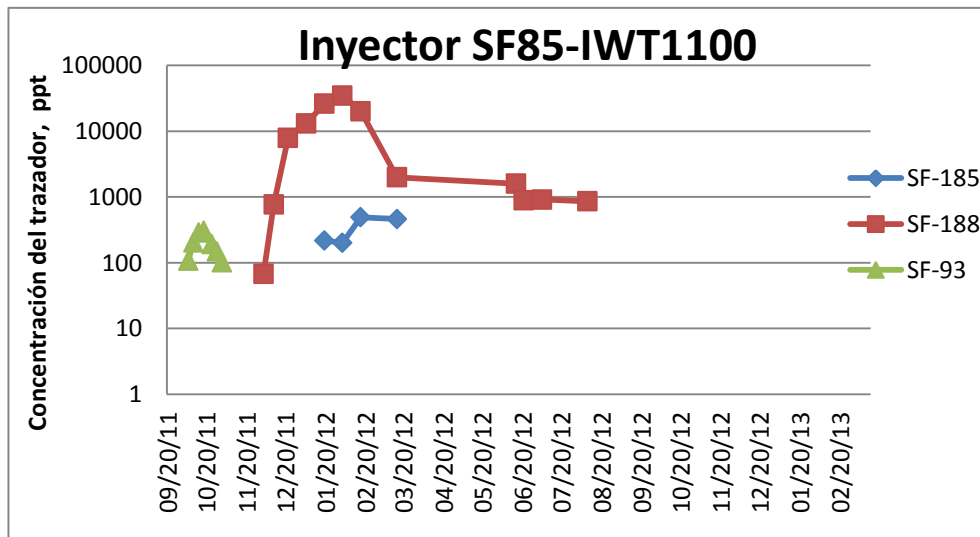


Gráfico 4. Concentración de trazador en los pozos vecinos al inyector SF-85 en función del tiempo. Fecha de inicio 22 Sep. 2011.

El pozo inyector SF-85 afecta a cuatro de los pozos productores de la zona, SF-93, SF-188 y e SF-185; Aunque en el pozo SF-24 se evidencia irrupción del trazador IWT 1100, no se muestra en la curva de arribo debido la falta de recolección de datos y a que las concentración registradas no superan el orden de 100 partes por trillón, siendo estas las concentraciones más bajas registradas en el desarrollo de la prueba. La Tabla 6 muestra un resumen de los criterios de evaluación para la determinación de la incidencia de pozo inyector SF-85 en los pozos donde se registraron arribo del trazador.

Tabla 6. Resumen prueba en el pozo inyector SF-85.

Inyección trazador IWT 1100						
Pozo Inyector	SF-85					
Fecha Inicio Inyección	22/09/2011					
Pozos Afectados	[ppt]	Fecha	Tiempo de viaje (días)	Distancia (m)	Porcentaje trazador registrado	
SF-93	Arribo	108	04/10/2011	12	554	1.19%
	Máxima	307	14/10/2011			
	Final	102	01/11/2011			
SF-188	Arribo	68	11/12/2011	80	248	97.34%
	Máxima	34711	16/02/2012			
	Final	860	16/08/2012			
SF-185	Arribo	217	19/01/2012	119	282	1.22%
	Máxima	462	15/03/2012			
	Final	—	—			
SF-24	Arribo	69	15/06/2012	267	299	0.24%
	Máxima	80	05/07/2012			
	Final	51	12/09/2012			

El Gráfico 5 muestra el porcentaje de trazador IWT 1100 registrado en cada pozo productor afectado, siendo IWT 1100 el trazador inyectado en el pozo SF-85.

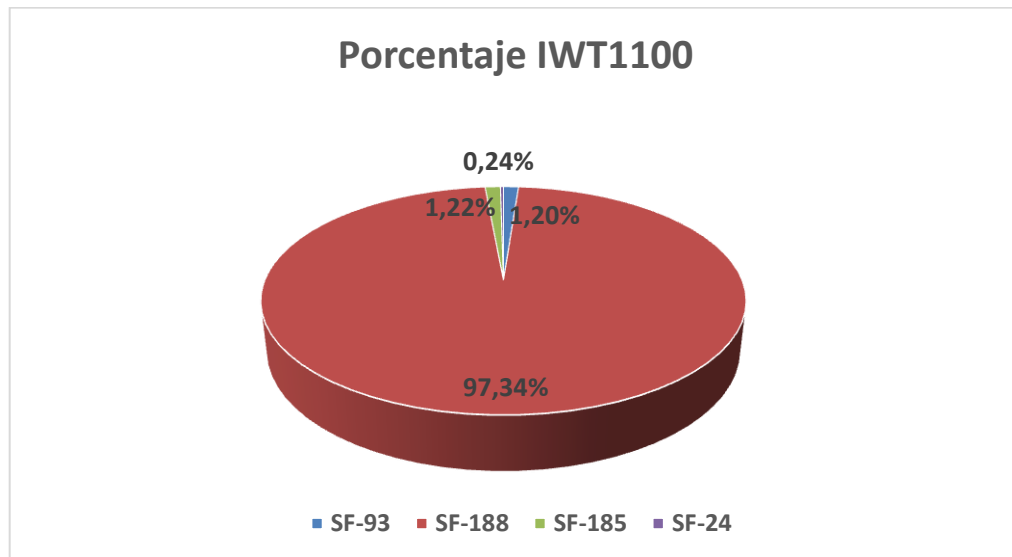


Gráfico 5. Porcentajes registrados del trazador IWT 1100 en cada pozo.

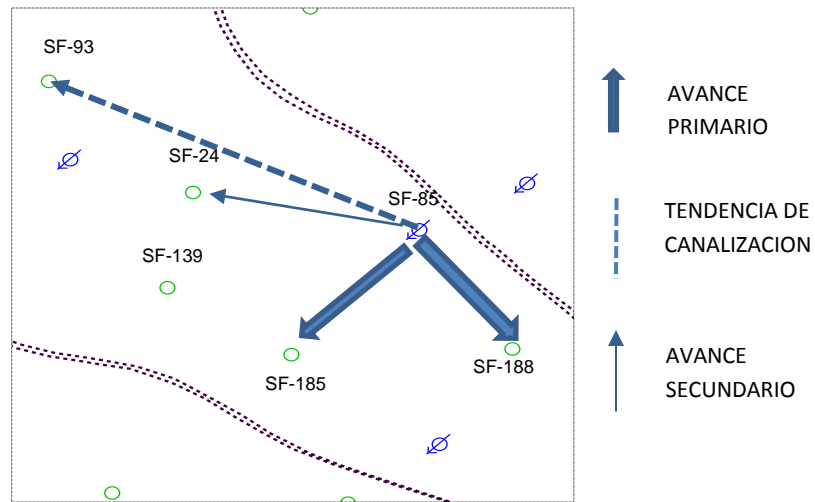
Según los resultados obtenidos de la inyección del trazador IWT 1100 en el inyector SF-85, se determinó que aunque el pozo SF-139 se encuentra a una distancia similar a la del pozo SF-24, y más cercano que el pozo SF-93 con respecto al pozo inyector SF-85, no se evidencia irrupción del trazador IWT 1100, por lo cual se puede inferir que no existe tendencia de flujo en dirección del pozo SF-139; por otro lado con base en los parámetros de evaluación correspondientes al pozo SF-24, que describen pequeñas concentraciones y el más bajo porcentaje de irrupción del trazador, se puede inferir que el pozo SF-24 presenta baja conectividad de inyector a productor posiblemente por daño en la formación o acumulación de hidrocarburo residual, lo que adicionalmente explicaría la tendencia de flujo preferencial hacia el pozo SF-93.

Adicionalmente, a pesar de que el pozo SF-93 es más lejano al pozo inyector SF-85 que el pozo SF-24, registra un tiempo de irrupción 22 veces menor, una concentración 3.8 veces mayor a la del SF-24 y se registró 8.3 veces más

trazador que en el pozo SF-24; teniendo en cuenta que tanto el pozo SF-93 como el pozo SF-24 y SF-139 se encuentran en dirección noroccidental con respecto al inyector SF-85, se puede inferir que existe un alta tendencia de flujo preferencial en dirección del pozo SF-93.

Según el análisis de los criterios de evaluación, los pozos clasificados como pozos de primer avance son el SF-188 y SF-185. La Figura 11 muestra un resumen de las observaciones para la inyección del trazador IWT 1100 en el pozo SF-85.

Figura 11. Inyección trazador IWT 1100 en SF-85.



Fuente: Autores

2.2.3. San Francisco 13

El Gráfico 6 muestra el resultado de la recolección de datos de la prueba de trazadores en función del tiempo en el pozo SF-13, en la gráfica se observa la concentración en partes por trillón del trazador IWT 1200, inyectado en el pozo SF-13, registrada en diferentes pozos productores a diferentes fechas.

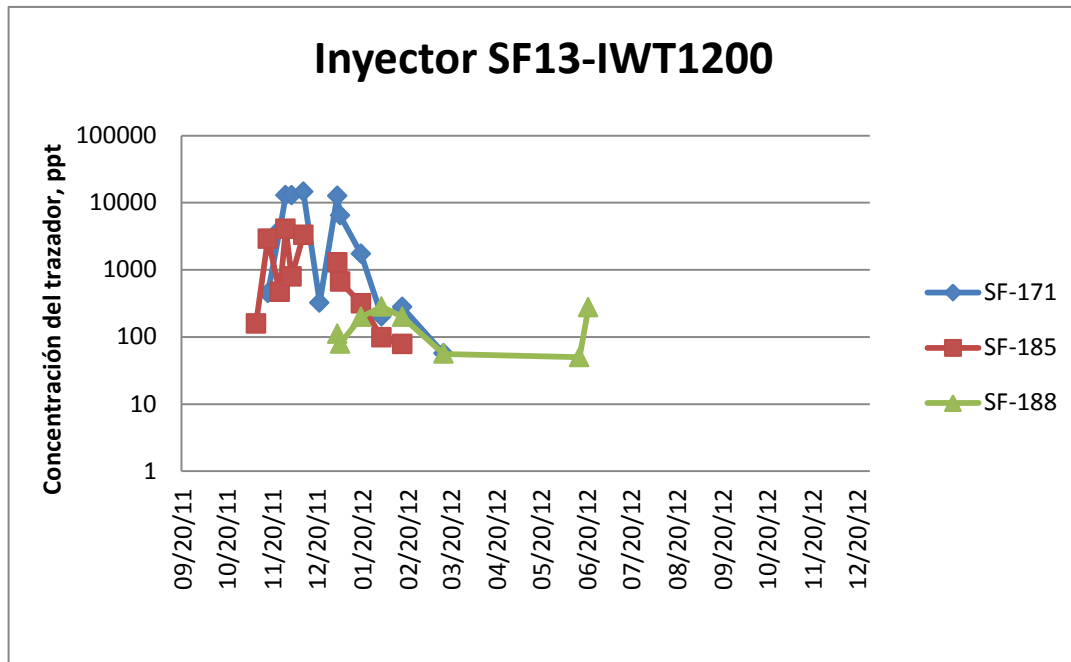


Gráfico 6. Concentración de trazador en los pozos vecinos al inyector SF-13 en función del tiempo. Fecha de inicio 21 Sep. 2011.

El pozo inyector SF-13 afecta a cuatro de los pozos productores de la zona, el pozo SF-171, SF-188 y el SF-185; y aunque en el pozo SF-123 se evidencia una única irrupción del trazador IWT 1200, no es mostrado en la curva de arriba debido a la falta de recolección de datos y a que las concentración registradas no superan el orden de 100 partes por trillón, siendo estas las concentraciones más bajas registradas en el desarrollo de la prueba. La Tabla 7 muestra un resumen de los criterios de evaluación para la determinación de la incidencia de pozo inyector SF-13 en los pozos donde se registraron arribo del trazador:

Tabla 7. Resumen prueba en el pozo inyector SF-13.

Inyección trazador IWT 1200						
Pozo Inyector	SF-1					
Fecha Inicio Inyección	12/09/2011					
Pozos Afectados	[ppt]	Fecha	Tiempo de viaje (días)	Distancia (m)	Porcentaje trazador registrado	
SF-185	Arribo	158	28/10/2011	37	252	17.28%
	Máxima	4055	17/11/2011			
	Final	78	16/02/2012			
SF-171	Arribo	448	11/11/2011	57	252	81.05%
	Máxima	14500	22/12/2011			
	Final	57	05/07/2012			
SF-188	Arribo	111	05/01/2012	106	197	1.53%
	Máxima	283	16/02/2012			
	Final	277	05/07/2012			
SF-123	Arribo	111	05/07/2012	288	353	0.14%
	Máxima	111				
	Final	111				

El Gráfico 7 muestra el porcentaje de trazador IWT 1200 registrado en cada pozo productor afectado, siendo IWT 1200 el trazador inyectado en el pozo SF-13.

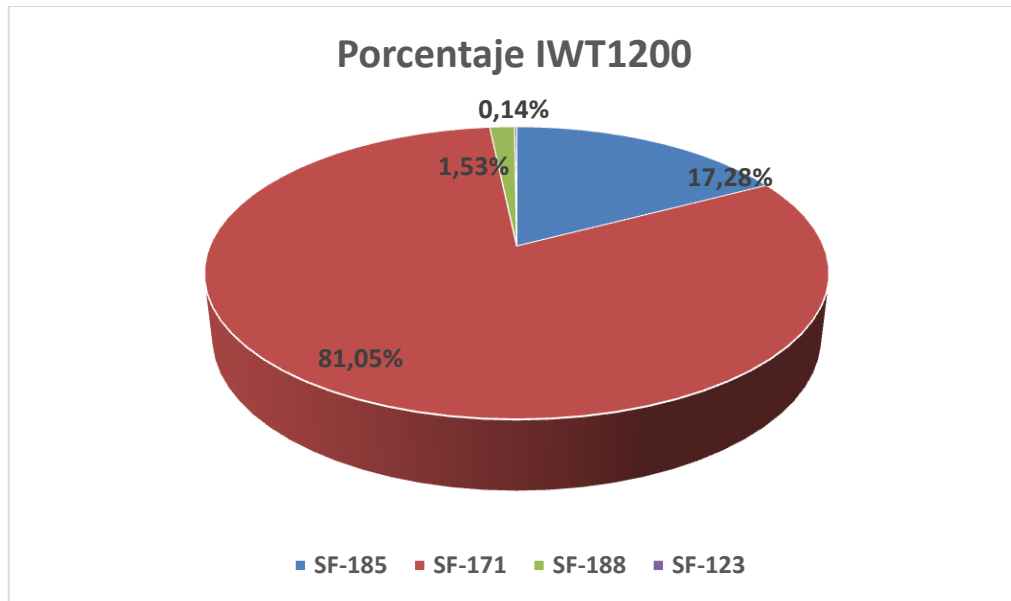
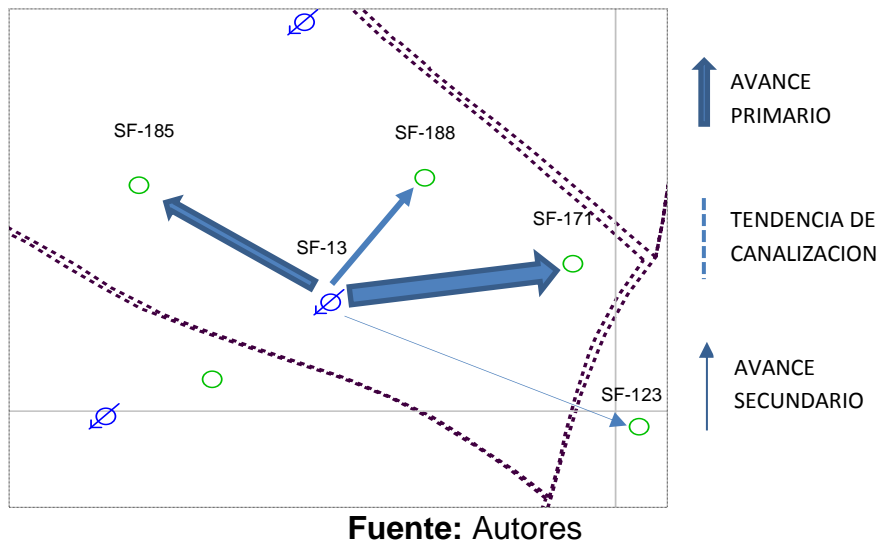


Gráfico 7. Porcentajes registrados del trazador IWT 1200 en cada pozo.

Según los resultados obtenidos de la inyección del trazador IWT 1200 en el inyector SF-13, se pudo determinar que el fluido inyectado en el pozo SF-13 tiene una tendencia de flujo mayoritario hacia los pozos SF-185 y SF-171, que se encuentran igualmente distanciados del inyector SF-13; según el análisis cualitativo de las pruebas de trazadores se puede inferir que el área de incidencia del pozo inyector SF-13 presenta menor heterogeneidad en comparación al resto de los pozos inyectores de la zona, debido a que su tiempo de irrupción es un tiempo promedio y sus características son favorables. Según el análisis de los criterios de evaluación, los pozos clasificados como pozos de primer avance son el SF-185 y SF-171.

La Figura 12 muestra un resumen de las observaciones para la inyección del trazador IWT 1200 en el pozo SF-13.

Figura 12. Inyección trazador IWT 1200 en SF-13.



2.2.4. San Francisco 27

El Gráfico 8 muestra el resultado de la recolección de datos de la prueba de trazadores en función del tiempo del pozo SF-27, en la gráfica se observa la concentración en partes por trillón del trazador IWT 1700, inyectado en el pozo SF-27 registrada en diferentes pozos productores a diferentes fechas.

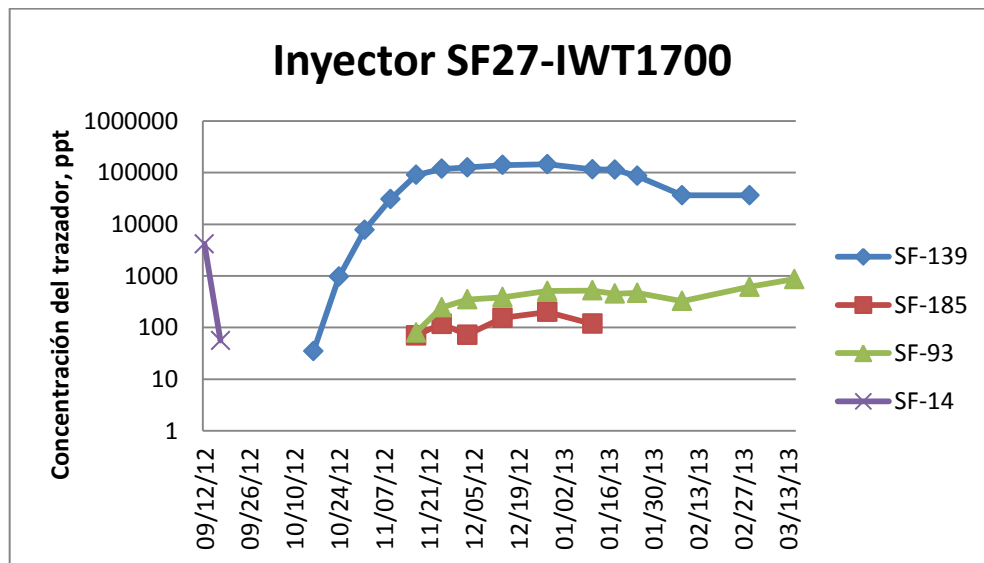


Gráfico 8. Concentración de trazador en los pozos vecinos al inyector SF-27 en función del tiempo. Fecha de inicio 22 Sep. 2011.

El pozo inyector SF-27 afecta a cuatro de los pozos productores de la zona, el pozo SF-139, SF-93, el SF-185; el pozo SF-14 presenta solo dos datos de irrupción del trazador IWT 1700. La Tabla 8 muestra un resumen de los criterios de evaluación para la determinación de la incidencia del pozo inyector SF-27 en los pozos donde se registrarán arribo del trazador:

Tabla 8. Resumen prueba en el pozo inyector SF-27.

Inyección trazador IWT 1700						
Pozo Inyector	SF-27					
Fecha Inicio Inyección	11/09/2012					
Pozos Afectados	[ppt]	Fecha	Tiempo de viaje (días)	Distancia (m)	Porcentaje trazador registrado	
SF-139	Arribo	35	16/10/2012	35	646	99.07%
	Máxima	144824	28/12/2012			
	Final	36289	15/03/2013			
SF-93	Arribo	80	17/11/2012	67	537	0.456%
	Máxima	861	15/03/2013			
	Final	861	15/03/2013			
SF-185	Arribo	70	11/01/2013	121	831	0.069%
	Máxima	200	01/03/2013			
	Final	118	15/03/2013			
SF-14	Arribo	4152	12/09/2012	1	567.91	0.399%
	Máxima	4152	12/09/2012			
	Final	56	14/09/2012			

El Gráfico 9 muestra el porcentaje de trazador IWT 1700 registrado en cada pozo productor afectado, siendo IWT 1700 el trazador inyectado en el pozo SF-27.

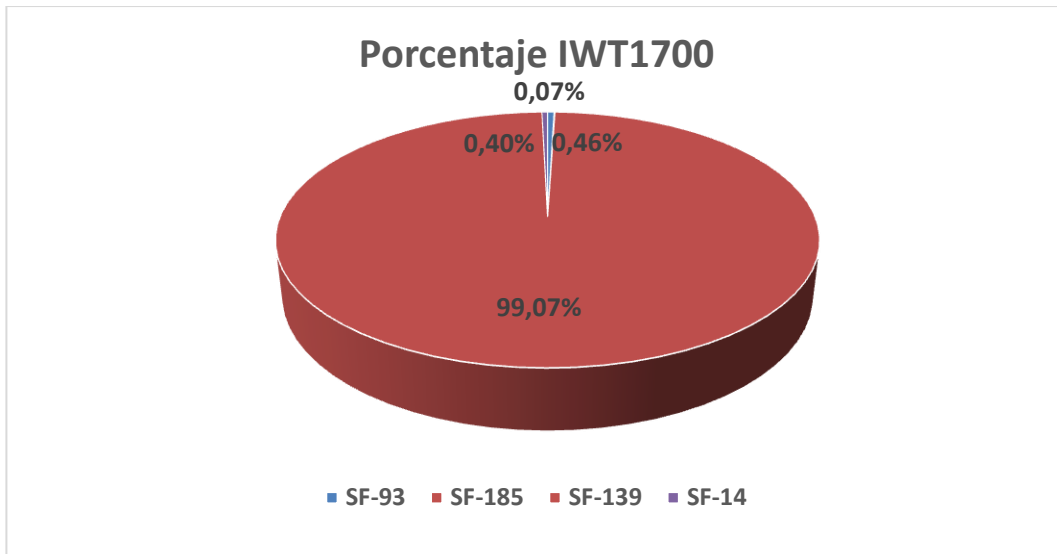


Gráfico 9. Porcentajes registrados del trazador IWT 1700 en cada pozo.

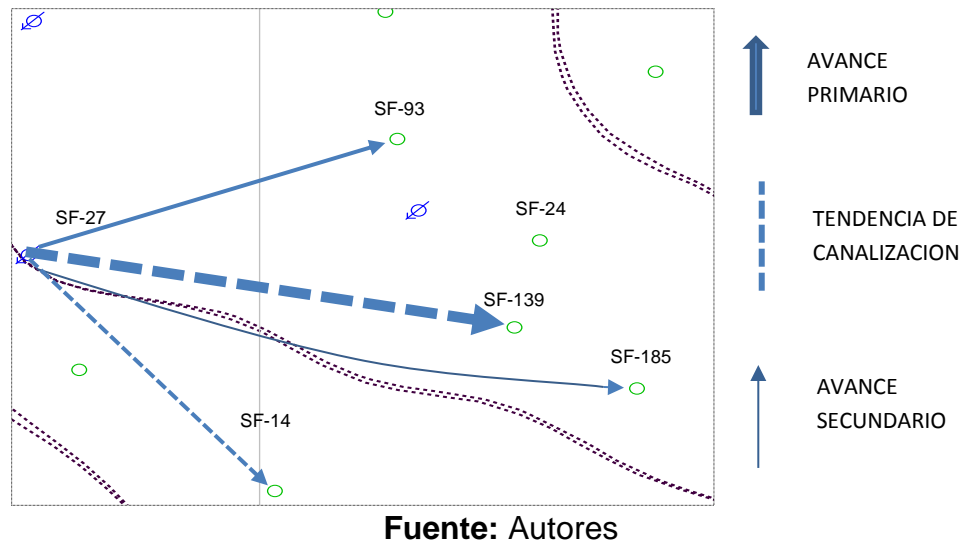
Considerando la distancia que existe entre el pozo inyector SF-27 y el productor SF-14, se concluye que el tiempo de irrupción del trazador IWT 1700 es anormalmente temprano; el tiempo de irrupción del pozo SF-14 corresponde a 1 día, siendo este, el tiempo de irrupción más rápido en el registro de toda la prueba. Las causas de irrupción temprana basados en el análisis cualitativo de los resultados y la información del campo se atribuyen a la existencia de canales de flujo y a posibles fallas geológicas conductivas.

Aunque el pozo SF-139 se encuentra a una distancia similar a la del pozo SF-24 con respecto al pozo inyector SF-27, no se evidencia irrupción del trazador IWT 1700 en el pozo SF-24, mientras que el pozo SF-93, a pesar de ser mayoritariamente afectado por el inyector SF-204 se evidencia irrupción del trazador IWT 1700, por lo que se puede inferir, que no existe tendencia de flujo hacia el pozo SF-24, teniendo en cuenta que el pozo SF-24 no es significativamente afectado por ninguno de los inyectores posiblemente a causa del daño en la formación o acumulación de hidrocarburo residual.

Según el análisis de los criterios de evaluación el productor SF-139 es clasificado como pozo de primer avance y se evidencia alta heterogeneidad y

tendencia preferencial hacia este productor. La Figura 13 muestra el resumen de las observaciones para la inyección del trazador IWT 1200 en el pozo SF-13.

Figura 13. Inyección trazador IWT 1200 en SF-27.



2.3. DETERMINACIÓN DE POZOS DE PRIMER Y SEGUNDO AVANCE POR INYECCIÓN DE TRAZADORES

Con el objetivo de determinar los pozos mayormente influenciados a nivel general, se realizó un estudio de producción en el área de aplicación de la prueba de trazadores, donde se determinó el porcentaje de producción de crudo para cada pozo influenciado.

Este estudio permitió comparar los datos de producción de crudo en el área, con el porcentaje de afectación de los productores por la inyección del trazador, con lo que se pudo determinar los pozos mayormente afectados por producción e inyección de tratamiento.

La Tabla 9 y el Gráfico 10 representan el aporte volumétrico actual de los pozos influenciados (según la prueba de trazadores) por el proyecto piloto de inyección ASP.

Tabla 9. Resumen de la influencia de pozos inyectoros en pozos productores.

Pozo inyector que influencia	Pozo productor	Producción crudo	Producción agua	Producción Total	Corte de crudo	Porcentaje Producción de crudo
SF13	SF-171	74,6	2055	2129,6	3,5	18.83%
SF85, SF13, SF27	SF-185	36,4	2239	2275,4	1,6	9.19%
SF204, SF27	SF-93	97,4	7393	7490,4	1,3	24.58%
SF85, SF13	SF-188	53,8	961	1014,8	5,3	13.58%
SF204, SF27	SF-139	45,2	2611	2656,2	1,7	11.41%
SF27	SF-14	22,8	2052	2074,8	1,1	5.75%
SF85	SF-24	60,3	520	580,3	10,4	15.22%
SF13	SF-123	5,7	147	152,7	3,7	1.44%
	TOTAL	396,2	17978	18374,2	Promedio 2,7%	100%

El Gráfico 10 muestra el porcentaje de producción de los pozos del área de estudio, con respecto a la producción total del campo San Francisco. En la cual se puede observar que la producción en el área de aplicación del piloto ASP representa alrededor del 12% de la producción total del campo.

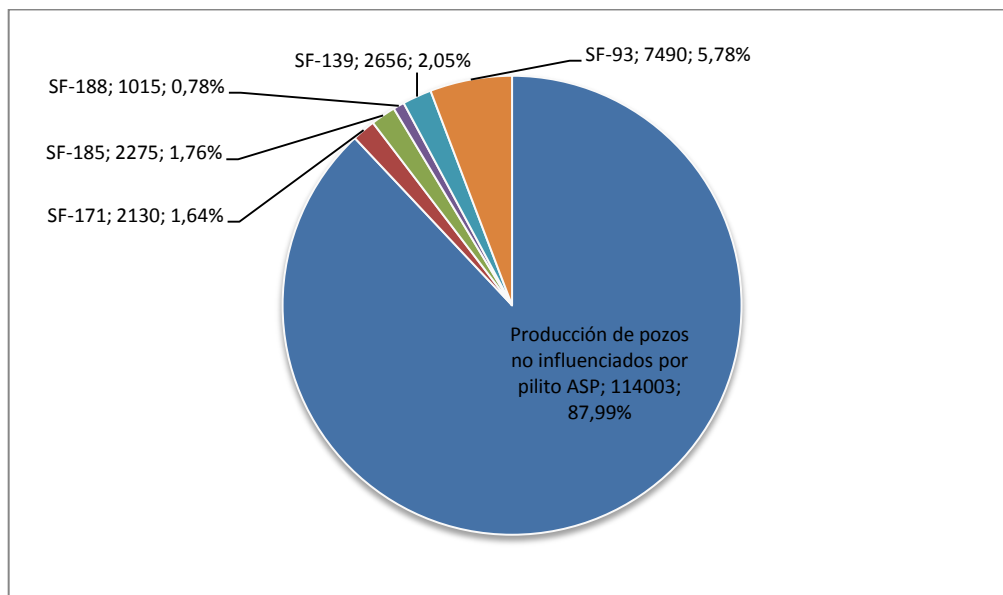


Gráfico 10. Producción de pozos afectados con el piloto de inyección ASP.

La Tabla 10 muestra el nivel de afectación de cada uno de los pozos, relacionando el porcentaje de intrusión del trazador a nivel general por la prueba de trazadores y el porcentaje de potencial de producción de cada pozo de la zona de estudio, el parámetro de evaluación se determinó multiplicando los dos porcentajes y dividiéndolo en diez unidades. Los valores sombreados corresponden a los pozos de mayor nivel de afectación por inyección de fluidos ASP.

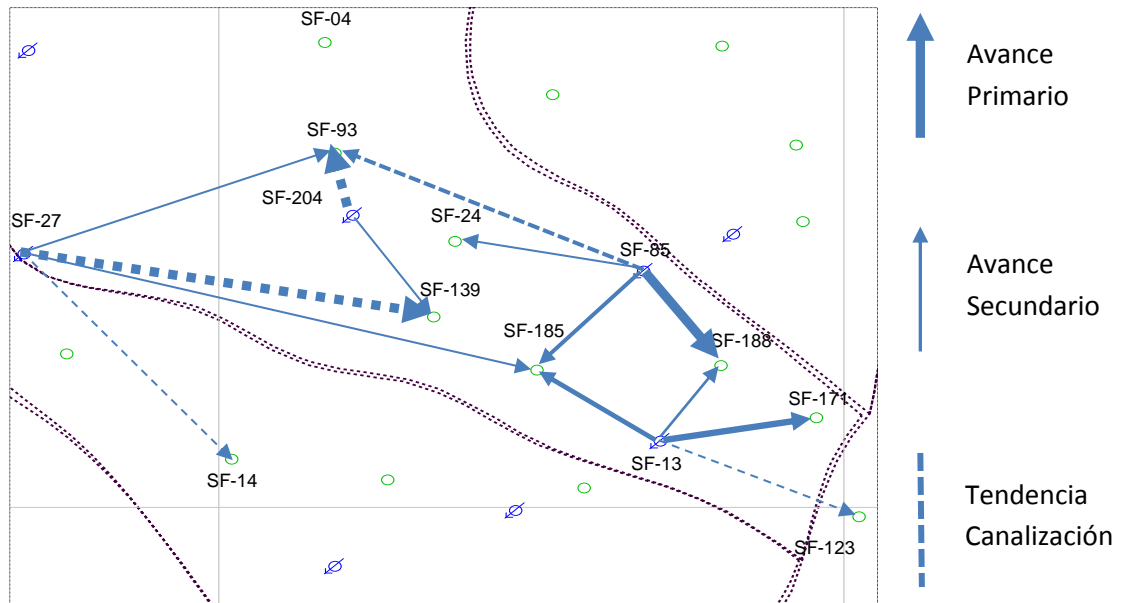
Tabla 10. Selección de pozos productores de primer y segundo avance.

POZOS PRODUCTORES	Porcentaje de intrusión de trazadores	Porcentaje de producción por pozo	Nivel de afectación
SF-171	3.51%	18.83%	6.604
SF-185	0.86%	9.18%	0.789
SF-93	34.28%	24.58%	84.274
SF-188	5.85%	13.58%	7.950
SF-139	55.25%	11.41%	63.037
SF-14	0.22%	5.75%	0.128
SF-24	0.014%	15.22%	0.022
SF-123	0.00587%	1.44%	0.001

En resumen los resultados obtenidos de la prueba de trazadores aplicada al área de interés para la aplicación de la inyección de los fluidos ASP, se expresan en términos de avance primario (pozos donde se presenta mayor irrupción de trazador), avance secundario (pozos con menor irrupción del trazador) y tendencias de canalización evaluadas cualitativamente dependiendo del tiempo de irrupción del trazador y la distancia entre inyector y productor.

La Figura 14 representa el resumen gráfico de la prueba, donde se muestran las tendencias de flujo desde los inyectores hacia los productores afectados en el área de interés de aplicación del piloto ASP; en la figura las tendencias de flujo están representadas por líneas, en donde las líneas de mayor grosor son las líneas de avance primario y las de menor grosor son las de avance secundario, el grosor de las líneas es proporcional a la irrupción del trazador; las líneas punteadas representan las tendencias de canalización de fluidos.

Figura 14. Resumen gráfico de la interpretación de pruebas de trazadores.



Fuente: Autores

CAPÍTULO 3

CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PRODUCCIÓN PREVIOS AL INICIO DEL PILOTO DE INYECCIÓN ASP

3.1. CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

En los procesos de inyección de agua es determinante identificar las diferencias entre agua de inyección y de producción; el agua de producción se conoce como el agua obtenida en superficie a través de pozos de petróleo o gas ya sea desde una formación de interés (agua connata), un acuífero activo (agua intrusiva) o un proyecto de inyección de agua (agua inyectada); mientras el agua de inyección puede ser tomada de una fuente hídrica natural o el agua de producción sometida a un serie de proceso físicos y químicos.

En los tratamientos de recobro mejorado químico, las características del agua son de vital importancia, puesto que éstas definirán la efectividad del tratamiento; algunos de los componentes presentes en el agua de inyección y producción reaccionan con el tratamiento ocasionando problemas asociados a la formación como formación de precipitados, estabilización de emulsiones o aumento de la corrosividad de los fluidos; también puede convertirse en un agente adverso para el tratamiento químico a aplicar.

En la Tabla 11 se muestran los principales iones presentes en el agua y su método de determinación.

Tabla 11. Principales iones presentes en el agua y su norma de determinación.

COMPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN.		
CATIONES	Problemas Asociados	Norma de Determinación
Calcio (Ca^{2+})	Formación severa de escamas. Formación de sólidos suspendidos.	Titulación ASTM 511-92 ICP. SM 3500-Ca C.
Magnesio (Mg^{2+})	Formación de escamas. Taponamiento de la formación.	Titulación ASTM 511-92 ICP. SM 3500-Mg C.
Sodio (Na^+)	Problemas medio-ambientales. Fatal para la vida vegetal.	AAS. ASTM D 3561-77.
Hierro (Fe^{2+})	Indicador de corrosión. Insoluble.	ICP. SM 3500-Fe C. AAS. SM 3500-Pe B.
Bario (Ba^{2+})	Formación de escamas.	ICP. SM 3500-Ba C. AAS. ASTM D 3651-92.
Estroncio (Sr^{2+})	Formación de escamas	ICP. SM 3500-Sr C. AAS. ASTM D 3-3920-92.
ANIONES		
Cloruros (Cl^-)	Corrosión	Mohr/Colorimétrico. ASTM D4458. Mohr/Electrométrico. SM 4500-Cl D. Cromatografía de iones ASTM D 4327-91.
Carbonatos Bicarbonatos (CO_3^{2-}) (HCO_3^-)	Formación de escamas.	Método Electrométrico ASTM D 1067-92. Indicador. SM 2320-B.
Sulfatos (SO_4^{2-})	Formación de escamas.	Cromatografía de iones ASTM D 4327-91. Gravimetría. SM 4500 SO4 C. Turbidimetría ASTM D4130-82.

Fuente: Autores

3.1.1. Parámetros fisicoquímicos del agua para la preparación de la mezcla ASP

De los parámetros fisicoquímicos del agua dependerá la ocurrencia de posibles problemas ocasionados por incompatibilidad entre la formulación del tratamiento químico y el agua contenida en el yacimiento. Para realizar la inyección del fluido ASP es necesario realizar un proceso de suavización de agua; este proceso consiste en la disminución del contenido de iones divalentes del agua, responsables de la precipitación de compuestos inorgánicos que inciden en daño en la formación y en la integridad de las facilidades de producción; al mezclar los fluidos de tratamiento ASP con los fluidos de inyección y producción se deben determinar las características adecuadas del agua para poder realizar la mezcla. En la Tabla 12 se muestran las condiciones requeridas del agua de inyección suavizada para el tratamiento ASP establecidas por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), con base en las recomendaciones del estudio realizado por los laboratorios SURTEK en el 2008, con el fin de prevenir cualquier tipo de precipitación.

Tabla 12. Características del agua de mezcla para la preparación de la solución ASP, para prevenir precipitados.

CONTROL AGUA DE PREPARACIÓN					
Parámetro	Especificación	Método / Equipo	Puntos de monitoreo	Frecuencia	Responsable
Turbidez	< 1 NTU	Turbidimetría CLX-LQP-I-010-4	1. Antes de filtros 2. Después de filtros 3. Salida de tanque	1 vez al día	Al comienzo ICP, luego laboratorio de campo según pertinencia
pH	8.0-8.4	pHmetro digital CLX-LQP-I-010-1			
Conductividad	< 0.2 mS/cm	Conductimetría CLX-LQP-I-010-3			
Alcalinidad	No reportado	Titulación potenciométrica CLX-LQP-I-010-2			
CO ₂	< 10 ppm	CLX-LQP-I-010-5			
O ₂	< 10 ppb	CLX-LQP-I-010-7			
Fe	< 1 ppm	Colorimetría CLX-LQP-I-010-8			
H ₂ S	0 ppm	CLX-LQP-I-010-6			
Ca ⁺²	0 ppm	Titulación EDTA			
Mg ⁺²	0 ppm	Titulación EDTA			

Fuente: Autores

En la Tabla 13 se comparan las propiedades límites permitidas para el agua de inyección en la Superintendencia de Operaciones del Huila-Tolima (SOH) de Ecopetrol S.A. con las condiciones del agua para realizar la mezcla de la formulación ASP, donde se observa que la propiedades el agua de inyección incumple con algunos de los parámetros para prevenir precipitación.

Tabla 13. Valores máximos recomendados para un agua de inyección de buena calidad en la Superintendencia de Operaciones Huila- Tolima (SOH).

PARAMETRO	LÍMITE PERMITIDO	EVALUACION	NORMA	TIPO DE ANALISIS
Hierro disuelto (Fe ⁺⁺)	< 1 mg/L	Cumple	NACE	Análisis fisicoquímicos (in situ)
Hierros totales	< 5 mg/L	-----	RP 0192-98 *	
pH	6.5- 8.5	Cumple	NACE**	
Oxigeno (O ₂)	< 1 mg /L	Incumple		
CO ₂	< 10 mg /L	Cumple		
H ₂ S	0 mg /L	Cumple		
Turbidez	< 2 NTU	Incumple		
BSR	< 10000 ufc/ml	-----	ASTM 4412-02*	Bacteriológico
Sólidos suspendidos	< 5 mg/L	Incumple	NACE 173-05*** (ver tabla 7)	Calidad de agua
Pendiente Q vs V	< 0.99 mg/L	-----		
Grasas y Aceites	< 2 mg / L	Incumple	NACE**	
* Monitoring Corrosion in Oil and Gas production with iron counts				
** Ostroff A.G. "Introduction to oilfield water technology" NACE. Houston. 1979				
*** Evaluación del sistema de inyección del campo Dina de la SOH durante el año 2011				

Fuente: Autores

Teniendo en cuenta que el proceso de inyección ha tenido continuidad desde un periodo de tiempo extenso previo a la inyección ASP, se concluye que el agua contenida en el yacimiento antes de la inyección no posee condiciones favorables para impedir la precipitación.

3.1.2. Determinación de las propiedades fisicoquímicas del agua de producción e inyección

La determinación de los diferentes iones se hizo con base en los procedimientos de las normas estipuladas en la Tabla 11. Las pruebas para la determinación de las propiedades fisicoquímicas del agua se realizaron entre el 22 y el 27 de noviembre del 2013, posterior al inicio de la inyección del tratamiento ASP el día 13 de diciembre del 2013 por la empresa ATP ingeniería S.A. que presta sus servicios a Ecopetrol S.A.

Los resultados de las propiedades fisicoquímicas del agua permitirían realizar análisis para determinar problemas de compatibilidad entre los fluidos ASP y los fluidos de inyección y de producción del campo. La Tabla 14 muestra la composición del agua de inyección y de producción para los pozos en el área de interés de aplicación del piloto ASP, donde los pozos inyectoros son SF-13, SF-85 y SF-204.



Tabla 14. Composición del agua de producción de los pozos afectados por el piloto de inyección ASP.

COMPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES AFECTADOS.										
PARÁMETROS	UNIDS.	POZOS								
		SF-188	SF-185	SF-171	SF-139	SF-93	SF-123	SF-24	SF-14	INYECTORES
Na ⁺	(mg/L)	3.134,20	3.230,80	3.100,10	3.023,00	3.010,00	3.238,00	3.611,70	3.093,20	2882,6
Mg ²⁺	(mg/L)	59,00	58,50	56,00	54,00	55,00	52,00	81,00	64,00	55,83
Ca ²⁺	(mg/L)	330,40	327,60	313,60	302,40	308,00	291,20	453,60	358,40	312,67
Si ²⁺	(mg/L)	30,87	32,34	30,24	29,82	26,46	23,10	36,33	30,66	26,88
Ba ²⁺	(mg/L)	39,00	42,00	38,00	45,00	41,00	43,00	46,00	34,00	88,33
Fe ²⁺	(mg/L)	3,30	3,25	2,25	2,40	2,70	3,00	3,00	3,25	0,483
Cl ⁻	(mg/L)	4.900,00	5.100,00	4.800,00	4.700,00	4.700,00	5.000,00	5.900,00	4.900,00	4500,00
SO ₄ ²⁻	(mg/L)	3,00	2,00	5,00	2,00	1,00	1,00	1,00	4,00	5,00
Alcalinidad	(mg/L)	980,00	900,00	990,00	930,00	920,00	940,00	1.010,00	980,00	936,67
TDS (Medidos)	(mg/L)	9.479,77	9.696,49	9.335,21	9.088,62	9.064,16	9.591,30	11.142,63	9.467,51	8808,463
Densidad Calc. (STP)	(mg/L)	1,004	1,004	1,004	1,004	1,004	1,004	1,005	1,004	1,003
CO ₂ Análisis del gas	(%)	3,00	3,80	3,00	1,30	2,80	1,90	4,00	2,70	0
H ₂ S Análisis del gas	(%)	0,0000	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0
pH, Medido (STP)	pH	7,36	7,22	7,37	7,70	7,37	7,54	7,24	7,41	7,79

Fuente: Autores

La Tabla 15 evalúa los parámetros de cada pozo dentro de los márgenes establecidos para las condiciones requeridas del agua de inyección suavizada para el tratamiento ASP. Las casillas de color azul corresponden a las características que cumplen con los requerimientos establecidos previamente, la casilla roja incumple con estos requisitos.

Tabla 15. Evaluación de parámetros fisicoquímicos de las aguas de producción e inyección.

Parámetro	Especificación	SF-188	SF-185	SF-171	SF-139	SF-93	SF-123	SF-24	SF-14	INYECTORES
Turbidez	< 1 NTU	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red
pH	8.0-8.4	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Conductividad	< 0.2 mS/cm	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red
CO ₂	< 10 ppm	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Azul
O ₂	< 10 ppb	Azul	Azul	Azul	Azul	Azul	Azul	Azul	Azul	Azul
Fe	< 1 ppm	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Azul
H ₂ S	0 ppm	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Azul
Ca ⁺²	0 ppm	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Mg ⁺²	0 ppm	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red
 No Cumple especificaciones		 Cumple con las especificaciones								

Fuente: Autores

En la tabla 15 se puede observar que los pozos productores no cumplen con los parámetros requeridos para el agua de inyección en la implementación de inyección ASP, excepto por el oxígeno disuelto; los pozos inyectores solo cumplen cuatro de los 9 parámetros establecidos.

3.1.3. Determinación de las propiedades fisicoquímicas del agua de producción

Se caracterizaron las propiedades fisicoquímicas del agua de producción, datos reportados por la empresa ATP Ingeniería S.A. con el objetivo de identificar los problemas asociados a la compatibilidad de fluidos ASP y los fluidos de producción mediante una posterior validación teórica y práctica con base en estas propiedades. Las Tablas 16, 17, 18, y 19 muestran cada una de las propiedades fisicoquímicas, su incidencia en los procesos que tiene lugar en el yacimiento, los problemas asociados, la técnica de análisis y monitoreo, y su respectiva evaluación.

Tabla 16. Caracterización parámetros químicos del agua de producción.

PARÁMETRO QUÍMICO	EFECTO	COMPONENTE PRECIPITANTE	PROBLEMAS	TÉCNICAS DE ANÁLISIS Y MONITOREO.	EVALUACIÓN
CALCIO Ca^{2+}	Es uno de los mayores constituyentes de las salmueras de los campos petrolíferos. Puede fácilmente combinarse con iones bicarbonato, carbonato o sulfato y precipitarse formando incrustaciones adherentes o sólidos suspendidos ($CaHCO_3$, $CaCO_3$, $CaSO_4$).	Sulfato de Calcio ($CaSO_4$)	Incrustaciones. Depósitos insolubles.	Espectrometría de masas con plasma inducido (ICP-OES). Titulación. Gravimétrico.	290-453 mg/L
		Carbonato de Calcio ($CaCO_3$)			
		Bicarbonato de Calcio ($CaHCO_3$)			
MAGNESIO Mg^{2+}	Los iones magnesio tienden a aumentar los problemas de incrustación de carbonato de calcio ($CaCO_3$) debido a la co-precipitación con el ión calcio.	Carbonato de Magnesio ($MgCO_3$)	Incrustaciones		52-81 mg/L
		Sulfato de Magnesio ($MgSO_4$)	Soluble y no forma incrustación		
BARIO Ba^{2+}	Este ión se encuentra en pequeñas cantidades en el agua asociada, pero genera graves problemas de precipitación, si se combina con los iones sulfato y carbonato.	Sulfato de Bario ($BaSO_4$)	Extremadamente insoluble, se remueve mecánicamente o sino debe cambiarse el equipo o línea.	Espectrometría de masas con plasma inducido (ICP-OES). Turbidimétrico. Colorimétrico (SM-3500).	34-46 mg/L

SODIO Na⁺	Está presente en altas concentraciones en las aguas de formación.	Cloruro de sodio(NaCl)	No causa problemas	Espectroscópica (ICP-OES). Gravimétrico..	3010 -3611 mg/L
HIERRO Fe²⁺	La precipitación de estos produce depositaciones en la formación y taponamiento de los pozos inyectoros. El hierro ferroso se oxida fácilmente.	ión Férrico – Fe3+	Forma depósito adherente (acmita). Indica corrosión.	Colorimétrico. Fotométrico. Cupones de corrosión. Titulación. Espectrometría de masas con plasma inducido (ICP-OES).	2.25-3.30 mg/L
		ión Ferroso - Fe2+	Indica corrosión		
CLORURO Cl⁻	Principal constituyente de las aguas asociadas. La mayor fuente de los iones cloruros es el cloruro de sodio (NaCl), por tanto es utilizado para medir la salinidad del agua.	Cloruro de Calcio. (NaCl)	La corrosividad de éste ión aumenta a medida que aumenta su concentración.	Potenciometría (ICP). Titulación.	4700-5900 mg/L AGUA SALADA
CARBONATO CO₃⁼ BICARBONATO HCO₃⁻	Estos iones son importantes debido a que pueden formar incrustaciones insolubles. Estos iones están presentes en el agua a un pH entre 4.3 - 10.	Carbonato de Calcio (CaCO ₃) Bicarbonato de Calcio (CaHCO ₃)	Incrustaciones insolubles Partículas Suspendidas	Titulación potenciométrica	1098-1230 mg/L
SULFATO SO₄⁼	Puede presentarse en cantidades relativamente grandes y tiene la facilidad de combinarse con calcio, estroncio o bario y formar precipitados poco solubles; la presencia de este ión en el agua incrementa su corrosividad.	Sulfato de Hierro (FeSO ₄)	El sulfuro de hierro generado como producto de la corrosión es un agente eficiente de taponamiento.	Turbidimetría (ICP). Gravimetría.	1-5 mg/L
pH	Indicador de la tendencia de la acidez o alcalinidad de una solución, permite distinguir la presencia de aguas corrosivas o precipitaciones. Esta propiedad es de gran importancia por varias razones; afecta la solubilidad del carbonato de calcio (CaCO ₃) y de los compuestos de hierro. Un agua de inyección de óptima calidad debe tener un pH entre 6.5 y 8.5.		El pH 6 - 8 favorece el crecimiento de BSR. Cuando el pH aumenta, mayor precipitación y disminución del pH, la corrosividad del agua aumenta.	pH-metro	7.8

ALCALINIDAD	La alcalinidad en el agua representa su habilidad para neutralizar ácidos. La concentración de CO_3 es conocida como alcalinidad "P" y la del HCO_3 .	900-1000 mg/L
DUREZA	La dureza representa la concentración total de iones magnesio y calcio y se expresa en partes por millón de CaCO_3 . Otros iones contribuyen a la dureza aunque no en gran medida debido a sus bajas concentraciones. La dureza se divide en dos clases, la de carbonatos y la de no carbonatos.	1100-1700 mg/L
Fuente: Modelo de tabla modificada, Andrea Quintero y Anyi Puentes (2013), MÉTODOS Y PROCESOS PARA MONITOREAR EL DESEMPEÑO DE LA INYECCIÓN DE AGUA PARA EL RECOBRO DE HIDROCARBUROS EN LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA.		

Tabla 17. Caracterización química de los gases disueltos en el agua de producción.

GASES DISUELTOS	EFFECTO	COMPONENTE	PROBLEMAS	TÉCNICAS DE ANÁLISIS Y MONITOREO.	EVALUACIÓN
DIÓXIDO DE CARBONO CO_2	Su formación puede darse por la descomposición de materiales orgánicos o por oxidación de carbonatos y bicarbonatos.	Acido Carbónico (H_2CO_3)	* Al reaccionar el CO_2 con el agua se produce el ácido carbónico. Este ácido es débil, sin embargo, el CO_2 en solución es más corrosivo que soluciones de ácidos fuertes al mismo pH.	Titulación. Colorimétricos.	1.3-4%
	*El aumento de la temperatura, presión parcial del CO_2 aumentan la corrosión por dióxido de carbono.	Carbonato de hierro (FeCO_3).	* forma incrustaciones de carbonato de hierro (FeCO_3).		
		Carbonato de Calcio (CaCO_3)	*influye en la tendencia de incrustación de CaCO_3 .		
SULFURO DE HIDRÓGENO H_2S	Este gas puede estar presente naturalmente o puede ser generado por bacterias sulfato-reductoras y tiende a disminuir el pH del agua.	Sulfuro de Hierro (Agua Negra)	el agua de color negra puede indicar la presencia de este gas, debido al sulfuro de hierro que es producto de corrosión generando escamas finas e insolubles.	Colorimétrico de Azul de Metileno	0-1%%
Fuente: Modelo de tabla modificada, Andrea Quintero y Anyi Puentes (2013), MÉTODOS Y PROCESOS PARA MONITOREAR EL DESEMPEÑO DE LA INYECCIÓN DE AGUA PARA EL RECOBRO DE HIDROCARBUROS EN LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA.					

Tabla 18. Caracterización propiedades bacteriológicas del agua de producción.

PARÁMETRO	EFEECTO	TIPO Y CONDICIONES OPTIMAS DE CRECIMIENTO	PROBLEMAS	TÉCNICAS DE ANÁLISIS Y MONITOREO	EVALUACIÓN
BACTERIAS SULFATO REDUCTORAS (BSR)	Son anaeróbicas pero sobreviven en medios con oxígeno bajo depósitos. Las BSR tienen un pH de tolerancia de 5 a 9 y presiones por debajo de 14500 psi.	Desulfovibrio Desulfuricans: Temp:77-110°F; pH: 6- 8; NaCl: 0- 100.000 mg/L	Las BSR provocan corrosión por picadura por la reducción del ión sulfato presente en el agua a sulfuro de Hidrógeno, el producto de esta corrosión es el sulfuro de hierro (de color negro) que puede taponar la formación, los filtros, las tuberías. etc.	ATP. Reducción APS. Dilución serial API RP-38	0-100 UFC/mL
		Desulfotomaculum Nigrificans: Temp= 130°F Concentración de NaCl máximo:20.000 mg/L			
		Desulfotomaculum orientis: Temp: 85°F-100 °F Concentración de NaCl máximo:20.000 mg/L			
Fuente: Modelo de tabla modificada, Andrea Quintero y Anyi Puentes (2013), MÉTODOS Y PROCESOS PARA MONITOREAR EL DESEMPEÑO DE LA INYECCIÓN DE AGUA PARA EL RECOBRO DE HIDROCARBUROS EN LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA.					

Tabla 19. Caracterización de los parámetros físicos del agua de producción.

PARÁMETRO	EFEECTO	TÉCNICAS DE ANÁLISIS Y MONITOREO.	EVALUACIÓN
CONDUCTIVIDAD	Es una medida de la concentración de electrolitos.	Conductivímetro Horiba.	14-17.8 Ms
TEMPERATURA	Ésta afecta factores como la gravedad específica, la resistividad específica, la solubilidad de los gases y el pH del agua; de igual manera afecta la tendencia a la depositación.	Termómetro	113-120 F
SÓLIDOS SUSPENDIDOS	Generalmente corresponden a partículas provenientes de óxidos metálicos producto de la corrosión, hierro oxidado o manganeso, presentes inicialmente en el agua, sedimentos, arena, arcilla o cuerpos bacterianos y otros sólidos suspendidos.	Análisis químicos, concentración de Sólidos. Espectrometría infrarroja.	255-670 ppm
Fuente: Modelo de tabla modificada, Andrea Quintero y Anyi Puentes (2013), MÉTODOS Y PROCESOS PARA MONITOREAR EL DESEMPEÑO DE LA INYECCIÓN DE AGUA PARA EL RECOBRO DE HIDROCARBUROS EN LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA.			

3.2. CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO

La propiedades fisicoquímicas del crudo son importantes debido que tienen una influencia directa en los procesos de recobro químico mejorado, por ejemplo un crudo con bajos ácidos orgánicos como los ácidos carboxílicos no presentara formación de surfactantes en sitio, una baja gravedad API producirá mayor estabilidad de las emulsiones en superficie fortalecidas por la presencia de surfactantes; estos son problemas que se deben analizar partiendo de la caracterización.

La Tabla 20 describe las propiedades fisicoquímicas del crudo más comunes y los problemas asociados a cada una de ellas.

Tabla 20. Propiedades fisicoquímicas del crudo.

NOMBRE DEL ANÁLISIS	DESCRIPCIÓN	PROBLEMAS ASOCIADOS
Contenido de agua y Sedimento	Porcentaje de agua y sólidos en suspensión contenidos en el crudo fuera de la interfase agua petróleo.	Estabilización de emulsiones por cargas eléctricas por aumento de la conductividad.
Sedimentos por extracción	Sedimento contenido en el petróleo o combustible residual	Porcentajes mayores al 5% pueden incidir en precipitación de inorgánicos.
Gases disueltos en crudo (C1-7+)	Cantidad de compuestos menor a la fracción C7+, son los componentes más livianos del petróleo.	Mayor fracción de hidrocarburos livianos incurre en menor Número ácido y por consiguiente en la disminución de surfactantes in situ, produce estabilización de las emulsiones
Punto de fluidez	Es la temperatura más baja (en °C o °F) en la que un fluido sigue siendo un líquido vertible, es decir, todavía se sigue comportando como un fluido.	-----
Viscosidad cinemática a 50 °C	Es la resistencia interna al flujo de un fluido despreciando las fuerzas que generan el movimiento	Estabilidad de las emulsiones dependiendo del tipo de emulsión
Viscosidad cinemática a 40 °C		
Contenido de azufre	Contenido de azufre en el crudo, se prefiere bajos contenidos de azufre debido a reglamentación ambiental de los combustibles	-----
Factor de caracterización	Caracteriza el crudo según su base, teniendo en cuenta el punto de ebullición y peso específico	-----
Contenido de ceras	Contenido de hidrocarburos pesados como ácidos carboxílicos y componentes de base naftenica.	A mayor contenido de ceras mayor producción de surfactante in situ, produce estabilización de las emulsiones
Número ácido	Contenido de ácidos naftenicos responsables de la producción de surfactantes in situ	Estabilidad de las emulsiones
Densidad 15 °C	La densidad es un parámetro asociado al peso por unidad de volumen de un fluido, está directamente relacionado con la gravedad API, la cual es una medida del peso específico del crudo.	A mayor densidad y menor API mayor estabilidad de las emulsiones.
Gravedad API		

Fuente: Autores

3.2.1. Determinación de las propiedades fisicoquímicas del crudo del campo San Francisco.

La determinación de las propiedades fisicoquímicas permitirá determinar de forma cualitativa el nivel de riesgo de la ocurrencia de problemas asociados a la interacción de los fluidos. En la Tabla 21 se muestran las características fisicoquímicas del crudo y la norma en la cual se basa su determinación.

Tabla 21. Caracterización fisicoquímica del crudo.

NOMBRE DEL ANALISIS	NORMA TECNICA	UNIDADES	VALOR
Contenido de agua y sedimento	ASTM D 4007-(11)	% Volumen	0.01
Sedimentos por Extracción	ASTM D 473-(12)	% Peso	0.01
Gases disueltos en crudo (C1-7+)	ASTM D6729-(09)	% Peso	-----
Parafina		% Peso	0.877
I-Parafinas		% Peso	1.813
Aromáticos		% Peso	0.103
Mono-Aromáticos		% Peso	0.103
Naftenos		% Peso	1.997
Mono-Naftenos		% Peso	1.997
Olefinas		% Peso	0.009
n-Olefinas		% Peso	0.007
C7+		% Peso	95.198
Punto de fluidez	ASTM D 5853-(11)	C	-6
Contenido de cenizas	ASTM D 482-(12)	% Peso	0.0077
Viscosidad cinemática a 50 C	ASTM D 445-(12)	mm ² /s	12.92
Viscosidad cinemática a 40 C	ASTM D 445-(12)	mm ² /s	18.40
Contenido de azufre	ASTM D 4294-(10)	% Peso	0.402
Factor de caracterización	UOP 375-(07)	-----	11.67
Constante de viscosidad y gravedad	ASTM D 2501-(11)	-----	0.861
Contenido de ceras	UOP 46-(85)	% Peso	15.8
Numero acido	AST D 664-(11 ^a)	mg KOH/g	0.178
Densidad 15 °C	AST D 5002-(10)	g/mL	0.8963
Gravedad API	ASTM D 1250-(09)	API	26.3
Residuo de carbón micro	ASTM D 4530-(11)	% Peso	5.45

Fuente: Autores

Para medir el contenido de ácidos orgánicos en el petróleo se utiliza el número ácido. Con el conocimiento previo de la formación de surfactantes in situ debido a la interacción del álcali de la formulación ASP con el ácido orgánico

del petróleo se puede determinar la favorabilidad del crudo hacia la creación de surfactantes naturales por la interacción con el álcali partiendo de la siguiente condición:

Numero Acido	Condición
>0,2 (mg KOH/ g)	Crudos Ricos en Ácidos Orgánicos

Aunque el número ácido del crudo en el campo San Francisco corresponde a un valor menor a 0.2, se puede considerar que el crudo no es pobre en ácidos orgánicos, puesto que su valor está cerca del recomendado; esto implica que si bien el valor del número ácido no corresponde a un valor ideal, la generación de surfactantes en sitio debe ser compensada con la inyección de los surfactantes externos presentes en la solución ASP.

La Tabla 22 muestra las propiedades fisicoquímicas que afectan mayoritariamente el método de recobro químico ASP e inciden en la ocurrencia de problemas por la interacción de fluidos.

Tabla 22. Características del crudo a evaluar por su incidencia en la inyección ASP.

Parámetro	Problema Asociado	Evaluación
Gravedad API	Cuando la densidad del petróleo tiende a ser igual a la del agua, se presume habrá una mayor estabilidad en las emulsiones, puesto que la velocidad de precipitación de la gota es proporcional a la diferencia de densidad entre la fase continua y dispersa; en otras palabras a mayor API, menor estabilidad en la emulsión.	26.3 Petróleo Mediano Puede existir separación gravitacional de emulsiones
Viscosidad Cinemática (50 °C)	La viscosidad dependiendo del tipo de emulsión puede dificultar la coalescencia entre las gotas dispersas en la emulsión.	11.67 mm ² /s Crudo medianamente viscoso

Fuente: Autores

Luego de la caracterización fisicoquímica de las propiedades del crudo en el campo San Francisco, se concluye que el hidrocarburo presenta condiciones favorables para ser separado, siempre y cuando la interfase de fluidos este compuesta por agua y petróleo. Pero teniendo en cuenta que en este caso la interfase de fluidos estará compuesta por agua en solución de químicos ASP y petróleo, se puede inferir que las características del crudos son ajenas a la estabilidad de las emulsiones, que pueden se fortalecidas por los procesos químicos producto de la interacción del ASP con la roca y los fluidos del yacimiento.

CAPÍTULO 4

PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN CON LOS DEL PILOTO DE INYECCIÓN ASP

4.1. GENERALIDADES

Tras el desarrollo de los análisis fisicoquímicos preliminares del agua de producción y del crudo, se identificaron los siguientes problemas que podrían ocurrir luego de la interacción de los fluidos ASP con los fluidos de producción:

- Generación de escamas y problemas de incrustación en la vecindad del pozo inyector y pozo productor.
- Estabilización de emulsiones directas (w/o) y emulsiones inversas (o/w).
- Problemas de corrosión.

Para la profundización en la identificación de estos problemas, se desarrollara este capítulo con base en tres aspectos, el primero correspondiente a la realización de pruebas relacionadas al problema de precipitados (Pruebas de incrustación), el segundo que cubre la identificación de problemas relacionados con emulsiones (Pruebas de Botella), y el último que tiene como finalidad la determinación de los problemas de corrosión (Pruebas de Corrosión).

4.2. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD ASOCIADAS A PROBLEMAS DE INCRUSTACIÓN INORGÁNICA

Para la determinación de las tendencias de formación de precipitados inorgánicos se realizaran dos análisis; el primero simulado teóricamente con base en las propiedades fisicoquímicas del agua de los pozos productores hallando índices de estabilidad (SI), y el segundo mediante la realización de

pruebas de laboratorio para relaciones de mezclas de agua de producción y la formulación ASP.

4.2.1. Pruebas para determinar los índices de saturación (SI)

Para determinar las tendencias de precipitación en los principales pozos productores con mayor riesgo de incrustación de escamas, se corrieron pruebas simuladas utilizando el software ScaleSoftPitzer TM, para determinar con ellas los índices de saturación (SI).

4.2.1.1. Índice de saturación (SI)

Para la predicción de la formación de ciertos tipos de incrustación se pueden utilizar cálculos de solubilidad o índices de saturación, procedimientos que deben ser tomados como una guía, cuya determinación puede ayudar a indicar la tendencia a la incrustación o probabilidad de formación de la misma.

4.2.1.2. Índice de Saturación (SI) ODDO & TOMSON

El índice de saturación está dado en función de las concentraciones de Calcio y bicarbonatos (para el caso de los carbonatos), fuerza iónica, temperatura y presión del sistema.

Un SI positivo indica una solución capaz de precipitar CaCO_3 , SI negativo indica una solución que puede disolver CaCO_3 , como se muestra en la Tabla 23.

Tabla 23. Interpretación índice de saturación Oddo & Tomson.

ODDO & TOMSON		
ÍNDICE DE SATURACIÓN	<0	NO genera incrustación
	=0	Equilibrio
	>0	SI genera incrustación

Fuente: PATTON, Charles, Campbell Petroleum Series. “*Applied Water Technologies*”. 1995.

En los siguientes cuadros se resumen las ecuaciones utilizadas para la determinación del índice de saturación para cada uno de los tipos de incrustaciones (carbonatos y sulfatos), el estimado de la cantidad de incrustación formada.

Tabla 24. Ecuaciones determinación índice de saturación IS Oddo & Tomson.

ÍNDICE DE SATURACIÓN SI (ODDO & TOMSON)	
INCRUSTACIÓN	<p style="text-align: center;">ECUACIÓN</p> $SI = \log[(Ca^{++})(HCO_3^-)] + pH - 2.76 + 9.88 * 10^{-3}T + 0.61 * 10^{-6}T^2 - 3.03 * 10^{-5}P - 2.348\sqrt{\mu} + 0.77\mu$ <p style="text-align: center;">VARIABLES</p> $Ca^{++} = \text{Concentración ión calcio, } \frac{\text{moles}}{L}$ $HCO_3^- = \text{Concentración ión bicarbonato, } \frac{\text{moles}}{L}$ $T = \text{Temperatura, } ^\circ F$ $P = \text{Presión absoluta total, psia}$ $\mu = \text{Fuerza iónica molar, } \frac{\text{moles}}{L}$
	<p style="text-align: center;">ECUACIÓN</p> $SI_{(CaSO_4)} = \log[(Ca^{++})(SO_4^{--})] + 3.47 + 1.8 * 10^{-3}T + 2.5 * 10^{-6}T^2 - 5.9 * 10^{-5}P - 1.13\sqrt{\mu} + 0.37\mu - 2.0 * 10^{-3}\sqrt{\mu}T$

	$SI_{(CaSO_4 \cdot 1/2H_2O)} = \log[(Ca^{++})(SO_4^{--})] + 4.04 - 1.9 * 10^{-3}T + 11.9 * 10^{-6}T^2 - 6.9 * 10^{-5}P - 1.66\sqrt{\mu} + 0.49\mu - 0.66 * 10^{-3}\sqrt{\mu}T$ $SI_{(CaSO_4 \cdot 2H_2O)} = \log[(Ca^{++})(SO_4^{--})] + 2.52 + 9.98 * 10^{-3}T - 0.97 * 10^{-6}T^2 - 3.07 * 10^{-5}P - 1.09\sqrt{\mu} + 0.50\mu - 3.3 * 10^{-3}\sqrt{\mu}T$
	VARIABLES
	$Ca^{++} = \text{Concentración ión calcio, } \frac{\text{moles}}{L}$ $SO_4^{--} = \text{Concentración ión sulfato, } \frac{\text{moles}}{L}$ $T = \text{Temperatura, } ^\circ F$ $P = \text{Presión absoluta total, psia}$ $\mu = \text{Fuerza iónica molar, } \frac{\text{moles}}{L}$
	ECUACIÓN
	$SI = \log[(Ba^{++})(SO_4^{--})] + 10.03 - 4.8 * 10^{-3}T + 11.4 * 10^{-6}T^2 - 4.8 * 10^{-5}P - 2.62\sqrt{\mu} + 0.89\mu - 2.0 * 10^{-3}\sqrt{\mu}T$
	VARIABLES
BaSO₄	$Ba^{++} = \text{Concentración ión calcio, } \frac{\text{moles}}{L}$ $SO_4^{--} = \text{Concentración ión sulfato, } \frac{\text{moles}}{L}$ $T = \text{Temperatura, } ^\circ F$ $P = \text{Presión absoluta total, psia}$ $\mu = \text{Fuerza iónica molar, } \frac{\text{moles}}{L}$
	ECUACIÓN
	$SI = \log[(Sr^{++})(SO_4^{--})] + 6.11 + 2.0 * 10^{-3}T + 6.4 * 10^{-6}T^2 - 4.6 * 10^{-5}P - 1.89\sqrt{\mu} + 0.67\mu - 1.9 * 10^{-3}\sqrt{\mu}T$
	VARIABLES
SrSO₄	$Sr^{++} = \text{Concentración ión estroncio, } \frac{\text{moles}}{L}$ $SO_4^{--} = \text{Concentración ión sulfato, } \frac{\text{moles}}{L}$ $T = \text{Temperatura, } ^\circ F$ $P = \text{Presión absoluta total, psia}$ $\mu = \text{Fuerza iónica molar, } \frac{\text{moles}}{L}$

Fuente: PATTON, Charles, Campbell Petroleum Series. "Applied Water Technologies". 1995.

Tabla 25. Ecuaciones determinación cantidad de incrustación formada P Oddo & Tomson.

ESTIMACIÓN CANTIDAD INCRUSTACIÓN FORMADA P (ODDO & TOMSON)	
ECUACIÓN	
$PTB = 175 * PM * \left[G - \sqrt{X^2 + \frac{4}{10^{pKc}}} \right]$	
VARIABLES	
<p><i>PTB</i> = Cantidad máxima de incrustación que puede precipitar, $\frac{lb}{1000bbl}$</p> <p><i>PM</i> = Peso molecular componentes de la incrustación</p> <p><i>G</i> = Componente⁺⁺ + Componente⁼, $\frac{moles}{L}$</p> <p><i>X</i> = Componente⁺⁺ - Componente⁼, $\frac{moles}{L}$</p> <p>$pKc = pH - 2.76 + 9.88 * 10^{-3}T + 0.61 * 10^{-6}T^2 - 3.03 * 10^{-5}P - 2.348\sqrt{\mu} + 0.77\mu$</p>	

Fuente: PATTON, Charles, Campbell Petroleum Series. “*Applied Water Technologies*”. 1995.

4.2.1.3. Resultados de la simulación de los índices de estabilidad (SI)

Para la determinación de los índices de estabilidad se simularon dos escenarios representativos; el primer escenario simula las condiciones de pre-inyección de la formulación ASP, con el fin de partir de una base y poder determinar el grado de afectación positiva o negativa de la inyección de la formulación ASP; en el segundo escenario se simula la interacción del agua de producción con la formulación ASP; ambos escenarios fueron evaluados a condiciones promedio de presión y temperatura de yacimiento y superficie en la batería el Monal (ver Tabla 26). Los resultados se resumen en las Tablas 27 a la 34.

Tabla 26. Condiciones para la evaluación de escenarios propuestos.

Parámetros de Evaluación		
	Temperatura (°F)	Presión (psi)
Yacimiento	120	300
Superficie (Monal)	115	50

Tabla 27. Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-171.

Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-171				
Escamas	Pre-inyección ASP		Mezcla con ASP	
	Índices de saturación		Índices de saturación	
	Superficie	Yacimiento	Superficie	Yacimiento
CaCO₃ (calcita)	0,99	0,63	1,37	0,58
BaSO₄ (barita)	0,67	0,62	-0,48	0,35
NaCl (halita)	-3,6	-3,61	-3,57	-3,64
CaSO₄ (Sulfato de Calcio)	Yeso		Yeso	
	-2,86	-2,86	-3,26	-3,5
	Hemihidrato		Hemihidrato	
	-3,52	-3,51	-2,7	-4,26
SrSO₄ (selestita)	Anhidrita		Anhidrita	
	-2,95	-2,94	-2,2	-3,75
FeS (sulfuro de hierro)	-2,2	-2,2	-2,13	-2,84
FeCO₃ (carbonato de hierro)	-0,72	-1,18	-0,51	-0,82
FeCO₃ (carbonato de hierro)	0,79	0,44	0,99	0,21

Fuente: Autores

Tabla 28. Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-188.

Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-188				
Escamas	Pre-inyección ASP		Mezcla con ASP	
	Índices de saturación		Índices de saturación	
	Superficie	Yacimiento	Superficie	Yacimiento
CaCO₃ (calcita)	1,03	0,75	1,45	0,64
BaSO₄ (barita)	0,45	0,41	-0,70	0,13
NaCl (halita)	-3,59	-3,60	-3,56	-3,63
CaSO₄ (Sulfato de Calcio)	Yeso		Yeso	
	-3,07	-3,07	-3,46	-3,70
	Hemihidrato		Hemihidrato	
	-3,73	-3,72	-2,90	-4,47
SrSO₄ (selestita)	Anhidrita		Anhidrita	
	-3,16	-3,15	-2,40	-3,96
FeS (sulfuro de hierro)	-2,42	-2,42	-2,35	-3,06
FeS (sulfuro de hierro)	-1,25	-1,61	2,88	2,57
FeCO₃ (carbonato de hierro)	0,97	0,70	1,22	0,42

Fuente: Autores

Tabla 29. Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-93.

Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-93				
Escamas	Pre-inyección ASP		Mezcla con ASP	
	Índices de saturación		Índices de saturación	
	Superficie	Yacimiento	Superficie	Yacimiento
CaCO₃ (calcita)	1,06	0,93	1,71	1,84
BaSO₄ (barita)	0,01	-0,03	-1,14	-0,31
NaCl (halita)	-3,62	-3,63	-3,59	-3,65
CaSO₄ (Sulfato de Calcio)	Yeso		Yeso	
	-3,56	-3,56	-3,96	-4,20
	Hemihidrato		Hemihidrato	
	-4,22	-4,21	-3,40	-4,97
	Anhidrita		Anhidrita	
	-3,65	-3,64	-2,90	-4,45
SrSO₄ (selestita)	-2,94	-2,95	-2,88	-3,60
FeS (sulfuro de hierro)	-1,26	-1,44	-0,79	-0,04
FeCO₃ (carbonato de hierro)	0,94	0,82	1,41	1,56

Fuente: Autores

Tabla 30. Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-139.

Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-139				
Escamas	Pre-inyección ASP		Mezcla con ASP	
	Índices de saturación		Índices de saturación	
	Superficie	Yacimiento	Superficie	Yacimiento
CaCO₃ (calcita)	1,27	0,87	1,57	1,37
BaSO₄ (barita)	0,35	0,31	-0,80	0,03
NaCl (halita)	-3,62	-3,63	-3,58	-3,65
CaSO₄ (Sulfato de Calcio)	Yeso		Yeso	
	-3,26	-3,27	-3,67	-3,91
	Hemihidrato		Hemihidrato	
	-3,92	-3,92	-3,10	-4,67
	Anhidrita		Anhidrita	
	-3,36	-3,35	-2,60	-4,16
SrSO₄ (selestita)	-2,59	-2,60	-2,53	-3,24
FeS (sulfuro de hierro)	-0,75	-1,23	-0,66	-0,29
FeCO₃ (carbonato de hierro)	1,11	0,72	1,23	1,05

Fuente: Autores

Tabla 31. Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-171.

Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-185				
Escamas	Pre-inyección ASP		Mezcla con ASP	
	Índices de saturación		Índices de saturación	
	Superficie	Yacimiento	Superficie	Yacimiento
CaCO₃ (calcita)	0,88	0,67	1,54	0,99
BaSO₄ (barita)	0,30	0,25	-0,85	-0,01
NaCl (halita)	-3,56	-3,57	-3,54	-3,61
CaSO₄ (Sulfato de Calcio)	Yeso		Yeso	
	-3,25	-3,26	-3,65	-3,88
	Hemihidrato		Hemihidrato	
	-3,91	-3,91	-3,09	-4,65
	Anhidrita		Anhidrita	
	-3,35	-3,34	-2,59	-4,14
SrSO₄ (selestita)	-2,58	-2,59	-2,51	-3,22
FeS (sulfuro de hierro)	-1,52	-1,80	-1,01	-1,00
FeCO₃ (carbonato de hierro)	0,80	0,61	1,29	0,76

Fuente: Autores

Tabla 32. Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-14.

Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-14				
Escamas	Pre-inyección ASP		Mezcla con ASP	
	Índices de saturación		Índices de saturación	
	Superficie	Yacimiento	Superficie	Yacimiento
CaCO₃ (calcita)	1,09	0,75	1,52	0,83
BaSO₄ (barita)	0,51	0,47	-0,64	0,20
NaCl (halita)	-3,60	-3,60	-3,57	-3,63
CaSO₄ (Sulfato de Calcio)	Yeso		Yeso	
	-2,91	-2,91	-3,30	-3,54
	Hemihidrato		Hemihidrato	
	-3,57	-3,56	-2,74	-4,31
	Anhidrita		Anhidrita	
	-3,00	-2,99	-2,24	-3,80
SrSO₄ (selestita)	-2,30	-2,30	-2,23	-2,94
FeS (sulfuro de hierro)	-0,79	-1,22	-0,54	-0,70
FeCO₃ (carbonato de hierro)	0,99	0,66	1,24	0,56

Fuente: Autores

Tabla 33. Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-24.

Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-24				
Escamas	Pre-inyección ASP		Mezcla con ASP	
	Índices de saturación		Índices de saturación	
	Superficie	Yacimiento	Superficie	Yacimiento
CaCO₃ (calcita)	0,96	0,41	0,84	0,28
BaSO₄ (barita)	-0,03	-0,07	-1,15	-0,31
NaCl (halita)	-3,46	-3,47	-3,47	-3,54
CaSO₄ (Sulfato de Calcio)	Yeso		Yeso	
	-3,47	-3,48	-3,85	-4,07
	Hemihidrato		Hemihidrato	
	-4,13	-4,12	-3,28	-4,84
	Anhidrita		Anhidrita	
	-3,57	-3,55	-2,78	-4,33
SrSO₄ (selestita)	-2,89	-2,90	-2,80	-3,50
FeS (sulfuro de hierro)	0,71	0,17	0,42	-0,12

Fuente: Autores

Tabla 34. Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-123.

Evaluación de índices de saturación en el pozo productor FS-123				
Escamas	Pre-inyección ASP		Mezcla con ASP	
	Índices de saturación		Índices de saturación	
	Superficie	Yacimiento	Superficie	Yacimiento
CaCO₃ (calcita)	1,06	0,49	0,86	0,44
BaSO₄ (barita)	0,01	-0,03	-1,13	-0,30
NaCl (halita)	-3,57	-3,57	-3,55	-3,62
CaSO₄ (Sulfato de Calcio)	Yeso		Yeso	
	-3,60	-3,60	-3,99	-4,23
	Hemihidrato		Hemihidrato	
	-4,26	-4,25	-3,43	-5,00
	Anhidrita		Anhidrita	
	-3,69	-3,68	-2,93	-4,49
SrSO₄ (selestita)	-3,02	-3,03	-2,95	-3,66
FeS (sulfuro de hierro)	1,00	0,44	0,64	0,22

Fuente: Autores

Partiendo del análisis de los índices de saturación de pre-inyección de la formulación ASP, se puede determinar que las aguas de producción presentan precipitación de escamas, principalmente de carbonato de calcio (CaCO_3) y carbonato de hierro (FeCO_3) y en menor proporción sulfato de bario (BaSO_4).

Comparando los resultados de la mezcla de agua de producción en interacción con la formulación ASP, se identifica claramente un aumento en los índices de saturación del carbonato de calcio (CaCO_3) y una disminución en los de carbonato de hierro (FeCO_3) y sulfato de bario (BaSO_4). Este comportamiento se debe al aumento del pH del agua de producción en mezcla con la formulación ASP, el cual se hace más básico a concentraciones mayores de formulación y por consiguiente aumentará el riesgo de precipitación de carbonato de calcio (CaCO_3), que es el principal compuesto en la formación de escamas.

Los índices de saturación son menores a condiciones de presión y temperatura mayores, lo cual se evidencia en los resultados; comparando los escenarios evaluados a condiciones de yacimiento y superficie; por ende, tendrán mayores problemas en obstrucción de tuberías y facilidades de producción por precipitación y formación de escamas. Se esperaría que la formación de precipitados sea mínima en la formación para que no disminuya la permeabilidad lo que conllevaría a una disminución en la producción.

4.2.2. Análisis de causas problemas de precipitados inorgánicos

Para el caso de problemas de compatibilidad entre fluidos de San Francisco y formulación ASP, los precipitados inorgánicos pertenecen en su mayoría al compuesto carbonato de calcio (CaCO_3); esto basado en los resultados de las simulaciones hechas en el numeral 4.2.1. Se identifican a continuación las posibles causas relacionadas con la precipitación del compuesto.

- Presión parcial o presencia de dióxido de carbono (CO_2).
- Variación del potencial de iones hidrógeno (pH).
- Número total de sólidos disueltos.
- Temperatura del yacimiento.

Hay que considerar el caso de inhibición de precipitación por acidificación, causada por presencia de dióxido de carbono en solución, en los fluidos de producción del campo. Sin embargo debido al carácter básico de la solución ASP (Na_2CO_3), el efecto del dióxido de carbono en solución (CO_2), se reduce. Por lo tanto los efectos de dióxido de carbono en solución no se tomarán en cuenta en el análisis de causas de problemas de compatibilidad por interacción de fluidos.

- **Variación del pH:**

La variación del pH influye de manera considerable en la tendencia de precipitación de carbonato de calcio (CaCO_3), debido a que los iones carbonatos, responsables de la formación del precipitado, se producen más cuando el pH de la solución se encuentra en valores por encima de 10.

Por el contrario, cuando la solución tiende a acidificarse los iones carbonato (CO_3^{2-}), se convierten en iones de bicarbonato (HCO_3^-) y posteriormente en ácido carbónico (H_2CO_3), que es altamente estable en soluciones con pH entre 1 y 6.

En conclusión, la parte alcalina de la formulación ASP que corresponde al compuesto carbonato de sodio (Na_2CO_3), se caracteriza por ser capaz de precipitar compuestos formados por iones calcio y magnesio. Además se usa para el control del pH en las mezclas. Por lo tanto, el riesgo de precipitación de carbonato de calcio es inminente por incompatibilidad de fluidos de la formulación ASP y fluidos de inyección y de yacimiento del campo.

- **Temperatura de la formación:**

La temperatura de la formación es otro factor que interviene directamente en la precipitación de carbonato de calcio, puesto que su solubilidad disminuye con el aumento de la temperatura; en agua pura los valores de solubilidad de carbonato de calcio decrecen por debajo de 500 mg/L para temperaturas por encima a 100 °F.

La temperatura promedio del campo San Francisco está alrededor de 110 °F, aunque no es una alta temperatura en comparación con otros yacimientos, la solubilidad del carbonato de calcio es baja como para acarrear problemas de precipitación.

- **Sólidos disueltos:**

Para que se produzca precipitación de carbonato de calcio es necesaria la presencia de iones calcio (Ca^{2+}) y carbonato (CO_3)²⁻, si en un fluido de inyección en equilibrio. Existe una alta concentración de los iones calcio y carbonato; existirá precipitación si se incrementa el pH; por el contrario, mientras exista una alta concentración de sales disueltas (excluyendo los iones calcio y magnesio), la solubilidad del carbonato de calcio aumentará.

La dureza cálcica de los pozos de producción en estudio del campo San Francisco varía de 1200 a 900 ppm, por consiguiente los problemas de precipitación son fácilmente contemplables en el escenario de inyección de la formulación ASP; el aumento del pH y la reacción entre iones calcio y carbonato por la mezcla de los fluidos de inyección y la formulación ASP, son algunas de las causas de precipitados inorgánicos como problema de compatibilidad entre fluidos.

Los estratos productores del campo San Francisco pertenecen a la formación Caballos (Kc); éstos se caracterizan por ser areniscas que contienen iones como calcio (Ca^{2+}) y magnesio (Mg^{2+}) entre otros, que han estado en equilibrio con el agua del yacimiento. Al inyectar una nueva fase acuosa, se produce un nuevo equilibrio fisicoquímico que puede resultar en un intercambio de iones entre la solución inyectada y la roca; particularmente, cuando la nueva fase contiene álcali; éste reacciona con los cationes presentes en el agua y disminuye el porcentaje de álcali en solución, debido a que hay una incompatibilidad de la composición electrolítica de los fluidos inyectados y de aquellos que se encuentran inicialmente en el yacimiento.

4.2.3. Pruebas de laboratorio para la determinación de precipitación de CaCO_3

4.2.3.1. Construcción de la curva de comportamiento del pH

Para la construcción de la curva del comportamiento del pH de la formulación ASP en agua de producción, se prepararon soluciones con diferentes concentraciones. Los resultados se muestran en la tabla 35.

Tabla 35. Comportamiento del pH de la solución ASP en mezcla con el agua.

% ASP	pH
0,1	6,9
1	7,8
2	8
3	8,3
4	8,5
5	8,8
10	9,45
15	9,9
50	10,75
100	11,1

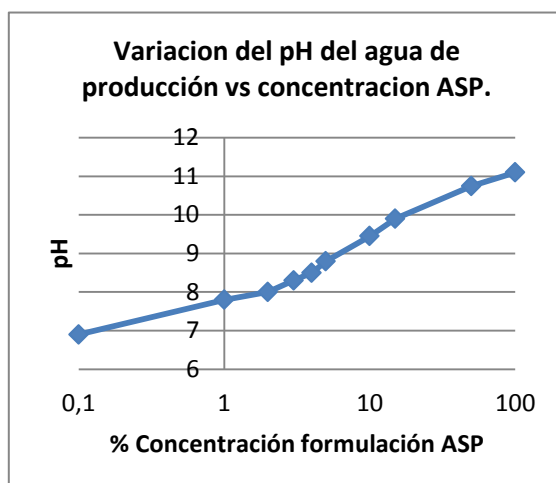


Grafico 11. Variación del pH del agua de producción vs concentración ASP.

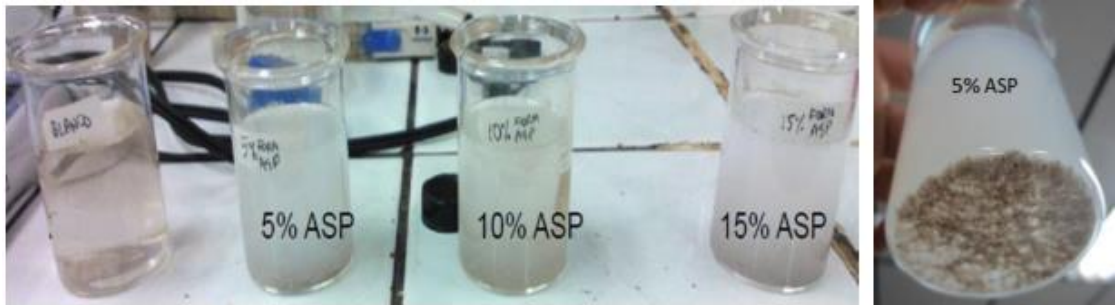
En el Gráfico 11 se observa la curva de pH del agua de producción vs concentración de formulación ASP. El incremento del pH se vuelve crítico cuando la concentración sube por encima de 2% de ASP.

4.2.3.2. Evaluación cualitativa de compatibilidad simplificada entre la formulación ASP y agua de producción PIA del campo San Francisco

Para evaluar la compatibilidad entre las aguas y la formulación, se realizaron pruebas de compatibilidad de la formulación ASP y el agua de producción (PIA) de la estación Monal. Esta última también puede representar el agua de producción proveniente de los pozos productores influenciados ya que composicionalmente son semejantes.

Se realizó una prueba de compatibilidad simplificada entre la formulación ASP y el agua de producción que consistió en hacer mezclas de las mismas en diferentes proporciones. Se evaluaron 3 proporciones de mezclas. La Figura 15 presenta el registro fotográfico del aspecto de las correspondientes mezclas de 5, 10 y 15% de formulación ASP con agua de producción de la PIA (95%,90% y 85%). Se aprecia el incremento en la turbidez a medida que la cantidad de formulación ASP es mayor.

Figura 15. Registro fotográfico de la prueba cualitativa de compatibilidad entre el agua de producción y la formulación ASP.



En la Figura 15 se observa la formación de precipitados aumentando proporcionalmente a la concentración de la formulación ASP, lo que corrobora los resultados del estudio preliminar utilizando el software ScaleSoftPitzer TM que indica que el precipitado estaría compuesto principalmente por carbonato de calcio (CaCO_3).

4.2.3.3. Determinación de la dureza del agua de producción en presencia de la formulación ASP

Para tener una estimación de la cantidad de carbonato de calcio (CaCO_3) precipitado, se determinó la dureza cálcica y la dureza total. Estas pruebas permiten determinar con precisión qué porcentaje de carbonato de calcio se precipita del agua de formación en contacto, a diferente concentración la solución ASP.

Tabla 36. Dureza cálcica del agua de producción en función de la concentración de ASP.

% ASP	ppm CaCO_3	ppm Ca^{2+}
0	1050	420
1	1050	420
2	1045	418
2,5	580	232
5	310	124
10	370	148

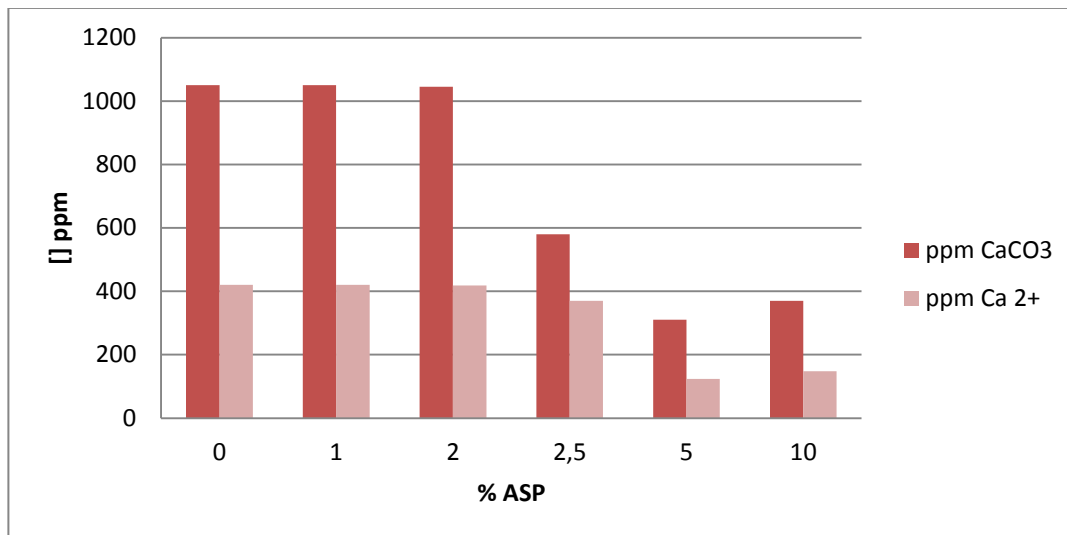


Gráfico 12. Comportamiento de la dureza cálcica del agua de producción con respecto al porcentaje de ASP.

Los análisis en la Gráfica 12 evidencian que la deposición de incrustación empieza cuando la concentración de formulación ASP está por encima del 2%. Para esta condición, la concentración de Ca^{2+} disminuye considerablemente, lo que indica que todo el material se depositó en el fondo de la botella.

4.2.3.4. Tasa de depositación aproximada de incrustación vs concentración de la formula con ASP

Se realizó filtración a las muestras de agua y precipitado generado para cuantificar la cantidad aproximado de material a depositar en el agua de producción, dependiendo del porcentaje de formulación ASP. Se evidencia que con tan solo el 1% de fórmula ASP presente en el agua de producción, se presenta una precipitación leve, pero de consideración para la integridad de las líneas de flujo.

Tabla 37. Tasa de depositación aproximada de incrustación en función de la concentración de la formulación ASP.

% ASP	Peso inicial filtro g	Peso final filtro g	Vol. agua filtrada mL	Depositación mg/L	Depositación Aprox. Kg/BlS
0	0	0,0	0	0	0,0
1	0,0784	0,0752	180	17,8	2,8
2,5	0,0793	0,0755	10	380,0	60,4
5	0,0837	0,0752	10	850,0	135,1
10	0,0839	0,1	10	850,0	135,1

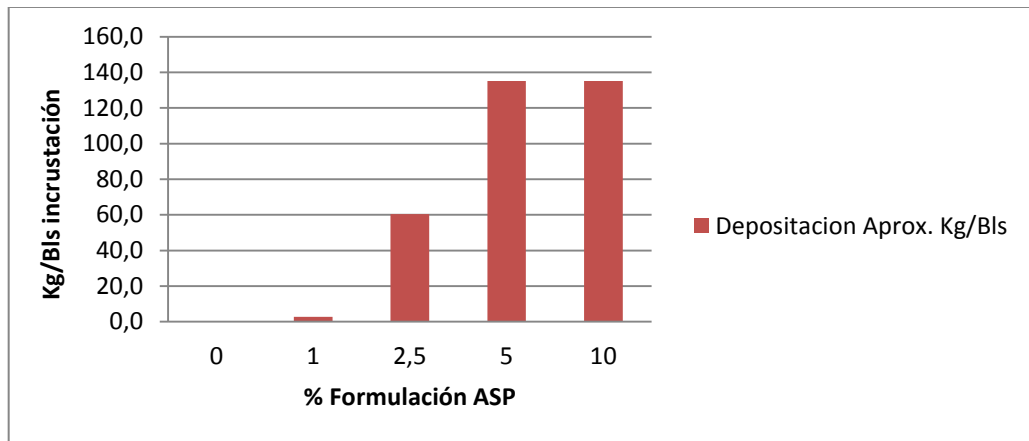


Gráfico 13. Tasa de depositación aproximada del agua de producción con respecto al porcentaje ASP.

En el Gráfico 13 se evidencia la tendencia de formación de escamas a concentraciones bajas en la mezclas de agua de producción y formulación ASP, teniendo un comportamiento constante luego de una cierta concentración de formulación ASP por encima de 5%; este punto determinaría la saturación de carbonato de calcio en solución.

4.2.3.5. Pruebas con inhibidor de incrustación

En las pruebas de incrustación se determinó que la precipitación de escamas inicia al 2% de concentración de la formulación ASP en el agua de producción, por lo cual se tomó como muestra representativa la solución al 2.5%. El inhibidor de incrustación proporcionado por la compañía Clariant se dosificó en diferentes muestras a la misma concentración de ASP de 2.5%, luego se mide la dureza cálcica y la dureza total para determinar si efectivamente el inhibidor tuvo algún efecto en la prevención de formación de precipitados; los resultados se resumen en la Tabla 38.

Tabla 38. Evaluación del inhibidor de incrustación (agua de producción + 2,5% ASP).

Concentración inhibidor [ppm]	% ASP	Dureza Cálcica	ppm Ca ²⁺
Blanco	0	1050	420
0	2,5	580	232
5	2,5	460	184
15	2,5	410	164
25	2,5	470	188
50	2,5	450	180
100	2,5	410	164

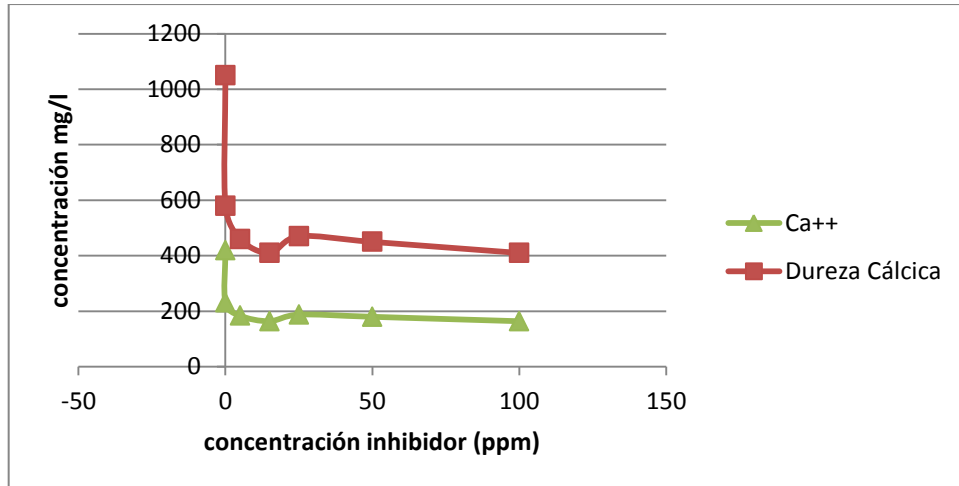


Gráfico 14. Evaluación inhibidor de incrustación (Agua producción + 2,5 % ASP).

En las prueba para evaluar la efectividad del inhibidor de incrustación con respecto a la concentración de formulación ASP; se registraron datos para distintos valores de concentración del inhibidor en una solución al 2.5 % de formula ASP. Los resultados no se consideraron concluyentes puesto la depositación de incrustación es inevitable debido al incremento progresivo del pH a medida que la concentración de ASP aumenta. A medida que se incrementa la dosificación de inhibidor de incrustación, dicho producto no puede evitar el cambio irreversible en el equilibrio químico del agua.

4.3. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD ASOCIADAS A PROBLEMAS DE ESTABILIZACIÓN DE EMULSIONES DIRECTAS (W/O) E INVERSAS (O/W)

Para tratar las emulsiones que se pueden presentar entre los fluidos de producción, es necesario determinar los desemulsificantes óptimos que rompan estas emulsiones, en el caso de la inyección ASP es muy posible que se presente emulsión inversa que es una de las más difíciles de romper, ya que los cortes de agua son muy altos y se verán además afectados por la presencia de los surfactantes aplicados en la solución ASP y los producidos por reacciones entre los álcalis y los ácidos del petróleo.

4.3.2. Análisis de causas de los posibles problemas de estabilización de emulsiones directas (w/o) e inversas (o/w)

Aunque la disminución de las tensiones interfaciales cumplen un papel fundamental dentro del proceso de recobro mejorado (EOR), en procesos de tratamientos de fluidos de producción acarrea graves problemas de compatibilidad de fluidos, y éstos a su vez requieren de grandes esfuerzos e inversión económica para solucionarlos y en algunas ocasiones pueden terminar convirtiéndose en problemas ambientales por afectación de las aguas.

Las causas de la formación y estabilización de las emulsiones por compatibilidad de fluidos de inyección y de producción con la formulación ASP:

- **Viscosidad de la fase continua:**

Debido a que el polímero seleccionado para la aplicación del tratamiento ASP en el campo San Francisco posee una elevada viscosidad y es altamente soluble en agua, dificulta la coalescencia debido al incremento de las fuerzas viscosas. Por ende, el proceso de separación de emulsiones inversas se

convierte en una tarea imposible cuando la fase continua posee una concentración elevada de polímero.

- **Variación de pH:**

La adición de una sustancia ácida o la disminución del pH, puede resultar en la disminución de la película interfasial creada por los agentes surfactantes o tensoactivos, que pueden resultar en la separación de la emulsión; mientras el incremento del pH por la adición de una sustancia alcalina pueden contribuir a la estabilización de la emulsión por producción de surfactantes naturales; el proceso se discutirá más adelante.

- **Efecto del álcali (Na_2SO_3) :**

El incremento del pH, da lugar a la formación de aniones hidroxilo (OH^-); estos iones se caracterizan por su afinidad hidrofílica; para que se produzca un surfactante es necesaria la presencia de una parte lipofílica; debido al incremento del pH por acción del álcali, los ácidos nafténicos, asfaltenos y resinas presentes en el petróleo, reaccionan separándose del hidrocarburo y desplazándose hacia la fase acuosa, donde reaccionan con los iones hidroxilo produciéndose así surfactantes naturales que forman y estabilizan emulsiones.

- **Salinidad de la salmuera:**

El incremento en la salinidad puede producir inestabilidad en las emulsiones, pero el efecto de los cationes divalentes en solución tales como iones calcio y magnesio, pueden generar compactación de las películas interfaciales por efecto de pantallas electroestáticas o precipitación de compuestos insolubles en la interfase.

- **Diferencia de densidad:**

La fuerza ejercida por la gravedad sobre la gota es directamente proporcional a la diferencia de densidad entre los fluidos en la interfase; es decir entre menor sea la diferencia de la densidad entre el crudo y el fluido de inyección, en este

caso la mezcla entre la formulación ASP y la salmuera de inyección, la separación de fases por coalescencia será más difícil, lo que aumentará la estabilidad de las emulsiones.

4.3.1. Posibles escenarios a evaluar para verificar el desempeño del rompedor directo (RD) y el rompedor inverso (RI).

En los escenarios posibles que se pueden presentar de acuerdo al análisis de las pruebas de trazadores se aplicara rompedor tanto como para la emulsión directa como para la emulsión inversa de los productos y sus concentraciones que comúnmente se utilizan; RD: 150 ppm y RI: 50 ppm respectivamente.

Escenario 1: Teniendo en cuenta que hubo una irrupción temprana de trazador en el pozo SF-93, puede presentarse la situación que una vez inyectada la formulación, ésta irrumpa tempranamente en los productores, sin lograr hacer su efecto. En esta condición, la formulación se mezcla con el agua producida en los pozos influenciados, que aportan el 13% de los fluidos producidos y se mantiene el WOR inicial que actualmente es de 97% de agua y 3% de crudo. De esta manera, el 97% de agua estaría conformada por un porcentaje de agua proveniente de los pozos influenciados, que en este escenario sería la formulación y agua de producción proveniente de los pozos no influenciados. La Tabla 39 presenta las relaciones probadas.

Tabla 39. Relación condiciones evaluadas escenario 1.

Agua de producción Estación Monal			Crudo Estación Monal (%)
% de Formulación ASP en el agua de producción	97% de agua total producida		
	Formulación ASP(%)	Agua de producción (%)	
Blanco	0	97	3
5	4,9	92,1	
10	9,7	86,3	
15	14,6	82,4	

Escenario 2: Este escenario tuvo en cuenta que en una etapa posterior a la separación de agua libre, el contenido de agua ya se ha reducido considerablemente. Las pruebas se hicieron manteniendo constante la relación agua/crudo (50:50) y evaluando proporciones de 5, 10 y 15% de la formulación ASP en el agua de producción.

Tabla 40. Relación condiciones evaluadas escenario 2.

Agua de producción Estación Monal			Crudo Estación Monal (%)
% de Formulación ASP en el agua de producción	50% de agua total producida		
	Formulación ASP (%)	Agua de producción (%)	
Blanco	0	50	50
5	2,5	47,5	
10	5	45	
15	7,5	42,5	

4.3.2. Desarrollo de la prueba de botella.

En éstas se intentó simular de la mejor manera las condiciones del proceso, enfocando el interés en diseñar una solución química que trabaje sinérgicamente en el rompimiento de la emulsión directa, definición de la interfase, y calidad de agua drenada.

Para la selección de la mejor alternativa se tiene como objetivo encontrar aquella solución que permita resolver la emulsión en condiciones de temperatura bajas (condiciones tanques de almacenamiento), y a su vez permita obtener buenos resultados a la temperatura normal del sistema (temperatura del campo) 110 °F.

La metodología desarrollada en la prueba de botellas fue la siguiente:

- Se tomó muestra de crudo en el “manifold” de la batería el Monal.
- Se realizó el BSW a la muestra de crudo emulsionada.

- Se emplearon botellas aforadas de 100 mL para realizar la prueba, y se utilizan las concentraciones normalmente empleadas del rompedor directo (RD) 150ppm diluido al 10% y el clarificador del agua (RI) 5 ppm.
- Se preparó la formulación ASP en diferentes concentraciones.
- Se agitó las botellas con un bottle Shaker durante 2 minutos (200 strokes).
- Se realizó lecturas de caída de agua a: 15', 30', 60', 18 hrs.
- La prueba se realizó simulando la temperatura del campo a 110 °F. Una vez terminado el tiempo se realizó el THIEF, o ladronero de las botellas para determinar los % de BS, W y BSW a 15 cm³ de la interfase agua/aceite.

Tabla 41. Composición de la emulsión en el crudo.

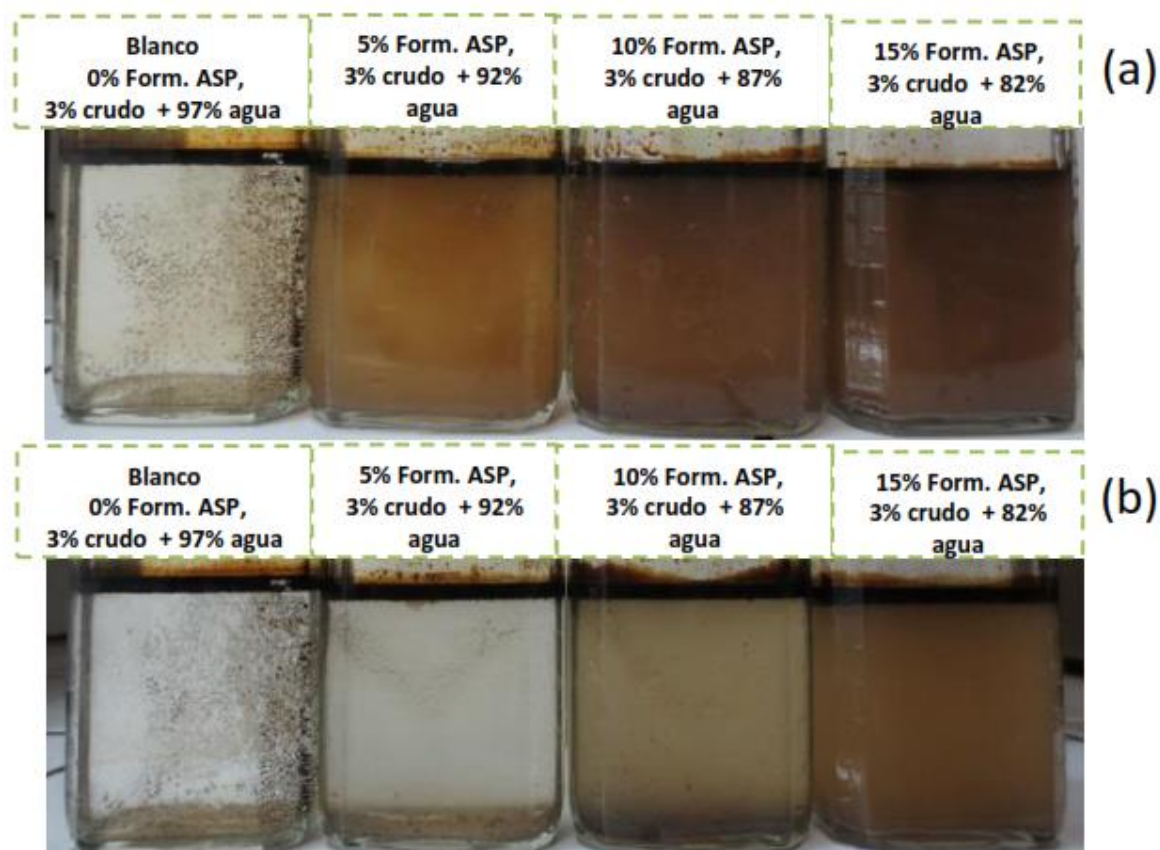
CRUDO DEL CAMPO	%BS	%W	%BSW
	3	6	9

4.3.3. Evaluación del Escenario 1

“Efecto de la formulación ASP sobre el desempeño de los aditivos usados en el campo para rompimiento de emulsión y clarificación de agua, en caso de que la formulación irrumpa tempranamente en los pozos productores”.

En este estudio se realizaron pruebas de botellas manteniendo constante la relación agua/crudo (97% de agua de producción y 3% crudo) y simulando condiciones en el que el agua de producción de la Estación contenga 5, 10 y 15% de la formulación ASP como se indica en la Tabla 39, en presencia de los aditivos usados para la separación y clarificación en la Estación Monal en 150 ppm y 5 ppm respectivamente.

Figura 16. Efecto de la formulación ASP, evaluación del escenario 1.



El efecto de la formulación ASP: 0, 5, 10 y 15% de volumen de agua de producción de la Estación Monal, Temperatura = 48 °C en una condición de 97% agua de producción vs 3% de crudo en el desempeño de los productos RD: 150ppm, RI: 5ppm. (a) Después de 1 hora y (b) después de 18 horas.

Se constató que la fórmula ASP en el agua de producción de la Estación Monal, hasta un 15%, correspondiente aproximadamente al volumen aportado por los pozos que estarán bajo influencia del proyecto piloto, no afectan la velocidad de separación del agua y el crudo, habiéndose alcanzado separación completa de las dos fases en menos de 10 minutos, condición prácticamente igual al blanco, Pero el agua separada sí cambiará su calidad, ya que se formará una solución miscelar de crudo en agua.

En la Figura 16 se puede apreciar la calidad del agua, que presenta una apariencia turbia y un mayor contenido de hidrocarburo en la fase acuosa que se incrementa con un mayor porcentaje de formulación ASP. Con un tiempo mayor de separación (18 horas) se observó una mayor clarificación, pero aún persiste la presencia de hidrocarburo en el agua.

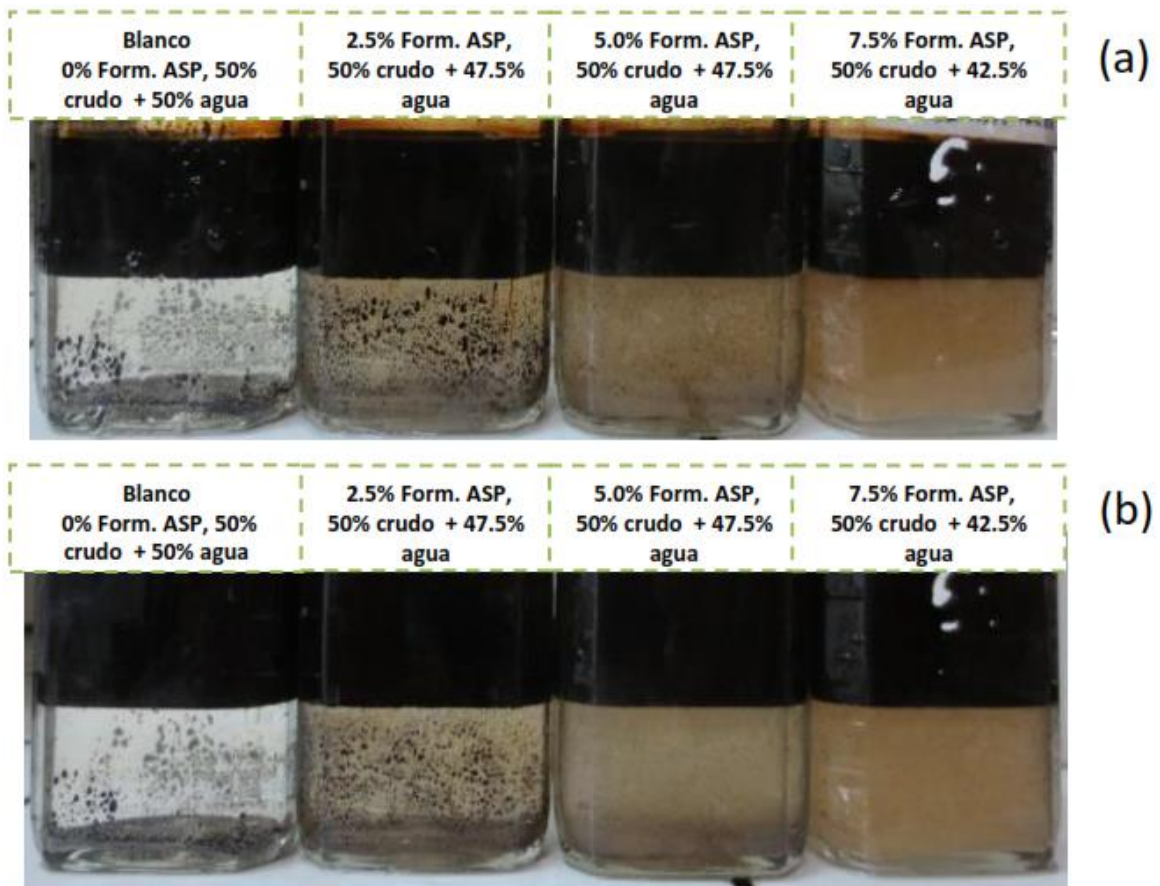
4.3.4. Evaluación del Escenario 2

“Efecto de la formulación ASP sobre el desempeño de los aditivos usados en el campo para rompimiento de emulsión y clarificación de agua en la condición en la que se ha retirado parte del agua libre”.

Se evaluó el efecto de la formulación con un contenido de agua de 50% para determinar la influencia de la formulación ASP sobre la eficiencia de los productos rompedor de emulsión y rompedor inverso, en una etapa posterior a la separación de parte del agua libre, en la cual el contenido de agua ya se ha reducido considerablemente.

Las pruebas se hicieron manteniendo constante la relación agua/crudo (50:50) y evaluando proporciones de 5, 10 y 15% de la formulación ASP en el agua de producción (Ver Tabla 40).

Figura 17. Efecto de la formulación ASP, evaluación del escenario 2.



Efecto de la formulación ASP: 5, 10 y 15% de volumen total de agua de producción simulando la condición de menor corte de agua por separación de agua libre en el proceso, en el desempeño del RD: 150ppm, RI: 5ppm. Temperatura = 48 °C. (a) Después de 1 hr y (b) después de 18 hrs.

Se pudo constatar igualmente que para un mayor corte de petróleo, la presencia de formulación ASP en el agua de producción de la Estación Monal hasta un 15%, correspondiente aproximadamente al volumen aportado por los pozos bajo influencia del proyecto piloto, no afectan la velocidad de separación de las fases, observándose una separación completa del agua y el crudo en menos de 10 minutos. Sin embargo se observa que persiste la turbidez y la solución miscelar de hidrocarburo en agua (ver figura 17), aunque el agua es

más clara a lo observado en el escenario 1, lo que se debe a la menor concentración de formula ASP con base al volumen total y que, generalmente, el reparto de surfactante es diferente al cambiar la relación agua aceite. Se advierte que esta condición no representa totalmente la actual, sino una condición en el que se agrega química RD y RI en esta relación.

4.4. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD ASOCIADAS A PROBLEMAS DE CORROSIÓN

La solución ASP puede ser altamente corrosiva por su carácter alcalino, pero en la mayoría de estos sistemas, la corrosión solamente ocurre cuando contienen oxígeno disuelto.

4.4.1. Análisis de causas de los posibles problemas de corrosión

La corrosividad de los fluidos se puede ver afectada por múltiples variables, y éstas a su vez cambian dependiendo de la composición de los fluidos. Para el proceso de implementación del tratamiento ASP, las aguas de producción y de inyección se verán afectadas por la interacción entre fluidos, y por ende su corrosividad.

Las propiedades que intervienen en la corrosividad de fluidos son:

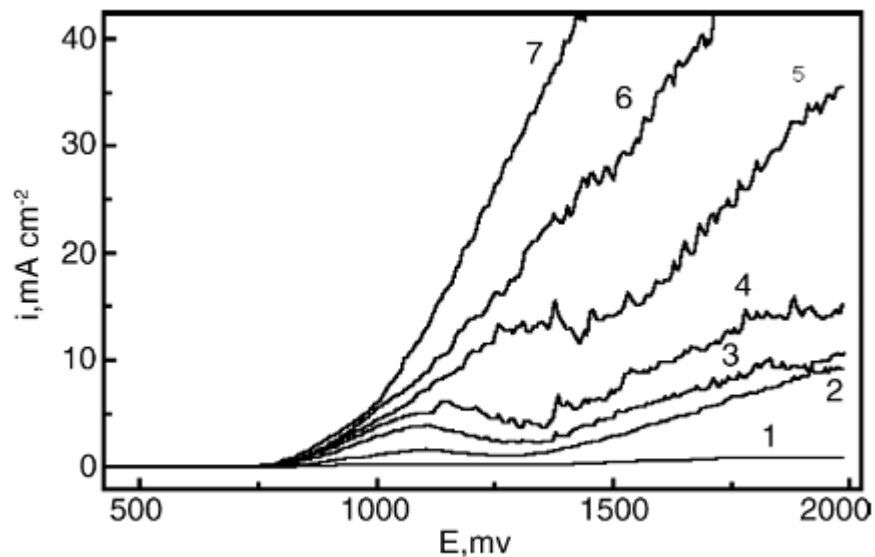
- La conductividad
- El pH
- Gases disueltos
- Oxígeno disuelto

Las condiciones óptimas para que existan corrosión están dadas por: alta conductividad, bajo pH, alta concentración de gases en solución y oxígeno disuelto.

Luego de la interacción de fluidos en la inyección ASP, existe una única propiedad responsable del incremento de la corrosividad del fluido que es la conductividad, puesto que el fluido resultante de la mezcla de fluidos ASP y el agua de inyección presenta elevado pH, baja concentración de gases en solución y no existe oxígeno en solución; Solo el incremento de iones provocado por el álcali de la formulación ASP (Na_2CO_3) es responsable de la corrosión por conductividad eléctrica.

La Figura 18 muestra el proceso de polarización anódica de una aleación de acero inoxidable con varias concentraciones de carbonato de sodio (Na_2CO_3); el aumento de la corriente anódica corresponde a la oxidación de hierro a iones hierro Fe^{2+} .

Figura 18. Curvas Anódicas Potencio dinámicas para el ánodo 316L SS, en presencia de Na_2CO_3 ; (1) 0.01, (2) 0.1, (3) 0.3, (4) 0.5, (5) 0.7, (6) 1.0 and (7) 2.0 M.



Fuente: Tomado del documento, corrosión e inhibición de la corrosión de picadura del acero inoxidable en un medio alcalino con el efecto de los aniones de Cl^- y Br^- .

4.4.2. Evaluación de cupones de corrosión

Las pruebas de corrosión se llevaron a cabo con el fin de determinar si la interacción de los fluidos del piloto de inyección ASP con los fluidos de producción aumentaban la tasa de corrosión (T_c) y la tasa de depositación (T_d) en las tuberías, tanques, vasijas, válvulas y accesorios del sistemas de inyección y producción del campo San Francisco.

4.4.3. Cálculo de la tasa de corrosión y depositacion:

- **Calculo de tasa de corrosión:** Con las dimensiones iniciales de los cupones empleados, la naturaleza de sus materiales y los tiempos de exposición en el medio corrosivo, se puede calcular la velocidad de corrosión como se indica a continuación.

$$T_c = \frac{(P_i - P_f) * 22.3 \times 10^3}{d * A * T} = MPY$$

Dónde:

MPY= Milésimas de pulgada por año

P_i = Peso inicial (g)

P_f = Peso final limpio (g)

d = Densidad (g/cm^3)

A = Área (pulg^2)

T = Tiempo (días)

- **Cálculo de la tasa de depositación:** Con una variación en la ecuación podemos tener la tasa de depositación por día.

$$Td = \frac{(Pd - Pf) \times 10^3}{A * T} = MPD$$

MPD= Milésimas de pulgada por día

Pd= Peso sucio (g)

Pf= Peso final limpio (g)

A= Área (pulg²)

T= Tiempo (días)

4.4.4. Muestra de resultados de pruebas de corrosión

Las pruebas de corrosión se llevaron a cabo en los tres pozos inyectoros SF-13, SF-85 y SF-204. El desarrollo de las pruebas se resume en las Tablas 43, 44 y 45. Para el análisis de resultados se utiliza la escala de tolerancia que es ilustrada en la Tabla 42.

Tabla 42. Escala de tolerancia a la velocidad de corrosión.

Escala de tolerancia a la velocidad de corrosión.	
RESISTENCIA	MPY
Excepcional	<1
Excelente	1 – 5
Bueno	5 – 20
Aceptable	20 – 50
Pobre	50 – 200
Inaceptable	>200

Tabla 43. Prueba de corrosión en el pozo inyector SF-93

TIEMPO DE EXPOSICIÓN		
FECHA DE INSTALACIÓN :	16/01/2014	
FECHA DE REMOCIÓN :	18/02/2014	
TIEMPO DE EXPOSICIÓN :	33	Días
CARACTERISTICAS DEL CUPÓN		
SERIE DEL CUPÓN :	F267	
CLASE DE CUPÓN :	CORROSIÓN	
MATERIAL :	AISI SAE – 1020	
ÁREA (A) :	4,19	pulg. ²
DENSIDAD (d):	7,86	0,21136986
PESO INICIAL (Pi) :	27,6694	g
PESO SUCIO (Pd) :	27,6838	g
		
PESO FINAL LIMPIO (Pf):	27,6591	g
		

Fuente: Autores

Tabla 44. Prueba de corrosión, pozo inyector SF-85.

TIEMPO DE EXPOSICIÓN		
FECHA DE INSTALACIÓN :	16/01/2014	
FECHA DE REMOCIÓN :	18/02/2014	
TIEMPO DE EXPOSICIÓN :	33	Días
CARACTERISTICAS DEL CUPÓN		
SERIE DEL CUPÓN :	F266	
CLASE DE CUPÓN :	CORROSIÓN	
MATERIAL :	AISI SAE – 1020	
AREA (A) :	4,19	pulg. ²
DENSIDAD (d):	7,86	0,21137
PESO INICIAL (Pi) :	27,7087	g
PESO SUCIO (Pd) :	27,7309	g
		
PESO FINAL LIMPIO (Pf):	27,6860	G
		

Fuente: Autores

Tabla 45. Prueba de corrosión en el pozo inyector SF-204.

TIEMPO DE EXPOSICIÓN		
FECHA DE INSTALACIÓN :	16/01/2014	
FECHA DE REMOCIÓN :	18/02/2014	
TIEMPO DE EXPOSICIÓN :	33	Días
CARACTERISTICAS DEL CUPÓN		
SERIE DEL CUPÓN :	F268	
CLASE DE CUPÓN :	CORROSIÓN	
MATERIAL :	AISI SAE – 1020	
ÁREA (A) :	4,19	pulg. ²
DENSIDAD (d):	7,86	0,21136986
PESO INICIAL (Pi) :	27,757	g
PESO SUCIO (Pd) :	27,7909	g
		
PESO FINAL LIMPIO (Pf):	27,7315	G
		

Fuente: Autores

Tabla 46. Resumen de resultados de las pruebas de corrosión.

POZOS	MPY	MPD	CORROSIÓN
SFRA0013 INY	0,21	0,18	EXCEPCIONAL
SFRA0085 INY	0,47	0,32	EXCEPCIONAL
SFRA0204 INY	0,52	0,43	EXCEPCIONAL

Fuente: Autores

La velocidad de corrosión en las tres pruebas realizadas se encuentran en un rango de <1 MPY, lo que se puede catalogar como una corrosión mínima o normal, por lo tanto es evidente que la solución del piloto de inyección ASP no acelera ni afecta el proceso de corrosión.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN PARA LA DETERMINACIÓN DE LA AFECTACIÓN DE POZOS POR INYECCIÓN DE FLUIDOS ASP.

5.1 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

Con el objetivo de determinar la afectación de la producción en el área de aplicación del piloto ASP, se analizaron los registros de los datos de producción posteriores al inicio de la inyección de los fluidos ASP. Esto permitió conocer la afectación de los pozos productores e inyectores, evaluación de tendencias de heterogeneidad y análisis general de la producción del área.

5.1.1 Métodos de producción

Existen varios métodos de análisis de datos de producción, cada uno de estos evalúan diferentes parámetros y tienen diferentes finalidades; algunas de las finalidades de la aplicación de estos métodos se dan a continuación:

- Evaluar la efectividad de la inyección.
- Identificar cambios significativos en la producción.
- Identificar nivel de heterogeneidad en el yacimiento.
- Identificar pozos candidatos para trabajos de “workover”.
- Evaluar comportamiento de la producción.
- Evaluar el desempeño del pozo inyector.

5.1.2. Métodos de análisis de pozos productores

Para el análisis de los registro de producción de los productores se utilizó el método de gráficos ABC. A continuación se expone el método de análisis y sus parámetros de utilización.

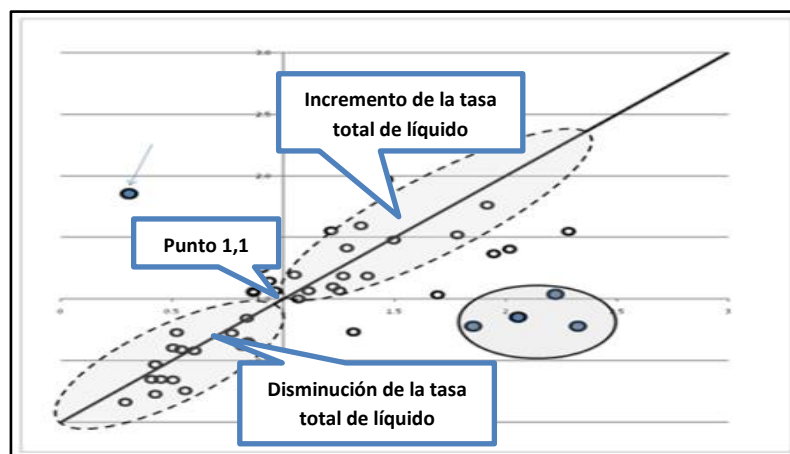
5.1.2.1. Método de gráficos ABC

Identifica pozos con cambios significativos en la producción, comparando tasas de agua, y aceite en lapsos de tiempo de 3 meses el cálculo de los parámetros del gráfico se realiza con las siguientes ecuaciones.

$$\text{eje X} = \frac{\text{Tasa actual de agua}}{\text{tasa previa de agua}} \quad \text{eje Y} = \frac{\text{tasa actual de aceite}}{\text{tasa previa de aceite}}$$

La figura 19 muestra un gráfico típico de evaluación ABC, para diferentes pozos productores.

Figura 19. Gráfico típico ABC



Fuente: Andrea Quintero y Anyi Puentes (2013), MÉTODOS Y PROCESOS PARA MONITOREAR EL DESEMPEÑO DE LA INYECCIÓN DE AGUA PARA EL RECOBRO DE HIDROCARBUROS EN LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA.

La evaluación de los gráficos ABC, se realiza mediante los siguientes parámetros:

- Pozos sin cambio: punto (1,1), pozos con producción estable.
- Incremento tasa total de líquido: línea de 45°, por encima del punto (1,1). Respuesta inyección de agua positiva.
- Reducción tasa total de líquido: línea de 45°, por debajo del punto (1,1). Pozos problemas candidatos a workover.
- Incremento del corte de agua: debajo de la línea de 45° y a la derecha del gráfico. Posible canalización.

5.1.2.2. Desarrollo del método de gráficos ABC

La gráfica ABC se realizó con base en el registro de datos de producción de los pozos alrededor de los inyectores seleccionados para la inyección del piloto ASP; se realizaron dos gráficos ABC para periodos de tres meses durante la inyección, el primer gráfico comprende desde noviembre del 2013 hasta febrero de 2014, el otro gráfico se produce desde febrero del 2014 hasta abril del 2014.

Los resultados se analizaran con base en los pozos de primer y de segundo avance determinados por la prueba de trazadores y los pozos alrededor del área de inyección donde se presume podría haber afectación por la inyección de fluidos ASP.

- **Gráfico ABC (Noviembre 2013-Febrero 2014)**

La Figura 20 representa el gráfico ABC para un periodo de tres meses comprendido entre noviembre del 2013 y febrero del 2014; el análisis de los resultados se realizó con base en los criterios establecidos en el numeral 5.1.1.2.

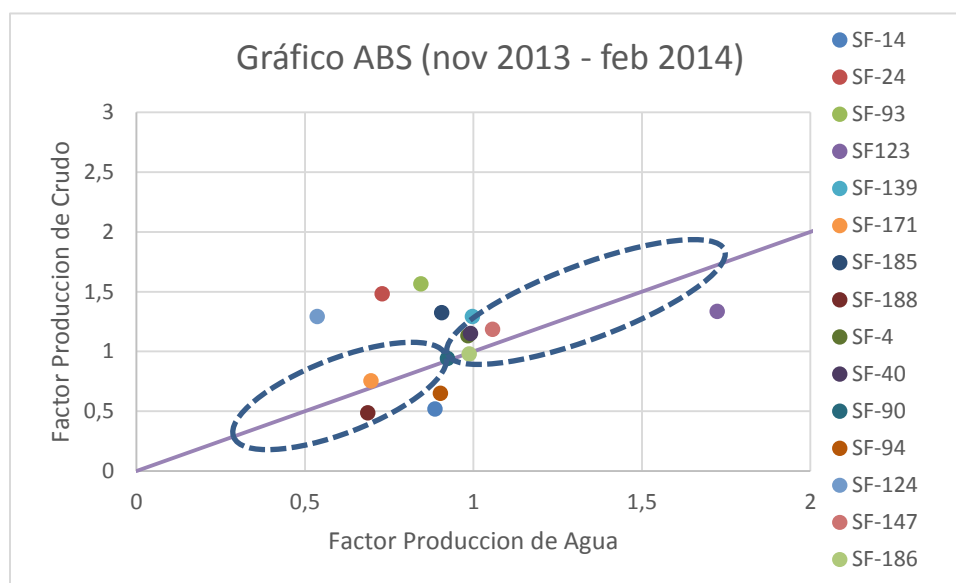


Gráfico 15. Gráfico ABC primer periodo de inyección.

La Tabla 47 muestra los resultados generales del gráfico ABC para el primer periodo de inyección del tratamiento piloto ASP, la tabla muestra los resultados del análisis de la gráfica para tres tipos de pozos, los pozos de primer y segundo avance determinado previamente por la prueba de trazadores, y los pozos cercanos al área de inyección donde podría haber afectación en la producción; los parámetros sombreados con color verde representan condiciones favorables.

Tabla 47. Resumen del gráfico ABC entre noviembre 2013 – febrero 2014.

Pozo	Producción de crudo (BPD)	Producción de Agua (BPD)	Irrupción ASP según trazadores	Observaciones
Pozos de primer avance.				
SF-93	Aumentó	Disminuyó	Completado	Respuesta Inicial favorable a la inyección ASP.
SF-139	Aumentó	Constante	No Completado	Leve aumento en la producción de crudo, no se puede asociar con la inyección ASP (tiempo insuficiente)

SF-188	Disminuyó	Disminuyó	Completado	Disminución fluidos de producción, mayoritariamente crudo. (Inyección ASP no favorable.)
SF-171	Disminuyó	Disminuyó	No completado	Disminución general fluidos de producción, tiempo de irrupción a 2 días de completarse. (Inyección ASP no concluyente).
SF-185	Aumentó	Disminuyó	Completado	Respuesta Inicial favorable a la inyección ASP.
Pozos de segundo avance.				
SF-14	Disminuyó	Disminuyó	Completado	Inyección ASP no concluyente
SF-24	Aumentó	Disminuyó	No Completado	Aumento Significativo en la producción del crudo, la tendencia de producción podría asociarse a la inyección ASP.
SF-123	Aumentó	Aumentó	No Completado	Aumento significativo en la producción. (Inyección ASP favorable).
Pozos cercanos en el área con posible afectación por inyección ASP.				
SF-4	Aumentó	Constante	Disminución leve del fluido de inyección, el comportamiento no puede asociarse a la inyección ASP.	
SF-40	Aumentó	Constante	No se puede asociar el comportamiento a la inyección favorable de fluidos ASP.	
SF-90	Disminuyó	Disminuyó	Disminución general de fluidos de producción, el comportamiento no puede asociarse a la inyección ASP.	
SF-94	Disminuyó	Disminuyó	Disminución general de fluidos de producción, el comportamiento no puede asociarse a la inyección ASP.	
SF124	Aumentó	Disminuyó	Ocurrencia de un pico de producción de crudo posiblemente asociado a la inyección ASP.	
SF-147	Aumentó	Aumentó	Comportamiento de pozo no se puede relacionar con inyección de fluidos ASP.	
SF-186	Constante	Constante	No hay afectación por ASP.	

Fuente: Autores.

- **Gráfico ABC (Febrero 2014 - Abril 2014)**

El Gráfico 15 representa el gráfico ABC para un periodo de tres meses comprendido entre febrero del 2013 y abril del 2014.

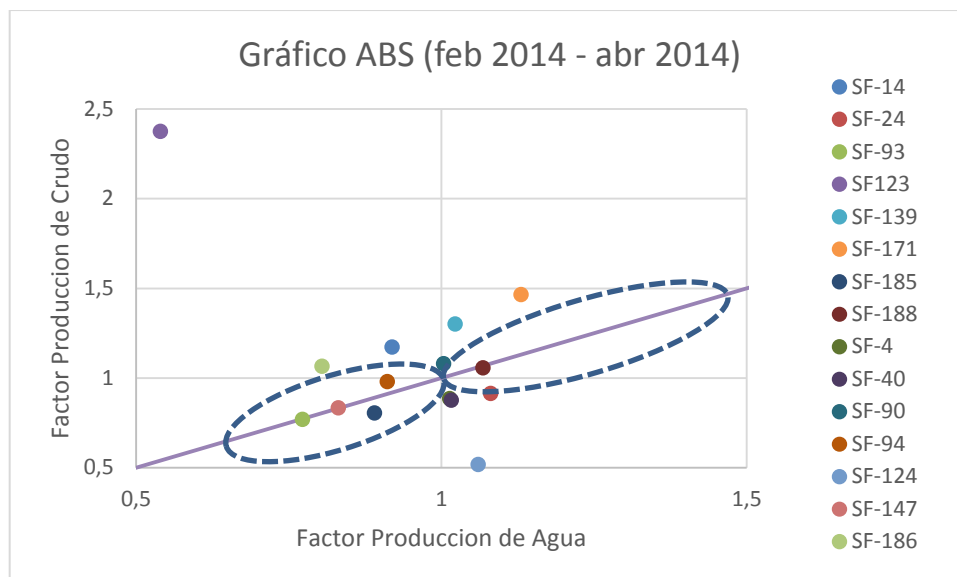


Gráfico 16. Gráfico ABC segundo periodo de inyección.

La Tabla 48 muestra los resultados generales del gráfico ABC para el primer periodo de inyección del tratamiento piloto ASP.

Tabla 48. Resumen del gráfico ABC entre febrero 2013 – abril 2014.

Pozo	Producción de crudo (BPD)	Producción de Agua (BPD)	Irrupción ASP según trazadores	Observaciones
Pozos de primer avance.				
SF-93	Disminuyó	Disminuyó	Completado	Disminución general de producción de fluidos, Inestabilidad en la efectividad inyección ASP.
SF-139	Aumentó	Aumentó	No Completado	Leve aumento en la producción de crudo, no se puede asociar con la inyección ASP (tiempo insuficiente)
SF-188	Aumentó	Aumentó	Completado	Aumento de fluidos de producción no significativo, No se evidencia afectación por la inyección ASP a la fecha.
SF-171	Aumentó	Aumentó	Completado	Tendencia de Producción en ascenso, Tiempo insuficiente para dar continuidad al análisis. (Inyección ASP favorable)
SF-185	Disminuyó	Disminuyó	Completado	Tendencia general de disminución de fluidos de producción, Tiempo insuficiente para dar continuidad al análisis.

Pozos de segundo avance.				
SF-14	Aumentó	Aumentó	Completado	Leve aumento en la tendencia general de producción, Tiempo insuficiente para dar continuidad al análisis.
SF-24	Disminuyó	Aumentó	No Completado	Tendencia de declinación de la producción, Tiempo insuficiente para dar continuidad al análisis.
SF-123	Aumentó	Disminuyó	No Completado	Inyección ASP favorable, Tiempo insuficiente para dar continuidad al análisis.
Pozos cercanos en el área con posible afectación por inyección ASP.				
SF-4	Aumentó	Constante	Tendencia general de producción, el comportamiento no puede asociarse a la inyección ASP.	
SF-40	Disminuyó	Aumentó	El comportamiento no puede asociarse a la inyección favorable de fluidos ASP.	
SF-90	Aumentó	Aumentó	Estabilización de la tendencia de producción, el comportamiento no puede asociarse a la inyección ASP.	
SF-94	Disminuyó	Disminuyó	Leve disminución de los fluidos de producción, el comportamiento no puede asociarse a la inyección ASP.	
SF124	Disminuyó	Aumentó	Disminución del pico de producción ocurrido posterior a la inyección, posiblemente asociado a la inyección ASP.	
SF-147	Disminuyó	Disminuyó	Comportamiento de pozo no se puede relacionar con inyección de fluidos ASP.	
SF-186	Aumentó	Disminuyó	Comportamiento de pozo no se puede relacionar con inyección de fluidos ASP.	

Fuente: Autores.

5.1.3. Métodos de análisis de pozos inyectoros

Para el análisis del registro de inyección ASP hasta la fecha se utilizó el método de análisis de los gráficos de Hall, A continuación se presenta el método y los parámetros de utilización.

5.1.3.1 Método de Hall

El método de Hall es una herramienta para la evaluación del pozo inyector, basada en el cambio de la pendiente de la gráfica presión acumulada contra la inyección acumulada. Los datos requeridos son:

- P_{inj} =Promedio de presión en la cara del pozo.
- P_e = Presión de yacimiento promedio.

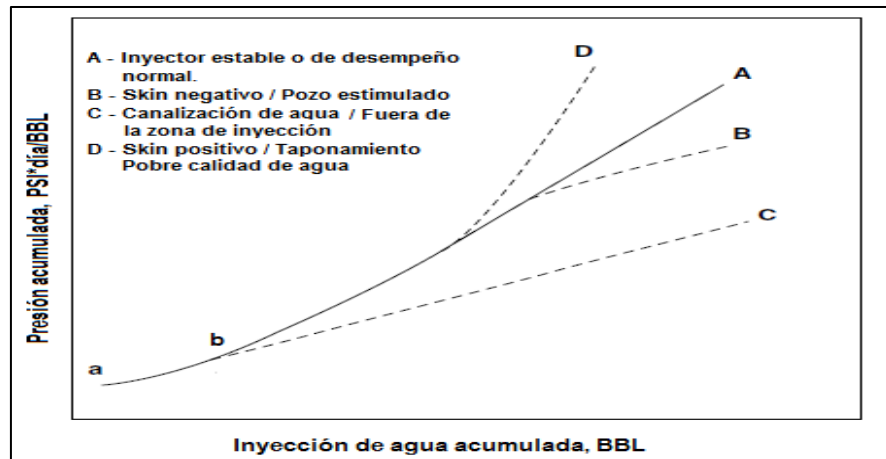
- Volumen de inyección.
- Tiempo de inyección.

Este método asume un estado de flujo radial estable, que se puede expresar por la ecuación de Darcy, asumiendo que k, h, μ, S, r_e y r_w son constantes (A) y da una línea recta con una pendiente constante ($1/A$), pero si alguno de los parámetros cambian también la pendiente cambiará, proporcionando información sobre las características del pozo inyector.

$$i_w = \frac{0.00708 k h (P_{inj} - P_e)}{\mu_w \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right]} \rightarrow i_w = A (P_{inj} - P_e)$$

La Figura 21 representa el modelo de análisis cualitativo de un gráfico de Hall.

Figura 20. Gráfico típico de Hall.



Fuente: Andrea Quintero y Anyi Puentes (2013), MÉTODOS Y PROCESOS PARA MONITOREAR EL DESEMPEÑO DE LA INYECCIÓN DE AGUA PARA EL RECOBRO DE HIDROCARBUROS EN LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA.

5.1.3.2. Análisis de Inyectores (método de Hall)

Se desarrollaron los gráficos de Hall para los tres pozos inyectores seleccionados para la aplicación del piloto ASP, los gráficos se realizaron con base en el registro de datos de inyección de los tres pozos hasta la fecha. A continuación los resultados de los gráficos de Hall para los tres inyectores.

- **SAN FRANCISCO 13:**

El gráfico 17 muestra el resultado del registro de la inyección de fluido ASP en términos de presión de descarga de la bomba, presión en cabeza del inyector y la tasa de inyección; en la figura se puede observar que al inicio de la inyección se requiere una presión cercana a los 1300 psi para sostener bajas tasas de inyección, posteriormente en cierto punto de la inyección la presión requerida para sostener la tasas de inyección disminuye y el comportamiento de la tasa de inyección se hace proporcional al de la presión de inyección.

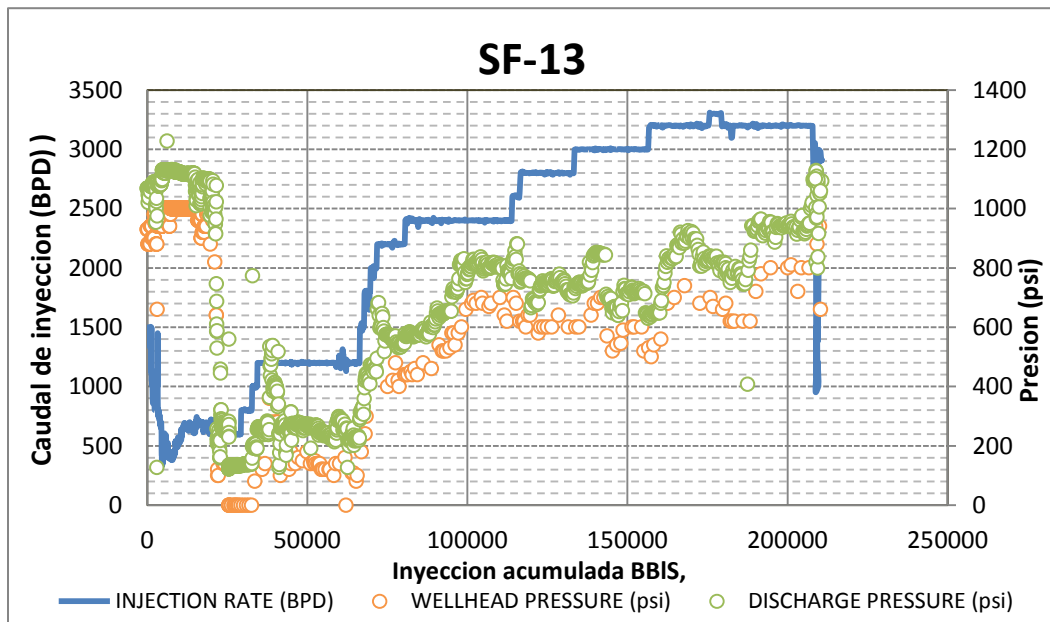


Gráfico 17. Parámetros de inyección contra inyección acumulada en el pozo SF -13.

A continuación se presenta el gráfico de Hall obtenido de los registros de inyección de fluidos ASP en el pozo SF-13; el cambio abrupto de pendiente sugiere una tendencia de estimulación excesiva en el pozo, lo que se interpreta como la canalización del fluido inyectado; esto se debe a que el incremento en la tasa acumulada del fluido inyectado es mayor que el incremento de la presión de inyección acumulada. Este comportamiento del gráfico puede ser explicado por un caudal excesivo de inyección que incurre en la irrupción temprana del fluido desplazado (formulación ASP) en el fluido desplazado. Una excesiva presión de inyección también podría ocasionar fracturamiento en la cara del pozo del inyector lo cual acrecentaría la tendencia de canalización.

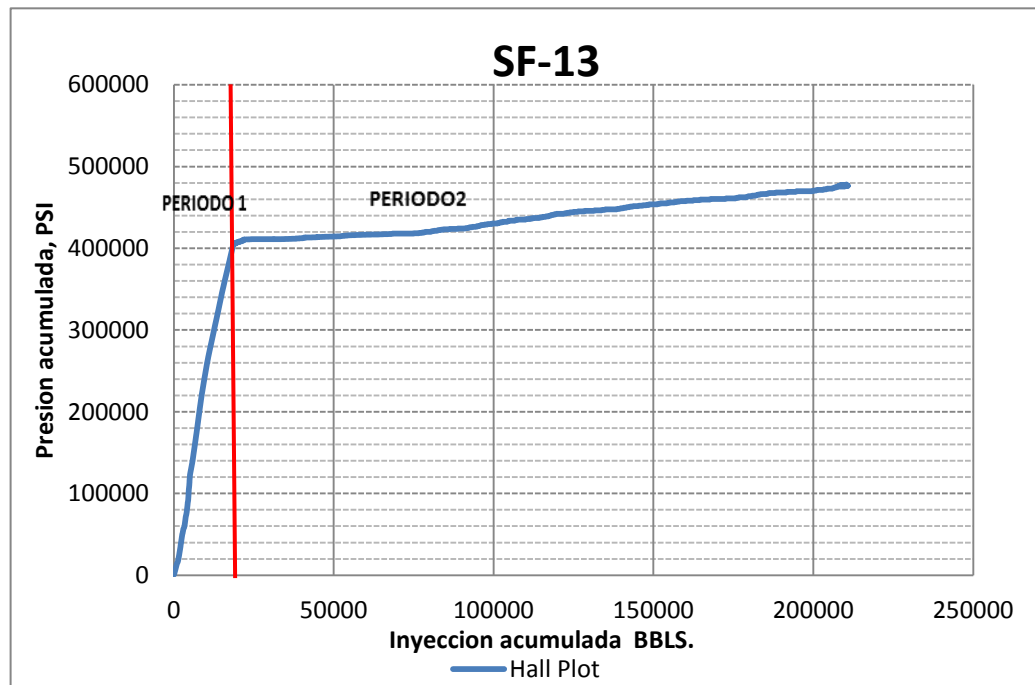


Gráfico 18. Gráfico de Hall para el pozo SF-13.

- **SAN FRANCISCO 85:**

El gráfico 19 muestra el resultado del registro de la inyección de fluido ASP en el pozo SF-85; en la figura se puede observar el comportamiento de la presión de descarga y en cabeza es proporcional al caudal inyectado, en una primera etapa del gráfico se observa que la inyección requerida para sostener altos caudales es menor a la requerida para sostener la misma rata en el último periodo del gráfico.

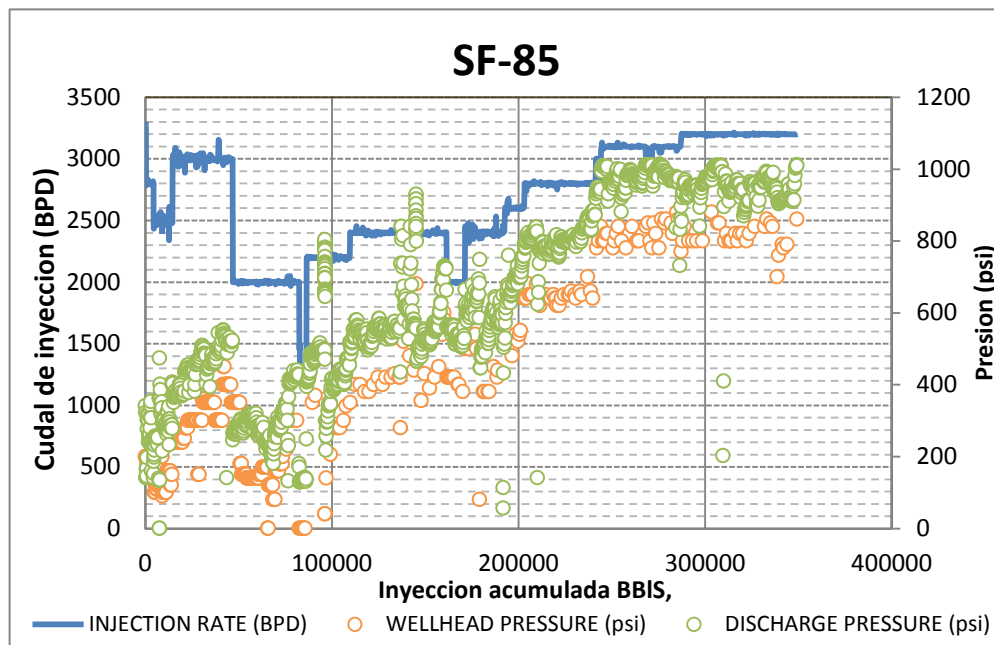


Gráfico 19. Parámetros de inyección contra inyección acumulada en el pozo SF-85.

El gráfico de Hall del pozo para el inyector SF-85, posee tres secciones de diferentes pendientes; cada uno de estos segmentos de la gráficas son considerados como etapas durante la inyección del ASP, donde las características de inyección se ven afectadas por cambio de las condiciones de la inyección o del yacimiento. El primer segmento del gráfico de Hall sugiere una tendencia de inyección eficiente puesto que el requerimiento de presión es baja para altas ratas de inyección.

El segundo segmento del gráfico de Hall corresponde a la disminución de la rata de inyección, y por consiguiente se evidencio una caída en la presión de inyección. El último segmento de la gráfica describe un incremento significativo en la presión con un aumento en el caudal de inyección, donde la presión requerida para alcanzar altas ratas de inyección es mayor en comparación con el requerimiento de presión al inicio de la inyección. En este periodo el comportamiento del caudal acumulado es proporcional al aumento del acumulado de la presión de inyección, por lo que se considera un comportamiento positivo. Según los parámetros de análisis de los gráficos de Hall el periodo 3 de la gráfica, define el comportamiento de un pozo estimulado puesto que la pendiente de este periodo es menor a la pendiente del primer periodo como se observa en el gráfico.

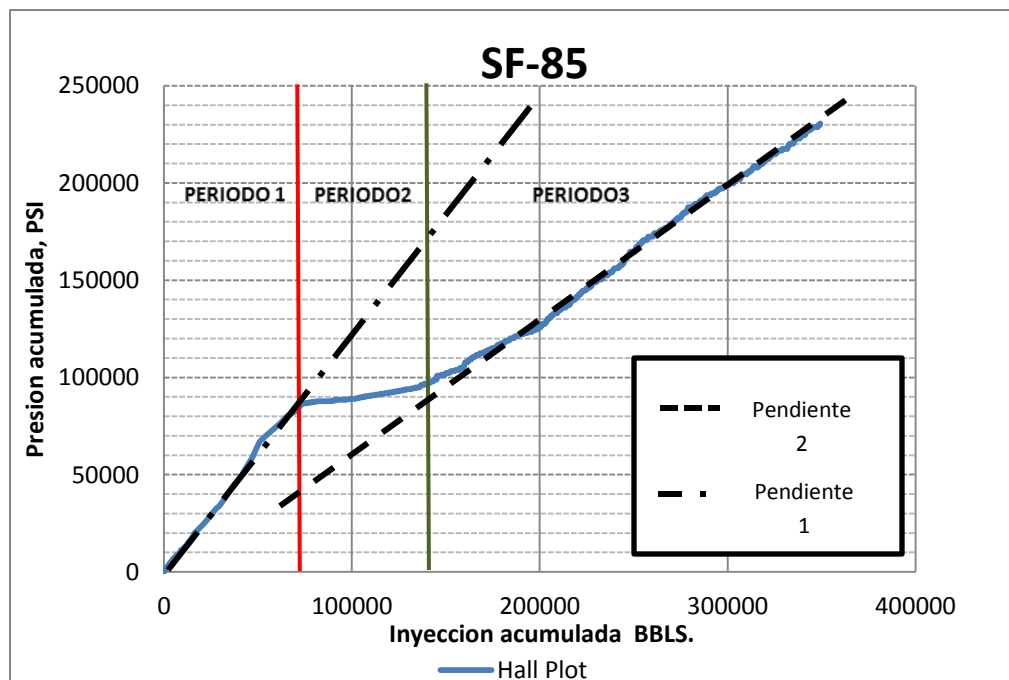


Gráfico 20. Gráfico de Hall para el pozo SF-85.

- **SAN FRANCISCO 204:**

El gráfico 21 muestra el resultado del registro de la inyección de fluido ASP en el inyector SF-204; en la etapa inicial del proceso de inyección de fluidos ASP

se puede apreciar una disminución progresiva de la presión hasta alcanzar condiciones de presión y caudal de inyección constantes.

Antes de alcanzar la inyección a presión constante se evidencia una caída masiva en el caudal no prolongada, cercana a los cincuenta mil barriles de fluido inyectado.

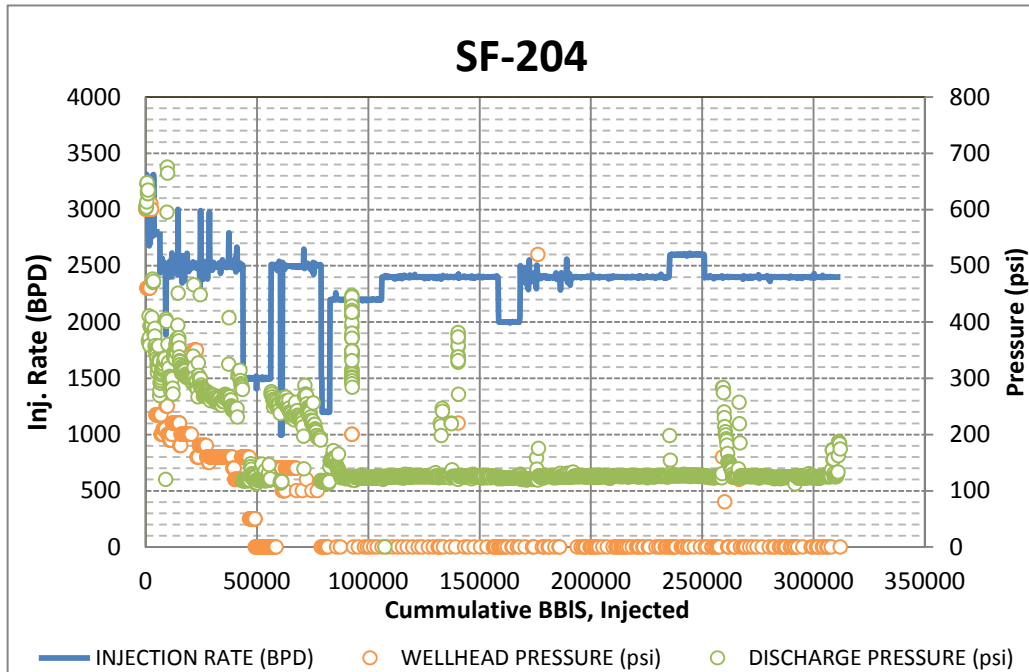


Gráfico 21. Parámetros de inyección contra inyección acumulada en el pozo SF-85.

El gráfico de Hall para el pozo SF-204 describe dos etapas, la primera corresponde a un aumento progresivo en la eficiencia de inyección representado por una disminución de la pendiente del gráfico a medida que la inyección avanza, esto puede ser traducido a que el requerimiento de presión en la inyección disminuye en función del tiempo.

El primer segmento de la gráfica muestra una variación drástica no prolongada de la pendiente que se encuentra encerrada por un círculo punteado, esta se debe a una caída en la disminución del caudal inyectado y por consecuencia la presión de inyección.

El segundo periodo del gráfico del Hall incurre en un comportamiento similar al del gráfico del inyector SF-13, donde el cambio abrupto en la pendiente de la gráfica se presume está relacionado a tendencias de canalización del fluido desplazante (formulación ASP).

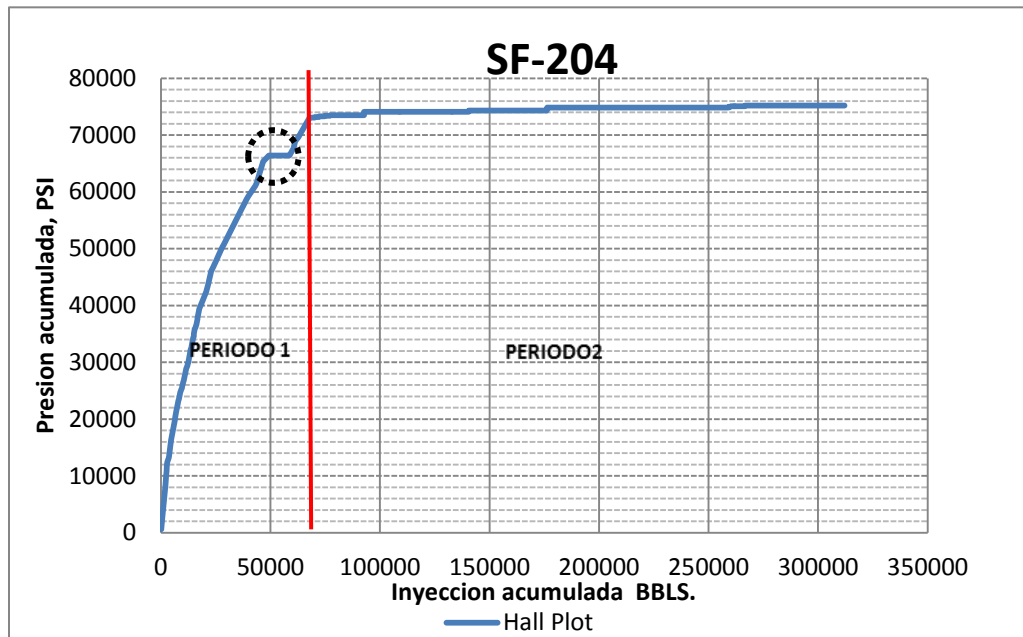


Gráfico 22. Gráfico de Hall para el pozo SF-204.

CONCLUSIONES

- Con base a los análisis a las pruebas de trazadores preliminares a la inyección ASP se identificaron pozos de primer avance con alto potencial de afectación, tales como los pozos SF-93, SF-139, SF-188, SF-185 y SF-171.
- El análisis de los pozos inyectores SF-13 y SF-204 sugieren un comportamiento negativo en la inyección de fluidos ASP, relacionados a fenómenos de canalización del fluido desplazante.
- Del análisis de pruebas de trazadores se concluye que existen alta heterogeneidad en el área de inyección con presencia de canales preferenciales de flujo entre productores e inyectores.
- El pozo SF-24 presenta carencia de conectividad con los inyectores, puesto que no se evidencia irrupción significativa de ninguno de los trazadores de la prueba.
- luego de realizar caracterización fisicoquímica del agua se determinó que tanto el agua de inyección como el agua de producción no posee condiciones favorables para la prevenir la precipitación de inorgánicos ante la interacción con la formulación ASP.
- Tras realizar la caracterización fisicoquímica del crudo se determinó que el crudo posee condiciones que le permiten ser separado de una emulsión compuesta por petróleo y agua.
- En el caso de la inyección ASP la interface de las emulsiones estará compuesta por crudo y agua en solución con la formulación ASP, por lo

que la estabilidad de las emulsiones se atribuye a fenómenos químicos, producto de la interacción ASP con los fluidos de formación.

- En las pruebas de incrustación se identificaron problemas de compatibilidad de la formulación ASP y el agua de producción asociados a la formación de precipitados en un porcentaje perjudicial de carbonato de calcio, por lo que se podría presentar problemas de incrustación tanto en el yacimiento como en las facilidades de producción.
- En las pruebas de botella el agua del crudo es separada en su totalidad por lo que no evidencia problemas asociados a la estabilización de emulsiones directas incluso a concentraciones máximas de formulación ASP.
- En el agua separada en los escenario anterior, la presencia de formulación ASP afectara su calidad provocando la formación de una solución miscelar (emulsión inversa) de crudo en agua. A mayor proporción de formulación, mayor el contenido de crudo en ella.
- La formulación ASP no afecta ni acelera el proceso de corrosión natural en las tuberías y facilidades de inyección por lo que se puede determinar que no tendrá ningún efecto negativo en las tuberías y facilidades de producción.
- No se evidencia mayor afectación a nivel de producción en los pozos pertenecientes al área de inyección de los fluidos ASP, debido a que en la mayoría de los pozos no existe variaciones significativas en la tendencia de producción donde los fluidos presentan residuos de ASP.

RECOMENDACIONES

- Monitorear el pozo SF-93 posterior a inyección ASP por riesgo de afectación temprana, puesto que en base a los estudios realizados en pruebas de trazadores este pozo posee el mayor nivel de afectación por el tratamiento y es donde se presentara problemas asociados a compatibilidad de fluidos a un tiempo temprano; no se sugiere monitorear el pozo SF-139 debido a que el inyector SF-27 el cual tiene mayor incidencia en este pozo, no se utilizó para la aplicación del piloto ASP.
- Realizar un estudio sistemático con la compañía que suministra el servicio de la química de superficie u otras alternas en seleccionar la química apropiada; para tratar el agua separada en caso de que se aumente el contenido de grasas y aceites, por encima de los niveles actuales y la reformulación de una inhibidor que disminuya efectivamente la precipitación de escamas por efecto de la formulación ASP.
- Considerar previo a la inyección de la formulación ASP, la inyección de agua suavizada, para minimizar la probabilidad de formación de escamas en las cercanías de los pozos inyectoros.
- Monitorear a largo plazo para identificar la eficiencia de la inyección ASP, puesto que a la fecha no se puede determinar la incidencia a nivel de producción del tratamiento en el área de aplicación.

BIBLIOGRAFÍA

Canache, M. (2006). *Estudio sobre la aplicabilidad de la inyección ASP (alcalino-surfactante-polímero) para el mejoramiento de la producción de crudos pesados*. Memoria para optar al Título de Ingeniero de petróleos, Escuela de ingeniería de petróleo, Universidad industrial de Oriente, Maturín, Venezuela.

Escobar, F. (2006). *Aspectos Fundamentales del Recobro Secundario y Terciario*. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana.

Fernández, A., Orange, J. (2002). *Selección de un agente desemmulsificante para la deshidratación del crudo proveniente de la unidad colon del municipio Jesus Maria Seprum del estado de Zulia*. Memoria para optar al título de Petróleos, Universidad central de Venezuela, Caracas, Venezuela.

Jiménez, A. (2009). *Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (surfactantes, polímeros y miselares) mediante analogías*. Memoria para optar al Título de Ingeniero de petróleos, Escuela de ingeniería de petróleos, Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Lake, L.W. (1989). *Enhanced oil recovery*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall.

Paris de Ferrer, M. (1984). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.

Quintero, A. Puentes, A. (2013). *Métodos y procesos para monitorear el desempeño de la inyección de agua para el recobro de hidrocarburos en la superintendencia de operaciones Huila-Tolima*. Memoria para optar al Título de Ingeniero de petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia.

Sabag, J. (2008). *Pruebas de trazadores en la recuperación de hidrocarburos*. Ingeniería de Petroleos, Academia de Ingeniería Mexico, Mexico, Mexico D.F.

Salager J. L. (1992). *El Mundo de los Surfactantes*, Cuaderno FIRP S311-A. Cuadernos del laboratorio de formulación, interfases geológicas y procesos. Mérida:Universidad de Los Andes.

Salajer, J. L. (2002). *Surfactantes tipos y usos*, Cuaderno FIRP S300-A. Cuadernos del laboratorio de formulación, interfases geológicas y procesos. Mérida: Universidad de los Andes.

Salager, J. L. (2005). *Recuperación Mejorada del Petróleo*, Cuaderno FIRP S357-C. Cuadernos del laboratorio de formulación, interfaces geológicas y procesos. Mérida: Universidad de Los Andes.

S.A.M. Refaey, F. Taha, A.M. Abd El-Malak (2004). *Corrosion and inhibition of stainless steel pitting corrosion in alkaline medium and the effect of Cl and Br anions*. Departamento de Química, Facultad de Ciencias, Universidad de Minia, Minia, Egipto.

Willhite, P. & Green, W. (1998). *Enhanced oil recovery*. (8° ed.). Richardson, Tx: SPE textbook series.

Wilson, D. (2010). *Laboratorio de diseño de un sistema Alkali-Surfactante-Polímero disuelto en agua fresca suavizada para el campo San Francisco*. Diseño EOR, SURTEK, Golden, Washington.

Zerpa, L. (2004). *Múltiples modelos sustitutos para la optimización de procesos de recuperación mejorada de petróleo por inyección de álcali, surfactante y polímero*. Memoria para optar al Título de Magister Scientiarum en Ingeniería Mecánica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Zulia, Maracaibo, Venezuela.